

***INSTITUTO TECNOLÓGICO DE AERONÁUTICA***



Ítalo Teixeira Viana

Tecnologias de Precificação Dinâmica e Impacto na Indústria  
de Energia Elétrica

*Trabalho de Graduação*  
*2003*

***IEI***

ÍTALO TEIXEIRA VIANA

**TECNOLOGIAS DE PRECIFICAÇÃO DINÂMICA E IMPACTO NA  
INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA**

Orientador  
Prof. Akio Baba (ITA-IEI)

**Divisão de Engenharia de Infra-Estrutura Aeronáutica**

SÃO JOSÉ DOS CAMPOS  
CENTRO TÉCNICO AEROESPACIAL  
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE AERONÁUTICA

2003

### Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)

#### Divisão Biblioteca Central do ITA/CTA

Viana, Ítalo e  
Tecnologias de Precificação Dinâmica e Impacto na Indústria de Energia Elétrica/ Ítalo Teixeira Viana.  
São José dos Campos, 2003.  
Número de folhas no formato: 63f.

Trabalho de Graduação – Divisão de Engenharia de Infra-Estrutura Aeronáutica –  
Instituto Tecnológico de Aeronáutica, 2003. Orientadores: Prof. Akio Baba.

1. Precificação dinâmica. 2. Modelo. 3. Setor Elétrico. 4. Powerline. I. Ítalo Teixeira Viana. II.  
Centro Técnico Aeroespacial. Instituto Tecnológico de Aeronáutica. Divisão de Engenharia de Infra-  
Estrutura Aeronáutica. III. Tecnologias de Precificação Dinâmica e Impacto na Indústria de Energia  
Elétrica.

### REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Viana, Ítalo. **Tecnologias de Precificação Dinâmica e Impacto na Indústria de Energia Elétrica**. 2003. 63f. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação) – Instituto Tecnológico de Aeronáutica, São José dos Campos.

### CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Ítalo Teixeira Viana

TÍTULO DO TRABALHO: Tecnologias de Precificação Dinâmica e Impacto na Indústria de Energia Elétrica

TIPO DO TRABALHO/ANO: Graduação / 2003

É concedida ao Instituto Tecnológico de Aeronáutica permissão para reproduzir cópias deste trabalho de graduação e para emprestar ou vender cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta monografia de graduação pode ser reproduzida sem a autorização do autor.



Ítalo Teixeira Viana  
R. Escrivão Pinheiro, 4170 apto. 101.  
Bairro São João do Tauapé  
CEP 60120 - 310  
Fortaleza-CE.

**TECNOLOGIAS DE PRECIFICAÇÃO DINÂMICA E IMPACTO NA INDÚSTRIA DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Essa publicação foi aceita como Relatório Final de Trabalho de Graduação



---

Ítalo Teixeira Viana  
Autor



---

Prof. Akio Baba (ITA-IEI)  
Orientador



---

Prof. Dr. Eliseu Lucena Neto  
Coordenador do Curso de Engenharia de infra-Estrutura Aeronáutica

São José dos Campos, 21 de novembro de 2003

## **Agradecimentos**

Agradeço a compreensão e o carinho dedicado, durante todos esses anos de ITA, pelos meus pais especialmente, e por toda minha família. Da mesma forma, sinto-me honrado de ter conhecido pessoas tão ilustres e amigas, as quais faço questão de citar cada nome: André Fontenele, André Oliveira, Antônio Siqueira, Carlos Alcântara, Carlos Augusto de Lima, Cleiton Ataíde, Danniell Curvelo, Davi Barreto, Davi Mota, Ednelson Oliveira, Cap. Fernandes, Ítalo Ponchet, Luis Mauro Sá, Marcus Vinícius, Rafael Vidal e Roberto Campos.

Academicamente, tive o privilégio de ser aluno de professores por mim muito estimados, são eles: Cláudio Jorge Pinto, Eliseu Lucena e meu também amigo e orientador Akio Baba.

Por fim, dedico este trabalho à minha companheira Michelle Benevides, ao meu irmão Ivo Teixeira Viana e ao meu melhor amigo David Bandeira Gottlieb.

## **Resumo**

Este trabalho trata da ferramenta precificação dinâmica desde seu entendimento conceitual até sua aplicação. Modelos de precificação dinâmica buscam através da segmentação de preços ou tarifas por determinado produto ou serviço, respectivamente, maximizar receitas e/ou controlar a distribuição da curva de demanda.

Devido às necessidades de expansão da oferta de energia elétrica no país, aos altos custos envolvidos neste processo e a caracterização de uma curva de consumo elétrico composta de um período de pico diário bem superior ao consumo médio, optou-se por aplicar a precificação dinâmica neste setor.

A idéia é muito simples, contudo sua implementação é um tanto complexo, visto a amplitude de um projeto que mexeria tanto com hábitos populares como regulamentações governamentais bastante burocratizadas. Em síntese, pretende-se cobrar uma tarifa mais elevada no momento do dia em que o consumo é extremamente alto, chamado horário de ponta ou pico. Com isso, há um processo natural de reestruturação do consumo no qual a curva de demanda tenderá a ser melhor distribuída ao longo do dia e, por conseguinte diminuirá-se o consumo máximo. Ou seja, como o sistema é dimensionado para atender o consumo máximo, a discrepância entre este valor e o consumo médio indica um super dimensionamento da capacidade de geração para os demais horários do dia. Desta forma redistribuindo a curva de demanda a partir da redução do pico de consumo, obrigatoriamente estar-se-á diminuindo a necessidade de expansão, ou de uma outra forma, haverá aumento de oferta elétrica.

# Índice

<b>1. Introdução</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1. Objetivo</b> .....	<b>1</b>
<b>1.2. Visão Geral da Precificação Dinâmica</b> .....	<b>3</b>
<b>1.3. Estudo de Aplicação</b> .....	<b>5</b>
<b>2. Indústria de Energia Elétrica</b> .....	<b>10</b>
<b>2.1. Cenário Elétrico Brasileiro</b> .....	<b>10</b>
2.1.1. Necessidade de Expansão.....	10
2.1.2. Sistema Elétrico Brasileiro.....	11
2.1.3. Uso Racional dos Recursos Energéticos.....	13
<b>2.2. Previsão de Expansão da Matriz Energética para os Próximos 5 Anos (2003-2007)</b> <b>15</b>	
2.2.1. Expansão da Geração.....	15
2.2.2. Expansão da Transmissão.....	20
<b>2.3. Análise da Problemática na Oferta de Energia Elétrica</b> .....	<b>21</b>
<b>2.4. Sistema Tarifário</b> .....	<b>23</b>
2.4.1. Definições e Conceitos.....	23
2.4.2. Classificação dos Consumidores.....	24
2.4.3. Modalidades Tarifárias e Tarifação.....	25
2.4.3.1. Tarifação Convencional.....	26
2.4.3.2. Tarifação Horo-Sazonal Verde.....	27
2.4.3.3. Tarifação Horo-Sazonal Azul.....	28
2.4.3.4. Tarifação Horo-Sazonal Amarela.....	29
2.4.4. Energia Reativa e Fator de Potência.....	30
<b>2.5. Programa Horo-Sazonal</b> .....	<b>31</b>
<b>2.6. Financiamentos para Setor Elétrico</b> .....	<b>34</b>
2.6.1. Estruturação.....	34
2.6.2. Utilização de Financiamento Neste Projeto.....	39
<b>2.7. Precificação Dinâmica na Indústria de Energia Elétrica</b> .....	<b>40</b>
2.7.1. Estratégia.....	40
2.7.2. Estudo das Tecnologias de Medição.....	43
<b>2.8. Previsões Futuras para o Setor Elétrico</b> .....	<b>47</b>
<b>3. Impacto da Precificação Dinâmica</b> .....	<b>48</b>
<b>4. Discussão dos Resultados</b> .....	<b>51</b>
<b>5. Conclusões e Sugestões para Trabalhos Posteriores</b> .....	<b>52</b>
<b>6. Referências Bibliográficas</b> .....	<b>53</b>

## **Índice de Figuras**

Figura 1.1. Limite Superior das Reservas.....	8
Figura 2.1. Consumo Residencial de Energia Elétrica por Uso Final.....	14
Figura 2.2. Desagregação da Curva de Carga - Sistema CPFL.....	15
Figura 2.3. Curva média do consumo horário.....	32
Figura 2.4. Curva média do consumo ao longo do ano.....	33
Figura 2.5. Sistema por Meio Telefônico.....	45
Figura 2.6. “Electric Meter System”.....	46

## **Índice de Tabelas**

Tabela 2.1. Evolução da potência elétrica instalada por sistema regional e sistema total.....	19
Tabela 2.2. Custos de expansão em geração.....	20
Tabela 2.3. Investimentos na expansão da transmissão.....	21
Tabela 2.4. Classes de Consumidores.....	25
Tabela 3.1. Relação entre demanda de pico e demanda média do dia.....	48
Tabela 3.2. Consumo por classe no Brasil.....	49

## **1. Introdução**

### ***1.1. Objetivo***

Este estudo tem por objetivo compreender a utilização de uma ferramenta que trazem resultados bastante significativos, chamada precificação dinâmica. Assim sendo, analisar a utilização desses conceitos em um setor particular, a indústria de energia elétrica brasileira.

O conceito de precificação dinâmica começou a ser desenvolvido com as empresas de transporte aéreo norte americana. A motivação decorreu tanto da necessidade de segmentações dos serviços prestados aos clientes, quanto da percepção de possíveis reduções de custos operacionais. Assim, tais empresas começaram a criação de bancos de dados referente à demanda por transporte aéreo em função do preço, cruzado no tempo. A partir dessas informações, foi possível, por meio da variação dos preços, por tipo de segmentação de serviços e classes, modelar a demanda, a fim de maximizar os lucros tanto na redução de custos quanto no aumento das receitas.

Com o aprofundamento dos conhecimentos e a visualização da eficácia do conceito de precificação dinâmica no transporte aéreo, despertou-se para a possibilidade de aplicação desta tecnologia para diversos setores, nos quais a lucratividade dependia diretamente do controle da curva de demanda. Ademais, o rápido desenvolvimento das tecnologias de informação e a disseminação dos computadores aceleraram ainda mais a difusão dos conceitos para diversas indústrias.

Os motivos que levaram a escolha do setor de energia elétrica como estudo de caso, e desta maneira desenvolver um conhecimento prático dos impactos gerados pela modelagem da curva de demanda, são vários. Primeiramente, por se tratar de uma indústria que sofre crises tanto no Brasil quanto no mundo, e isso, por conseguinte, pode ser fator determinante no sucesso ou não de toda uma economia, visto a energia elétrica ser um bem primário à sobrevivência moderna e um dos pilares de sustentação ao desenvolvimento de qualquer política industrial. Ademais, por ser algo inevitável para o setor energético, da mesma forma que foi para a telefonia. Por fim, por se tratar de uma indústria que já buscou essa alternativa

estratégica, com o projeto horo-sazonal, mas que por motivos a serem discutidos neste estudo, não obteve resultados tão satisfatórios.

Tornando a energia mais dispendiosa nos horários de ponta (desestimulando o uso de vilões no gasto excessivo, como o chuveiro elétrico), existe uma tendência de reduzir-se o pico de consumo, e assim uniformizar a utilização ao longo do dia. Por se tratar de uma tecnologia dinâmica, as variações das tarifas podem ser graduais e com segmentações que também podem mudar ao longo do processo, garantido dessa maneira um conhecimento profundo do público alvo e um maior controle da curva de demanda. Por uma ótica diferente, mesmo que os valores diferenciados nos períodos de ponta não exercessem uma melhor distribuição do consumo diário, o ganho excedente poderia ser utilizado na ampliação da matriz energética. E isto se torna justo a partir da consideração de ser o consumo de ponta determinante da necessidade de expansão do sistema elétrico, que para a média do consumo diário está superestimado.

A aplicação da precificação dinâmica na indústria de energia elétrica é relativamente simples. Porém devido ao grande volume de investimentos necessários, torna-se um projeto de complexa implementação. Como primeira dificuldade, encontram-se os atuais medidores de energia elétrica que, em sua grande maioria, não permitem a tarifação diferenciada por horário ao longo do dia, necessidade primária quando do interesse de se modelar a curva de demanda. Por conseguinte, é necessário analisar as tecnologias já existentes no mercado global e a forma que estas podem vir a ser utilizadas, tanto no aspecto tecnológico quanto no custeio de sua implementação.

Este projeto permitirá conhecer em síntese as possibilidades e a dimensão da relação custo/benefício da instalação de medidores de energia associados a precificação dinâmica e detectar as variáveis que privaram o total sucesso do projeto tarifário horo-sazonal. Ademais, conhecer as necessidades da matriz elétrica brasileira, as tecnologias existentes para se fazer telemetria do consumo elétrico e variação tarifária, onde buscar recursos para a implantação de um projeto de precificação no setor elétrico e quais as formas de tarifas que são cobradas atualmente no país.

A seqüência de apresentação do trabalho segue a seguinte linha:

- O capítulo 1 segue com explicações sobre precificação dinâmica dando a idéia exata dos conceitos básicos para sua aplicação e citando um exemplo de aplicação, em companhias aéreas, para total compreensão.
- O capítulo 2 apresenta a estruturação da matriz elétrica brasileira, o montante de investimentos necessários para prover um crescimento econômico sustentado, os tipos de sistema tarifário, os possíveis financiamentos para projetos deste porte e pesquisas no setor elétrico, uma abordagem superficial sobre as tecnologias de telemetria e por fim um possível modelo de precificação dinâmica no setor elétrico. O objetivo é mostrar as limitações do atual sistema elétrico e os grandes investimentos previstos, que servirão de base para uma análise crítica da implantação de um modelo de precificação neste contexto elétrico atual.
- No capítulo 3 faz-se a análise quantitativa dos possíveis retornos conseguidos a partir da implantação de um modelo de precificação dinâmica no setor elétrico.
- Para o capítulo 4 abre-se espaço para abordar a relevância dos resultados e os pontos que favoreceram ou não a execução deste estudo.

### ***1.2. Visão Geral da Precificação Dinâmica***

Surgida no início da década de oitenta com as companhias aéreas, a precificação dinâmica foi uma forma de maximizar os lucros frente a uma atividade tão dispendiosa. Tais empresas usaram sistemas computacionais poderosos, interligados a centrais de reservas e aprenderam assim a prever suas demandas com extrema precisão. Em continuação, desenvolveram modelos que permitiram variações aos preços dos assentos, instantaneamente às oscilações das vendas.

A partir da necessidade de maximizar receitas através da variação de preços e por meio de diferenciações que acompanham a segmentação dos clientes, capacidade e demanda, surge a ferramenta de precificação dinâmica. Esta é caracterizada pela coexistência de três

fatores determinantes: existência de produtos perecíveis, capacidade limitada e a possibilidade de segmentar cliente de acordo com o máximo preço que estes estarão dispostos a pagar.

Um ponto chave na utilidade da precificação dinâmica é sem dúvida a consideração de produtos perecíveis como parte do problema. Uma típica indústria ou firma tem a total oportunidade de estocar seus ativos na forma de inventários e assim controlar suas vendas de maneira a serem efetuadas no melhor período. Ao contrário, empresas que lidam com produtos perecíveis acabam por executar estratégias opostas, onde as vendas são em muitos casos antepostas à produção ou disponibilidade do serviço. Principalmente por esse motivo, a capacidade de modelar sua curva de demanda torna-se um diferencial, ou mesmo um determinante para a existência dessa empresa e, por conseguinte, à maximização de suas receitas.

Capacidade limitada também é um aspecto único para a aplicação da precificação dinâmica. Por exemplo, uma empresa aérea tem um certo número de aviões dedicados a uma rota específica. O aumento do número de poltronas disponíveis não é uma decisão factível em muitos casos, pois irá forçar uma reestruturação de toda a programação de vôos das aeronaves ou mesmo requisitar maiores investimentos na aquisição de aviões. Este problema é um exemplo clássico de limitação enfrentado em muitos outros segmentos como cruzeiros, hotéis, restaurantes etc.

Por fim, a habilidade de segmentar ou diferenciar o negócio em classes de clientes é um fator também determinante, já que permite justificar a variação dos preços e dos descontos a fim de criar parâmetros para a modelagem da demanda.

Vale ressaltar a importância deste tipo de precificação ser designada como dinâmica. Tal característica permite aos modelos de controle de demanda a capacidade de retro-alimentação e assim, interagindo, tornarem-se mais e mais acurados. Por outro lado, fica claro que o desenvolvimento desse conceito seguiu em paralelo ao crescimento computacional, que nas duas últimas décadas saiu do anonimato para o cotidiano como um ferramental insubstituível. Um exemplo bem interessante onde se tentou utilizar a precificação dinâmica interagindo com a demanda por meio de um computador e desta forma permitindo a maximização das receitas, aconteceu nos Estados Unidos e foi manchete no The New York Times (28 de Outubro de 1999). A Coca-Cola Co estava testando um mini computador

interligado a um termômetro, que embutidos nas máquinas de venda de latinhas do seu refrigerante efetuava o controle do preço unitário da coca-cola conforme a variação da temperatura ambiente. Ou seja, nos dias quentes o preço unitário seria aumentado aproveitando-se a procura e nos períodos mais frios o preço seria reduzido para incentivar o consumo.

Outro ponto bastante significativo que merece total destaque é a emancipação da “internet” e, sem dúvida, como essa ferramenta atrelada à precificação é extremamente importante no mundo dos “e-commerces”. A adesão do mundo à internet é a ampliação tanto do mercado comprador como do concorrente. Ou seja, àqueles que montarem um bom sistema de dados para conhecer seu público alvo, criarem meios de diferenciação e, sobretudo, executaram suas estratégias de maneira dinâmica, estarão direcionados ao sucesso.

### ***1.3. Estudo de Aplicação***

No intuito de demonstrar como está direcionado atualmente o estudo em precificação dinâmico, decidiu-se por abordar um caso específico. Visto a grande amplitude das áreas em que tal ferramenta vem sendo utilizada e por outro lado a grande evolução já sofrida no transporte aéreo nas modelagens para maximização de receitas, optou-se por um estudo de aplicação no âmbito das companhias aéreas.

O caso escolhido trata-se da abordagem de um problema bastante comum entre as companhias aéreas, a maximização de suas receitas por meio da segmentação dos seus vôos em classes tarifárias diferenciadas. De maneira mais específica, consiste na otimização do processo de reservas de múltiplas classes que compartilham uma mesma perna de vôo. Vale salientar que primeiro agenda-se as classes econômicas para só depois tender para a de tarifa cheia.

Será mostrado como um processo de reservas fixadas e limitadas, visando maximizar receitas, pode ser caracterizado por uma simples estruturação de condições impostas sobre diferenciações na função de expectativa de receita. Essas condições serão apropriadas tanto para casos de demanda discreta quanto contínua. Por conseguinte, essa abordagem pode ser simplificada para condições relacionadas à distribuição probabilística da demanda de cada

uma das várias classes e de suas respectivas tarifas. Isto é garantido a partir do momento em que as funções probabilísticas das demandas mostram-se contínuas e então solúveis.

O modelo aqui exemplificado baseia-se no chamado Método das Receitas Marginais (EMSR – “*Expected Marginal Seat Revenue*”) e assume as seguintes proposições:

1) Perna única de vôo: Reservas são feitas baseadas apenas para uma decolagem e um pouso. Não há a possibilidade do vôo ter trechos segmentados com entrada e/ou saída de passageiros.

2) Demanda independente: As demandas para a diferenciação de classes são estocasticamente independentes.

3) Tarifas baixas antes das altas: As reservas serão alocadas primeiramente nas tarifas mais baixas de forma crescente até alcançar a tarifa cheia.

4) Não há imprevistos: Cancelamentos, “*no-show*” e “*overbooking*” não serão considerados.

5) Informações limitadas: A decisão para fechar uma classe de tarifas é baseada apenas no número corrente de reservas.

6) Classes segmentadas: Qualquer classe de tarifas pode ser reservada apenas nas poltronas não ocupadas pelas classes abaixo da mesma, ou com maior desconto.

As considerações 1-5 são restritivas quando comparada às decisões reais assumidas pelas companhias aéreas. No entanto, análises de versões simplificadas como esta podem promover tanto idéias da natureza das soluções ótimas quanto servir de base para modelos de soluções aproximadas bem mais abrangentes e realísticos.

A segmentação de classes (especificada em 6), o qual é uma prática comum nos modernos sistemas das companhias aéreas, sugere a seguinte generalização para o controle das reservas: criação de um limite superior da disponibilidade da classe com maior desconto, um teto limitante ao total de reservas das duas classes com maiores descontos, e assim por

diante até as classes mais elevadas. Por uma outra ótica, estes limites estabelecem níveis de proteção para os sucessivos segmentos das classes mais elevadas.

Como primeiro resultado, pode-se pensar no caso de existirem apenas duas classes de passagem. Assim, propõe-se que uma companhia aérea reduza seu nível de proteção para a classe-1 (tarifa cheia) até o momento que a classe-2 (tarifa com desconto) seja satisfeita. Desta maneira, cria-se um critério de parada:

$$f_2 \geq f_1 \cdot P[x_1 > P_1] \quad (1)$$

onde “ $f_i$ ” denota a tarifa ou receita unitária da classe- $i$ ,  $P[\ ]$  indica probabilidade, “ $x_i$ ” é a demanda pela tarifa “ $i$ ” e  $P_1$  é o nível de proteção da tarifa cheia. A idéia é aumentar o preço da tarifa com desconto conforme se aumentam as expectativas de completar as vagas pré-estabelecidas para a classe de tarifa cheia.

Um exemplo prático, um vôo que dispõe 40 (quarenta) das suas 100 (cem) vagas para o segmento de tarifa cheia, varia a tarifa com desconto ( $f_2$ ) conforme a demanda por tarifa cheia. Assim,

$$f_2 \geq f_1 \cdot P[x_1 > 40]$$

Se  $P[X_1 > 40] = 0,70$  ou 70%,  $f_2 \geq 0,71 \cdot f_1$ , ou seja, haverá um desconto, neste momento, de 30% na classe com desconto.

O método EMSR é a expansão desse modelo de duas classes para um de “ $k$ ” classes, com “ $k$ ” variando de um à “ $n$ ” para “ $n$ ” pertencente aos naturais. No qual o nível de proteção, ao contrário do exemplo demonstrado, é que deve ser obtido. Para uma única segmentação se teria”:

$$f_2 = f_1 \cdot P[x_1 > P_1] \quad (2)$$

A partir da possibilidade de aproximação do nível de proteção por uma variável contínua e da existência da função probabilística da demanda  $X_i$ . Seguindo a mesma linha de

raciocínio e tomando-se em consideração as mesmas restrições, pode-se expandir esse conceito para os demais níveis de proteção. A proteção para duas classes de tarifas mais elevadas (ou seja, com três tipos de tarifa) seria então  $P_2$ , onde:

$$P_2 = P^{\frac{1}{2}} + P^{\frac{2}{2}} \quad (3)$$

Com  $P^{1/2}$  (ler-se: “p” índice um de “p” dois) e  $P^{2/2}$  (ler-se: “p” índice dois de “p” dois) sendo níveis de proteção individuais definidos por:

$$f_3 = f_1 \cdot P \left[ x_1 \succ P^{\frac{1}{2}} \right] \quad (4)$$

$$f_3 = f_2 \cdot P \left[ x_2 \succ P^{\frac{2}{2}} \right] \quad (5)$$

Por conseguinte, para 4 (quatro) classes a proteção das três classes mais elevadas seria obtido pela soma individual dos seus níveis de proteção, e assim por diante. Expandindo até o nível de proteção  $P_k$ , este será mais uma vez obtido pela soma individual da proteção de todas as classes com exceção da com maior desconto. Desta forma, o limite superior de reservas para qualquer classe “k” é então designado por  $(C - P_{k-1})$ , onde “C” representa o total de assentos disponíveis. Com forme esquema abaixo:

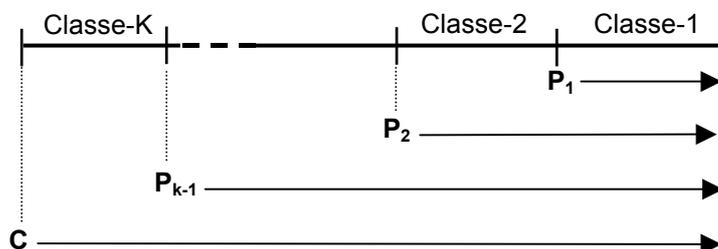


Figura 1.1. Limite Superior das Reservas.

O método EMRS obtém limites ótimos de reservas entre cada par de classes consideradas isoladamente, porém não maximiza esses limites quando todas as classes são consideradas. Isto acaba por promover avaliações falhas sobre as receitas futuras esperas.

Contudo, desenvolve uma estruturação que perpassa as noções básicas sobre como efetuar um modelo de precificação. E ao mesmo tempo, transmite a percepção de como os modelos podem ser ampliados e abrangentes conforme o grau de realismo desejado.

## **2. Indústria de Energia Elétrica**

### **2.1. Cenário Elétrico Brasileiro**

#### **2.1.1. Necessidade de Expansão**

Tal como ocorre em muitos outros países da América Latina e de outros continentes, o setor de eletricidade no Brasil encontra-se em fase de transição, afastando-se de sua concepção tradicional, fundada em monopólios do setor público, para um sistema em que o setor privado e as forças da concorrência desempenham papel muito mais expressivo. A mudança é inevitável, visto que as exigências financeiras do setor já não mais podem ser satisfeitas por meio da estrutura de propriedade pública. Por outro lado, a mudança pode também trazer benefícios aos consumidores, em termos de maiores possibilidades de escolha e aprimoramento do atendimento ao cliente.

Um dos grandes problemas enfrentados atualmente é a forma como se conduzir uma política de privatização do setor elétrico, já que as empresas públicas oferecem tarifas aos consumidores a preços de custo, pois grande parte ou toda dívida de instalação de infra-estrutura já foi amortizada. Desta forma, como exigir investimentos do setor privado na ampliação da rede elétrica e ao mesmo tempo não permitir aumentos de preços a um ponto em que não possa ser absorvido pelo consumidor. A forma mais simples, ao que parece, seria a privatização de um sistema já ampliado, que permita aos compradores do sistema público a amortização de suas dívidas de compra apenas com a expansão dos negócios, sem a necessidade de conflitos de preço com os consumidores. No entanto, isto gera a necessidade de investimentos altíssimos por parte do governo, que em contra partida, não retém recursos pra tanto.

Outro ponto a ser analisado é a continuidade do processo, ou seja, gerir um mercado competitivo e ao mesmo tempo aberto para a entrada de outros investidores. A barreira, neste caso, está tanto nos altos investimentos a serem adotados, como no esgotamento dos melhores sítios de produção de energia hidroelétrica. A solução estaria na adoção de projetos mais eficientes com novas técnicas de construção e administração.

Além disso, fazendo uma análise da evolução do consumo de energia elétrica no país, relativamente à economia nacional e ao consumo de energia global, permite que sejam assinaladas algumas evidências:

- É notável a progressiva mudança na dinâmica estrutural de evolução de ambos os indicadores;
- A despeito desta mudança, o consumo de energia elétrica segue uma trajetória de crescimento permanente superior à evolução da economia e do consumo de energia global.

De fato, se, de um lado, a elasticidade-renda do consumo de eletricidade (relação entre o crescimento do consumo de energia elétrica e o crescimento do PIB) tem decrescido nos últimos anos, indicando alterações estruturais na economia, de outro, uma componente inercial da dinâmica do mercado de eletricidade explica seu maior crescimento relativo. O primeiro aspecto é uma provável consequência da utilização de tecnologias mais eficientes no uso final da eletricidade, sobretudo nos últimos anos. O segundo pode ser associado à penetração crescente de energia elétrica, em razão da modernização dos diversos setores da economia, do crescimento populacional e da extensão das redes elétricas.<sup>1</sup>

Desta forma, o consumo evoluiu em todas as categorias; residencial, comercial e industrial. A classe residencial tem uma dinâmica de crescimento explicada por duas variáveis: o crescimento do consumo por consumidor residencial e o aumento do número de consumidores residenciais, decorrentes da incorporação e da regularização de clientes. Para o consumo comercial, é constatado também um contínuo crescimento que vem perdurando mesmo nos períodos de baixo crescimento econômico. No consumo industrial, o cenário não é diferente, motivado pelo crescimento dos grandes consumidores industriais (alumínio, ferro-ligas, cimento, soda-cloro, papel e celulose e petroquímica) que ao longo das últimas décadas inverteram a posição do país de importador para exportador.

Em uma visão geral, fica clara a necessidade do uso mais racional dos recursos energéticos nacionais, bem como, da necessidade de aumento da oferta de energia elétrica para todas as classes: residencial, comercial e industrial.

### **2.1.2. Sistema Elétrico Brasileiro**

A Matriz Elétrica Brasileira impressiona tecnicamente pela sua grande interligação composta por mais de 76% da produção elétrica nacional distribuída por todo o país, formando o Sistema Interligado Brasileiro. Estas características permitem considerá-lo único em âmbito mundial. O sistema de Produção e Transmissão de energia elétrica no Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. A operação de um sistema elétrico interligado com tais dimensões tornou-se possível em virtude do desenvolvimento, ao longo de várias

---

<sup>1</sup> Plano Decenal de Expansão 2000/2009 – Eletrobrás; páginas 29 e 30.

décadas, de “know-how” técnico em todas as dimensões: planejamento, implementação e operação.

A operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) está a cargo do Operador Nacional do Sistema do Sistema Elétrico (ONS), cuja estratégia de operação é baseada em Centros de Operação de Sistemas Regionais (COSR), responsáveis por informar, em tempo real, a programação da operação aos centros produtores de Energia Elétrica. A operação dos COSR(s) é coordenada pelo Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS). Toda esta estratégia está baseada na interligação de produtores, distribuidores e consumidores de grande porte através de um sistema único de Transmissão de Energia Elétrica, denominado de Rede Básica de Transmissão do SIN (RBS).

O planejamento da operação do sistema é o núcleo de todo processo de controle executado pela ONS. Na perspectiva de curto prazo, o planejamento é fortemente dependente da capacidade de oferta de Energia Elétrica do SIN, bem como da demanda e do comportamento do consumidor final. Em termos de médio e longo prazo, o planejamento da operação do SIN sofre forte influência da política energética nacional, do desempenho da economia, da matriz energética disponível, de questões climáticas e da capacidade de investimentos no setor energético, entre outros aspectos. A administração desta estrutura em um cenário de mercado competitivo de comercialização da energia elétrica é atualmente um dos grandes desafios do setor de Transmissão de Energia Elétrica.

O papel de atendimento do consumidor final é realizado pelas empresas de Distribuição de Energia. A eficiência energética da distribuição tem um peso considerável no resultado final das empresas de Distribuição, uma vez que os custos das perdas energéticas são pagos ao produtor de energia e ao agente transmissor, e não podem ser repassados ao consumidor final, principalmente em um cenário de mercado competitivo, agravado, ainda, pela escassez do bem comercializado. Além disto, a liberdade comercial do cliente, para contratar o operador de serviços de energia que melhor lhe atender, cria um ambiente onde a disponibilidade e a Qualidade da Energia Elétrica comercializada é determinante na manutenção da carteira de clientes estratégicos. Diante disto, a Eficiência Energética e a Qualidade da Energia Elétrica nos sistemas de Distribuição são atualmente aspectos de grande importância para as empresas do Setor.

A estrutura dos setores de Transmissão e de Distribuição de Energia Elétrica requer a atenção de investigações que abordem questões cujo reflexo aprimore a eficiência, a qualidade e a confiabilidade sistêmica dos setores de Transmissão e de Distribuição de Energia (T&D).

No entanto, a ótica para a investigação de avanços no setor elétrico não deve se restringir às possibilidades de novas tecnologias e processos de produção, transmissão e distribuição de eletricidade. Existe a expectativa que parte dessas pesquisas estejam sendo conduzidas através dos recursos para P&D das próprias concessionárias. A demanda de energia elétrica se caracteriza por crescentes necessidades de serviços de energia: iluminação, refrigeração, força motriz, ventilação e ar-condicionado e outros. O que interessa para a sociedade é a garantia de que essas necessidades de uso final da energia sejam atendidas com custos adequados e com menores impactos ambientais. Essas expectativas podem ser atendidas seja através de tecnologias mais eficientes nos setores de consumo, seja através de aumento de geração.

Os usos finais de eletricidade também possuem uma infra-estrutura tecnológica que vai desde arquitetura e construção de prédios, até os mais diversos equipamentos elétricos utilizados. Todos esses elementos devem ser objetos de maior investimento e inovação. Portanto, é necessário estimular o desenvolvimento de tecnologias de uso de eletricidade com altos níveis de eficiência.

### **2.1.3. Uso Racional dos Recursos Energéticos**

Além da necessidade clara de expansão da oferta de energia elétrica pelo próprio crescimento econômico da nação, um outro ponto bastante importante a salientar é o uso racional dos recursos energéticos disponíveis. Em uma abordagem mais detalhada, fica claro o papel que poderia ser desempenhado por um plano de precificação dinâmica, onde a prática do consumo de energia elétrica, desprovida de qualquer conscientização, poderia ser coibida e evitada. Por conseguinte, plantar-se-ia uma cultura de valorização dos recursos de infra-estrutura da Nação, vital à sobrevivência em tempos modernos e pertencentes, em sua maioria, a todos os cidadãos brasileiros.

O setor residencial, por exemplo, corresponde por aproximadamente 24% do consumo total de energia elétrica no país, segmentado, em linhas gerais, com uma participação média de 26% destinados ao aquecimento de água, 32% para refrigeração e 6% em ferros elétricos, conforme **figura 2.1**. Facilmente, percebe-se excessos sendo praticados principalmente no aquecimento de água, que em sua maioria destina-se ao hábito do banho quente. Ou seja, aproximadamente 6,2% da oferta de energia elétrica poderia estar sendo mais bem administrada. A cobrança de tarifas mais elevadas nos períodos de ponta poderia forçar a uma distribuição mais homogênea desta parcela de consumo destinada ao aquecimento de água que, por rotinas de trabalho e outros afazeres, concentra-se exatamente nos horários de pico, no começo da manhã e no começo da noite.

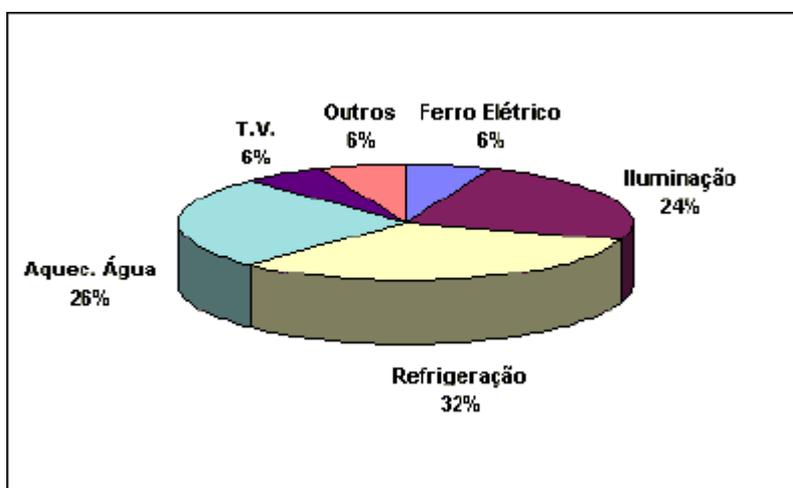


Figura 2.1. Consumo Residencial de Energia Elétrica por Uso Final.

Fonte: PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica)

Somado a isso, é importante frisar a possibilidade imediata e real de redução da participação da iluminação e refrigeração, através da instalação de equipamentos mais eficientes e de controladores inteligentes. Contudo, tais práticas recaem sobre a cultura individualista da maioria, que enxerga seu consumo elétrico como um bem adquirido, e não como propriedade pública a qual fazem uso, e pagam na sua conta de luz, praticamente, os custos operacionais de geração, transmissão e distribuição. Do ponto de vista do aquecimento de água no consumo residencial, o grande vilão são os banhos, como já mencionado, e o grande intermediador é o chuveiro elétrico. É clara (vide **figura 2.2.**) a diminuição dos picos de consumo diário com a implantação de incentivos ao uso consciente dos recursos elétricos para as classes residenciais e de iluminação pública.

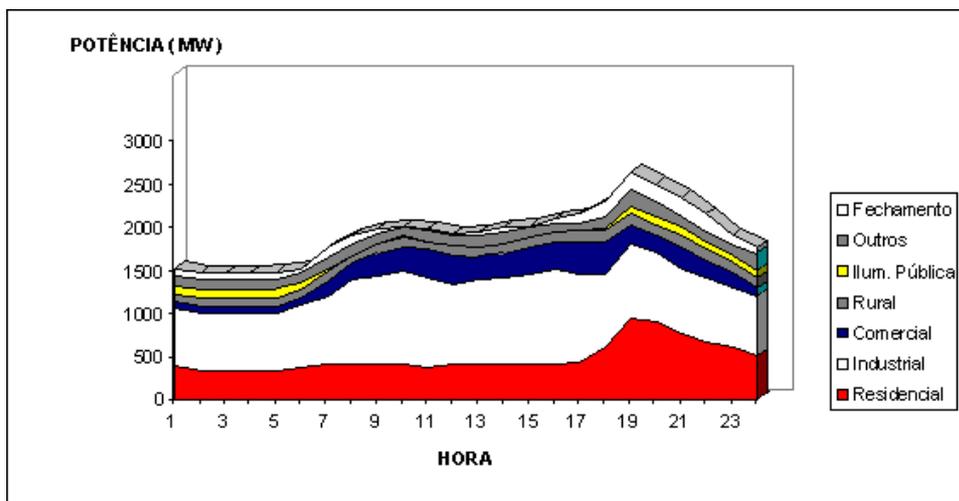


Figura 2.2. Desagregação da Curva de Carga - Sistema CPFL.

Fonte: CPFL

## 2.2. Previsão de Expansão da Matriz Energética para os Próximos 5 Anos (2003-2007)

Este tópico visa fazer um levantamento dos investimentos necessários para suprir as previsões do crescimento econômico do país nos próximos cinco anos.

### 2.2.1. Expansão da Geração

Baseado no Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2003 confeccionado pela ONS (Operadora Nacional do Sistema Elétrico), faz-se um levantamento da ampliação da matriz energética para os próximos cinco anos, de 2003 a 2007. A forma como se sucederá esta expansão tanto ao longo dos anos quanto aos tipos de geração e as regiões beneficiadas.

Este relatório é elaborado em ciclos anuais, sendo emitido no início de cada ano o planejamento dos cinco anos consecutivos a contar do ano de emissão. Ao longo do ano, incorporam-se duas revisões quadrimestrais a fim de torna-lo atualizado principalmente à oferta, demanda e níveis de armazenamento dos reservatórios. Desta forma, mostra-se uma fonte bastante acurada e, por conseguinte de uso irrestrito.

Apesar dos objetivos de sua elaboração estarem voltados tanto para analisar as condições de atendimento quanto para realmente efetuar previsões de médio prazo para a expansão do Sistema Interligado Nacional, abordar-se-á apenas este último, evitando-se fuga do escopo deste trabalho.

O planejamento de expansão efetuado pela ONS faz menção a dois cenários para a oferta de energia: o cenário de referência e o cenário de mercado alto. A idéia seria traçar dois programas de expansão: um para o cenário condizente com as expectativas atuais para o crescimento econômico do país, chamado cenário de referência, e um outro bem mais otimista com previsões de ampliação da economia de maneira mais ascendente, alto crescimento do PIB, do setor industrial, das exportações e do próprio poder aquisitivo da população. Assim, pode-se estimar o quanto necessitaria ampliar para gerir o suporte energético aos possíveis cenários econômicos que se caracterizarão.

Para o Cenário de Mercado Referência, a projeção levou em consideração, além dos valores da carga realizados até novembro de 2002, a hipótese de um crescimento do PIB de 2,0% para o ano de 2003 e 4,5% para o restante do período. Estas premissas apontam para uma carga própria de energia no SIN de 41.577 MWmed para o ano de 2003. As projeções de crescimento indicam para 2007 uma carga igual a que foi prevista para 2005 antes do racionamento, ou seja, um atraso de cerca de dois anos.

No Cenário de Mercado Alto, considerou-se para 2003 a mesma taxa de crescimento do PIB do Cenário de Mercado Referência e para o restante do período adotou-se um crescimento médio de 5,5%.

O ajuste do programa de obras de geração foi efetuado com base nas simulações sintéticas de energia afluentes procurando-se igualar, dentro do possível, a cada ano do horizonte de planejamento, o custo marginal de operação de cada subsistema elétrico (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro Oeste) ao valor definido para o custo marginal de expansão 32 US\$/MWh. Este valor para expansão também chamado de Valor Normativo Competitivo (VN) é definido pela ANEEL e atualmente é regido pela resolução No 22 de 1o de Fevereiro de 2001. Por consequência direta, a oferta termoelétrica, que é responsável juntamente com a importação de energia pela elevação dos custos operacionais, é definida.

Quanto às disponibilidades de importação de energia elétrica, as considerações para a UHE Itaipu, pertencente ao Brasil e Paraguai, foram determinadas através do Plano Anual dos Suprimentos de Energia elétrica de Itaipu. Este documento, elaborado com periodicidade anual, tem por objetivo estabelecer as diretrizes para o planejamento típico do sistema Itaipu - ANDE - ELETROBRÁS para o ano subsequente ao da sua elaboração. Nele, são indicados as disponibilidades de potência da UHE Itaipu e os montantes de energia associados às potências contratadas. A UHE Itaipu foi considerada como uma usina a fio da água integralmente pertencente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Assim, adotou-se um valor típico de 10.000 MWmed para a geração total de Itaipu, correspondente à média de sua produção no período 1995-2000. Os anos de 2001 e 2002, correspondentes ao racionamento de energia no SIN, não foram considerados para evitar distorções no perfil de geração de longo prazo desta usina. Já com a Argentina, a interligação é composta por dois blocos. O primeiro chamado de Argentina I, consiste na importação de 1078 MW de potência firme pela conversora de frequência 50Hz/60Hz em Garabi, através da interconexão na subestação de Santo Ângelo, em 525 kV. O segundo bloco, chamado de Argentina II, com as mesmas características do anterior, consiste na importação de 1100 MW, através de interconexão na subestação de It 525 kV. Ambas as interligações são operadas na modalidade de potência posta à disposição. Os Agentes Comerciantes de Argentina I são Furnas/Tractebel (1018 MW) e a CIEN (60 MW), sendo que esta última é também comerciante de Argentina II.

Para representação das restrições elétricas existentes na rede básica de transmissão do SIN, que limitam na prática os intercâmbios de energia entre subsistemas, adotou-se como premissa inicial os limites recomendados em consonância com o Relatório ONS-351/2002 - Planejamento da Operação elétrica do SIN - período janeiro/2003 a abril/2004 e o Relatório ONS-2.1-032/2002 “ Plano de Ampliação e Reforços na Rede Básica “ 2003-2005 - Sumário Executivo.

Destacam-se também os valores que foram considerados para irrigação no Nordeste, informados pela Agência Nacional de Águas – ANA - através do ofício N. 192/2002 “DPR/ANA. Estes valores, adicionados à carga do Nordeste, representam 551 MWmed, em média, no período 2003 a 2007.

Por fim, com o intuito de prover total adequação da ampliação na geração energética com as limitações das linhas de transmissão, desenvolveram-se modelos computacionais que permitiram o ajuste do cronograma de obras, transmissão e geração.

Devido ao processo de reestruturação ao qual o país vem sofrendo e a recessão que assola as principais potências no mundo, seria demais acreditar em um crescimento econômico da ordem de 5,5% ao ano, conforme abordado pelo Cenário de Mercado Alto. Até porque, o crescimento esperado para o ano de 2003 é de apenas 0,6% (conforme o Ministério do Planejamento) o que já leva a um superdimensionamento a consideração do Cenário de Oferta de Referência. Desta forma, a utilização deste último cenário já oferece segurança a um crescimento sustentável.

Então, para o Cenário de Oferta de Referência a capacidade instalada no SIN deverá ter um acréscimo médio anual previsto de 2.453 MW no quinquênio, elevando-se dos 73.962 MW existentes em 31/12/2002 para 86.226 MW em 31/12/2007. Adicionalmente, também estão disponíveis para atendimento ao mercado de energia elétrica: a importação de 2.178 MW provenientes da Argentina; cerca de 5.500 MW de potência líquida da UHE Itaipu em 50 Hz, do Paraguai, disponibilizada para o SIN; e, a partir de 2004, uma unidade adicional de 700 MW em 50 Hz, menos a parcela de carga da ANDE que deverá ser suprida por esta nova unidade. E a participação termoelétrica no total da potência considerada deverá evoluir de 14% em 2002 (10.223 MW) para 16% ao final de 2007 (13.580 MW). A evolução da potência instalada neste cenário pode ser visualizada na **Tabela 2.1.** abaixo.

Região	Tipo	Energia (MW)						Aumento Total
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Sudeste + C. Oeste	Hidráulica	32.031	32.808	33.180	33.664	33.784	33.854	11,65%
	Térmica PPT	1.513	4.212	4.710	4.710	4.710	4.710	
	Térmica Emerg.	396	396	396	250	zero	zero	
	Térmica Outras	2.188	2.002	2.002	2.002	2.002	2.002	
	Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	
	Total	38.130	41.421	42.292	42.631	42.502	42.573	
Sul	Hidráulica	11.004	11.124	11.124	11.473	12.813	12.813	18,58%
	Térmica PPT	zero	629	629	629	629	629	
	Térmica Outras	2.115	2.115	2.115	2.115	2.115	2.115	
	Total	13.119	13.868	13.868	14.217	15.557	15.557	
Nordeste	Hidráulica	10.134	10.584	10.584	10.584	10.584	10.584	-3,24%
	Térmica PPT	284	1.084	2.116	2.116	2.116	2.116	
	Térmica Emerg.	1.429	1.429	1.429	675	zero	zero	
	Térmica Outras	291	1	1	1	1	1	
	Total	12.138	13.098	14.130	13.376	12.701	12.701	
Norte	Hidráulica	4.270	5.395	6.520	7.645	8.395	8.395	96,60%
	Total	4.270	5.395	6.520	7.645	8.395	8.395	
Brasil	Hidráulica	57.439	59.911	61.408	63.366	65.576	65.646	15,67%
	Térmica PPT	1.797	5.925	7.455	7.455	7.455	7.455	
	Térmica Emerg.	1.825	1.825	1.825	925	zero	zero	
	Térmica Outras	4.594	4.118	4.118	4.118	4.118	4.118	
	Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	
	Itaipu (50% Total)	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000	7.000	
	Argentina	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	
	Paraguai	5.587	5.900	6.229	6.198	6.166	6.132	
	Total	81.727	88.164	92.220	93.247	94.500	94.536	

Tabela 2.1. Evolução da potência elétrica instalada por sistema regional e sistema total.

Para o levantamento dos custos associados à expansão da capacidade energética das regiões brasileira e, conseqüentemente do Brasil adotou-se o valor de 32 US\$/MWh, referente ao Valor Normativo Competitivo já exposto neste tópico 2.1.1 . Segue a **Tabela 2.2.** especificando os custos de expansão em dólar norte americano e também em reais para o caso total do Brasil, com dólar cotado a R\$2,90 (valor atual - Outubro de 2003).

Região		2003	2004	2005	2006	2007	
Sudeste/ C.Oeste	Custo (US\$)	379.123.200	100.339.200	55.872.000	13.939.200	8.179.200	
	Custo Total (US\$)					557.452.800	
Sul	Custo (US\$)	86.284.800	zero	40.204.800	154.368.000	zero	
	Custo Total (US\$)					280.857.600	
Nordeste	Custo (US\$)	144.000.000	118.886.400	zero	zero	zero	
	Custo Total (US\$)					262.886.400	
Norte	Custo (US\$)	129.600.000	129.600.000	129.600.000	86.400.000	zero	
	Custo Total (US\$)					475.200.000	
Brasil	Custo (US\$)	2.395.353.600	2.123.712.000	1.996.992.000	2.022.336.000	1.771.891.200	
	Custo Total (US\$)					10.310.284.800	
	Custo Total (R\$)					29.899.825.920	

Tabela 2.2. Custos de expansão em geração.

### 2.2.2. Expansão da Transmissão

No levantamento dos custos de expansão da transmissão em concordância com o Planejamento Anual da Operação Energético Ano 2003 – ONS, utilizou-se o Programa Determinativo da Expansão da Transmissão (2003-2007), desenvolvido pelo CCPE (Comitê Coordenador de Expansão do Sistema Elétrico). Este documento traz o parecer técnico e o valor de todas as obras, por região, previstas em transmissão neste período de cinco anos, conforme a **Tabela 2.3**.

Região	Tipo	<b>INVESTIMENTOS EM TRANSMISSÃO (R\$)</b>					<b>Total (10<sup>6</sup>)</b>
		<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	
Sudeste/ C. Oeste	Rede Básica	258.402.000	439.189.600	365.967.000	661.654.000	28.400.000	1.753,61
	Obras Conexão	461.680.000	273.432.000	5.179.000	32.000.000	Não previsto <sup>2</sup>	772,29
Sul	Rede Básica	373.409.160	120.800.000	308.640.000	29.660.000	86.820.000	919,33
	Obras Conexão	56.980.000	38.340.000	77.540.000	33.130.000	Não previsto	205,99
Nordeste	Rede Básica	64.850.000	316.701.000	19.652.000	Não previsto	Não previsto	401,20
	Obras Conexão	148.403.000	87.293.000	20.777.000	3.666.000	30.076.000	290,21
Norte	Rede Básica	46.310.000	Não previsto	193.398.000	12.336.000	Não previsto	252,04
	Obras Conexão	24.004.000	Não previsto	Não previsto	Não previsto	Não previsto	24,00
Brasil	Rede Básica	742.971.160	876.690.600	887.657.000	703.650.000	115.220.000	3.326,19
	Obras Conexão	691.067.000	399.065.000	103.496.000	68.796.000	30.076.000	1.292,50
	Custo (R\$10 <sup>6</sup> )	1.434,04	1.275,76	991,15	772,45	145,30	4.618,69

Tabela 2.3. Investimentos na expansão da transmissão.

### ***2.3. Análise da Problemática na Oferta de Energia Elétrica***

Como explanado no tópico 2.1., o Brasil, assim como quase todos os países nos mais diversos continentes, passa por uma situação delicada, onde a necessidade de expansão e modernização de sua infra-estrutura elétrica é urgente. Na enumeração dos fatores causadores, passa-se pelos mais variados campos dificultando ainda mais as atitudes a serem assumidas.

Por um lado, na sociedade, consumidores residenciais sentem cada vez mais necessidades de ampliação do consumo, pois participam de um processo global de modernização com a inclusão cada vez maior de equipamentos eletro-eletrônicos. No entanto seguindo a contra-mão, é constatada a diminuição ano após ano da distribuição da renda per capita no país. Seguindo uma postura racional, torna-se evidente a necessidade de

<sup>2</sup> Não previsto refere-se tanto a não existente como às não homologadas

diferenciação de tarifas entre consumidores, onde os que consomem mais, principalmente nos horários de ponta, deveriam pagar mais. Isto se mostra claro se pensarmos em um sistema elétrico próximo a saturação, precisando de políticas agressivas de ampliação.

Da mesma forma, deveria haver segmentações mais expressivas entre consumidores de alta e média tensão, onde, seguindo a mesma lógica, os menores pagariam menos que os maiores consumidores. Por conseguinte, tais posturas forçariam tanto investimentos privados na geração, transmissão e distribuição elétrica como incentivaria o desenvolvimento do microempresário.

Claro, tais posturas têm que ser aplicadas sob um projeto estratégico muito bem elaborado, atingindo todo território nacional e da forma mais justa possível. Sem que hajam equívocos como os ocorridos na crise energética de 2001, a exemplo, as linhas de crédito disponibilizadas pelo BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) para a construção de geradores elétricos particulares, que, em linhas gerais, patrocinou aqueles que deveriam estar investindo na matriz elétrica da Nação. Ou seja, cometeram erro duplo, deixaram de arrecadar recursos e ainda pagaram pela independência elétrica daqueles que mais recursos detêm.

Outra problemática abordada ainda de forma superficial neste estudo, mas que merece suma importância, é o papel desempenhado pelas hidroelétricas. Responsável por mais de 80% da energia produzida no país, este sistema é, em muitos casos, determinante no abastecimento de água da população nacional. Da região Sul ao norte do país, os principais centros de acúmulo de água possuem uma usina hidroelétrica associada. Este fator é de extrema importância frente à constatação de um sistema de geração elétrica quase saturado que obriga, conseqüentemente, o uso da capacidade máxima produtora de energia mesmo nos períodos de estiagem. Com isso, esta reação em cadeia atinge diretamente os mananciais, que acabam por não serem capazes de recompor os volumes nos reservatórios de forma a satisfazer o abastecimento de água e energia entre seus ciclos de cheia.

Desta forma, a precificação de tarifas, de maneira a onerar àqueles que exigem mais das redes elétricas e a forçar a racionalização no uso dos recursos, é um passo fundamental na organização da gestão de um sistema que precisa de reformas. E não é a simples postura de privatizações que criará um modelo de competição perfeita e atendimento satisfatório de todas

as classes de consumo. Antes de tudo, é preciso estruturas estratégias que direcionem o sistema como um todo para algo dinâmico e sustentável. A exemplo disso, pode-se citar atitudes positivas já mostardas, a integração de praticamente todo sistema elétrico brasileiro que, dentro das restrições técnicas, permite uma grande mobilidade na aplicação dos recursos energéticos.

## **2.4. Sistema Tarifário**

Para permitir a elaboração de um planejamento utilizando a idéia da precificação dinâmica, é interessante entender como as tarifas do sistema brasileiro estão estruturadas. Assim, permite-se confrontar o modelo atual, já existente e testado, com novas estratégias para implantação dos conceitos abordados neste estudo.

A seguir, segue um explicativo desenvolvido pelo PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica), que se mostra bem estruturado e didático para o entendimento das tarifas nacionais.

### **2.4.1. Definições e Conceitos**

Potência: simplificada, podemos dizer que é a capacidade de consumo de um aparelho elétrico. A potência vem escrita nos manuais dos aparelhos, sendo expressa em watts (W) ou quilowatts (kW). Um condicionador de ar “*Springer Carrier*”, modelo XCJ108D, de 10500 BTU, por exemplo, tem uma potência de 1100 W (ou 1,1 kW).

Energia: simplificada é a quantidade de eletricidade utilizada por um aparelho elétrico ao ficar ligado por certo tempo. Tem como unidades mais usuais o quilowatt hora (kWh) e o megawatt-hora (MWh). O condicionador acima, se ficar ligado por duas horas, gastará 2,2 kWh. Na conta de energia elétrica dos pequenos consumidores, como por exemplo as residências, cobra-se apenas a energia utilizada (consumo). Médios e grandes consumidores pagam tanto pela energia quanto pela potência. A potência aparece nas contas desses consumidores com o nome de Demanda, que, na verdade, corresponde à potência média verificada em intervalos de 15 minutos.

O horário de ponta é o período de 3 (três) horas consecutivas, exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela concessionária em função das características de seu sistema elétrico. Em algumas modalidades tarifárias, nesse horário a demanda e o consumo de energia elétrica tem preços mais elevados. Já o horário fora de ponta corresponde às demais 21 horas do dia.

Finalmente, precisamos definir os períodos seco e úmido. Para efeito de tarifação, o ano é dividido em dois períodos, um período seco que compreende os meses de maio a novembro (7 meses) e um período úmido, que compreende os meses de dezembro a abril (5 meses). Em algumas modalidades tarifárias, no período seco o consumo tem preços mais elevados.

#### **2.4.2. Classificação dos Consumidores**

Os consumidores são classificados pelo nível de tensão em que são atendidos. Por exemplo, os atendidos em baixa tensão, em geral em 127 ou 220 volts; como residências, lojas, agências bancárias, pequenas oficinas, edifícios residenciais e boa parte dos edifícios comerciais; são classificados no Grupo B. É o caso da maioria dos prédios públicos federais.

O Grupo B é dividido em subgrupos, de acordo com a atividade do consumidor. Os consumidores residenciais, por exemplo, são classificados como B1, os rurais como B2, etc.

Os consumidores atendidos em alta tensão, acima de 2300 volts, como indústrias, “*shopping centers*” e alguns edifícios comerciais, são classificados no Grupo A.

Esse grupo é subdividido de acordo com a tensão de atendimento, como mostrado na tabela abaixo:

Subgrupos	Tensão de Fornecimento
A1	230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo

Tabela 2.4. Classes de Consumidores.

Poucos são os prédios públicos classificados no Grupo A, em geral no Sub-Grupo B1. Os consumidores atendidos por redes elétricas subterrâneas são classificados no Grupo A, Sub-Grupo AS, mesmo que atendidos em baixa tensão.

### 2.4.3. Modalidades Tarifárias e Tarifação

São duas as modalidades tarifárias:

- a) Os consumidores do Grupo B (baixa tensão) tem tarifa monômnia, isto é, são cobrados apenas pela energia que consomem.
  
- b) Os consumidores do Grupo A tem tarifa binômnia, isto é, são cobrados tanto pela demanda quanto pela energia que consomem. Estes consumidores podem enquadrar-se em uma de três alternativas tarifárias
  - Tarifação Convencional
  
  - Tarifação horo-sazonal Verde
  
  - Tarifação horo-sazonal Azul (compulsória para aqueles atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV)
  
  - Tarifação horo-sazonal Amarela

### 2.4.3.1. Tarifação Convencional

O enquadramento na tarifa Convencional exige um contrato específico com a concessionária no qual se pactua um único valor da demanda pretendida pelo consumidor (Demanda Contratada), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta) ou período do ano (seco ou úmido).

Os consumidores do Grupo A, sub-grupos A3a, A4 ou AS, podem ser enquadrados na tarifa Convencional quando a demanda contratada for inferior a 300 kW, desde que não tenham ocorrido, nos 11 meses anteriores, 3 (três) registros consecutivos ou 6 (seis) registros alternados de demanda superior a 300 kW.

A conta de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem. A parcela de consumo é calculada multiplicando-se o consumo medido pela Tarifa de Consumo:

$$P_{\text{consumo}} = \text{Tarifa de Consumo} \times \text{Consumo Medido} \quad (1)$$

A parcela de demanda é calculada multiplicando-se a Tarifa de Demanda pela Demanda Contratada ou pela demanda medida (a maior delas), caso esta não ultrapasse em 10% a Demanda Contratada:

$$P_{\text{demanda}} = \text{Tarifa de Demanda} \times \text{Demanda Contratada} \quad (2)$$

A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a Demanda Contratada. É calculada multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada:

$$P_{\text{ultrapassagem}} = \text{Tarifa de Ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} - \text{Demanda Contratada}) \quad (3)$$

Na tarifação Convencional, a Tarifa de Ultrapassagem corresponde a três vezes a Tarifa de Demanda.

#### **2.4.3.2. Tarifação Horo-Sazonal Verde**

O enquadramento na tarifa Verde dos consumidores do Grupo A, sub-grupos A3a, A4 e AS, é opcional. Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária na qual se pactua a demanda pretendida pelo consumidor (Demanda Contratada), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta). Embora não seja explícita, a Resolução 456 permite que sejam contratados dois valores diferentes da demanda, um para o período seco e outro para o período úmido.

A conta de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo (na ponta e fora dela), demanda e ultrapassagem. A parcela de consumo é calculada através da expressão abaixo, observando-se, nas tarifas, o período do ano:

$$\mathbf{P_{consumo} = Tarifa de Consumo na Ponta \times Consumo Medido na Ponta + Tarifa de Consumo Fora de Ponta \times Consumo Medido Fora de Ponta \quad (4)}$$

No período seco (maio à novembro) as tarifas de consumo na ponta e fora de ponta são mais caras que no período úmido.

A parcela de demanda é calculada multiplicando-se a Tarifa de Demanda pela Demanda Contratada ou pela demanda medida (a maior delas), caso esta não ultrapasse em mais de 10% a Demanda Contratada.

$$\mathbf{P_{demanda} = Tarifa de Demanda \times Demanda Contratada \quad (5)}$$

A tarifa de demanda é única, independente da hora do dia ou período do ano. A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a Demanda Contratada. É calculada multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada.

$$\mathbf{P_{ultrapassagem} = Tarifa de Ultrapassagem \times (Demanda Medida - Demanda Contratada) \quad (6)}$$

### 2.4.3.3. Tarifação Horo-Sazonal Azul

O enquadramento dos consumidores do Grupo A na tarifação horo-sazonal azul é obrigatório para os consumidores dos sub-grupos A1, A2 ou A3. Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária na qual se pactua tanto o valor da demanda pretendida pelo consumidor no horário de ponta (Demanda Contratada na Ponta) quanto o valor pretendido nas horas fora de ponta (Demanda Contratada fora de Ponta). Embora não seja explícita, a Resolução 456 permite que sejam contratados valores diferentes para o período seco e para o período úmido.

A conta de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem. Em todas as parcelas observa-se a diferenciação entre horas de ponta e horas fora de ponta. A parcela de consumo é calculada através da expressão abaixo, observando-se, nas tarifas, o período do ano:

$$P_{\text{consumo}} = \text{Tarifa de Consumo na Ponta} \times \text{Consumo Medido na Ponta} + \text{Tarifa de Consumo Fora de Ponta} \times \text{Consumo Medido Fora de Ponta} \quad (7)$$

As tarifas de consumo na ponta e fora de ponta são diferenciadas por período do ano, sendo mais caras no período seco (maio à novembro).

A parcela de demanda é calculada somando-se o produto da Tarifa de Demanda na ponta pela Demanda Contratada na ponta (ou pela demanda medida na ponta, de acordo com as tolerâncias de ultrapassagem) ao produto da Tarifa de Demanda fora da ponta pela Demanda Contratada fora de ponta (ou pela demanda medida fora de ponta, de acordo com as tolerâncias de ultrapassagem).

$$P_{\text{demanda}} = \text{Tarifa de Demanda na Ponta} \times \text{Demanda Contratada na Ponta} + \text{Tarifa de Demanda Fora de Ponta} \times \text{Demanda Contratada Fora de Ponta} \quad (8)$$

As tarifas de demanda não são diferenciadas por período do ano. A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa a Demanda Contratada acima dos limites de tolerância. Esses limites são de 5% para os sub-grupos A1, A2 e A3 e de

10% para os demais sub-grupos. É calculada multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada.

$$P_{\text{ultrapassagem}} = \text{Tarifa de Ultrapassagem na Ponta} \times (\text{Demanda Medida na Ponta} - \text{Demanda Contratada na Ponta}) + \text{Tarifa de Ultrapassagem Fora de Ponta} \times (\text{Demanda Medida Fora de Ponta} - \text{Demanda Contratada Fora de Ponta}) \quad (9)$$

As tarifas de ultrapassagem são diferenciadas por horário, sendo mais caras nas horas de ponta.

#### 2.4.3.4. Tarifação Horo-Sazonal Amarela

Este tipo de tarifa tem sido empregada principalmente pela CEMIG e concessionárias de energia elétrica de São Paulo como experiência aos consumidores residenciais urbanos, visando a obter economia e descongestionar as redes elétricas, especialmente nos horários de pico. Deve-se ressaltar o caráter experimental desta tarifa, que ainda não é de uso obrigatório. Sua cobrança é feita baseada na seguinte divisão:

- Horário de ponta (18h às 20h): constitui-se no horário em que o preço do kWh é o mais caro;
- Horário intermediário (17h às 18h e 20h às 22h): é mais barato que o horário de ponta, porém, ainda é razoavelmente mais caro que os horários normais;
- Horário livre (22h às 17h do outro dia): possui o menor preço do kWh, correspondendo ao horário recomendado pela concessionária para uso de equipamentos de maior consumo, como chuveiro elétrico, fornos elétricos e microondas, máquinas de lavar, etc.

Para os consumidores residenciais rurais, é cobrada apenas uma taxa de consumo, que independe do horário.

#### 2.4.4. Energia Reativa e Fator de Potência

Além da energia ativa, sobre a qual discurremos até agora, existe um outro tipo de energia elétrica, denominada energia reativa.

Essa é uma energia diferente, embora não se possa classificá-la de inútil, não realiza trabalho útil e produz perdas por provocar aquecimento nos condutores. A energia reativa tem como unidades de medida usuais o VARh e o kVARh, e a potência reativa a unidade de VAR ou kVAR.

Até certo limite, as concessionárias não são autorizadas a cobrar essa energia e até recentemente não a cobravam dos consumidores do Grupo B mesmo quando o limite era excedido. Esse panorama pode mudar em breve, mas o fato é que a cobrança, em geral, é encontrada apenas nos consumidores do Grupo A.

O limite é indicado de forma indireta, através de um parâmetro denominado, fator de potência, que reflete a relação entre as energias ativa e reativa consumidas. De acordo com a Resolução 456, as instalações elétricas dos consumidores devem ter um fator de potência não inferior a 0,92 (reativo ou indutivo).

Pela energia reativa, os consumidores do Grupo A são cobrados da mesma forma que pela energia ativa, apenas mudam as medições e os nomes.

Os consumidores do Grupo A, tarifa Convencional, pagam tanto o consumo de energia reativa (UFER) quanto a demanda reativa (UFDR):

$$\mathbf{FER = Tarifa de Consumo \times UFER \text{ (10)}}$$

$$\mathbf{FDR = Tarifa de Demanda \times UFDR \text{ (11)}}$$

FER: Faturamento de Energia Reativa e FDR: Faturamento de Demanda Reativa. Ao invés de FER e FDR, algumas contas de luz mostram nomes como EREX e DREX ou Energia Reativa Excedente e Potência Reativa Excedente. Os consumidores do Grupo A, tarifa Verde, pagam o consumo de energia reativa na ponta e fora de ponta (UFER) e a demanda reativa (UFDR):

**FER = Tarifa de Consumo na Ponta x UFER na Ponta + Tarifa de Consumo Fora de Ponta x UFER Fora de Ponta (12)**

**FDR = Tarifa de Demanda x UFDR (13)**

Os consumidores do Grupo A, tarifa Azul, pagam tanto o consumo de energia reativa (UFER) quanto da demanda reativa (UFDR), para as horas de ponta e horas fora de ponta.

A energia reativa cobrada é calculada pela expressão:

**FER = Tarifa de Consumo na Ponta x UFER na Ponta + Tarifa de Consumo Fora de Ponta x UFER Fora de Ponta (14)**

**FDR = Tarifa de Demanda na Ponta x UFDR na Ponta + Tarifa de Demanda Fora de Ponta x UFDR Fora de Ponta (15)**

Não existe cobrança de ultrapassagem para a demanda reativa.

### ***2.5. Programa Horo-Sazonal***

Analisando o plano Horo-Sazonal desde sua idealização com as idéias concebidas, é clara a sua postura de tentar criar uma conscientização do mercado consumidor sem a total necessidade de impor sua estruturação. Criou-se uma segmentação tarifária com classes de tarifas diferenciadas tanto por horário do dia quanto por período do ano, no entanto sua aplicação só foi compulsória para os consumidores de alta tensão. Para os consumidores de média tensão propuseram como opção e para os de baixa tensão não houve abertura. Fato é que a estruturação desse projeto Horo-Sazonal, segmentações e classes de tarifas, pouco mudaram desde sua implantação, o que leva à dúvida entre o acerto em primeira tentativa ou a não continuação do processo de aperfeiçoamento e dinamismo desta precificação.

As tarifas de eletricidade em vigor, como já mostradas, possuem estruturas com dois componentes básicos na definição dos seus preços:

- Componente relativo à demanda de potência (quilowatt ou kW)
- Componente relativo ao consumo de energia (quilowatt-hora ou kWh)

Até 1981, o único sistema utilizado era o Convencional, que impreterivelmente gera picos no consumo diário, os quais e referência ao dimensionamento dos sistemas geradores e das redes de transmissão. Esta constatação é simplesmente justificada pelos costumes sociais atrelados ao cotidiano, como horários padrões de funcionamento das empresas, que produzem um comportamento uniforme entre os consumidores e que, por outro lado, é apoiado por um sistema tarifário de tarifa única. Ou seja, não há a necessidade de auto programações por parte dos consumidores que não percebem o reflexo de suas atitudes ou mesmo não são forçados a perceberem.

A figura abaixo mostra o comportamento médio do mercado de eletricidade, ao longo de um dia. Observa-se, no horário das 17 às 22 horas, que ainda persiste uma intensificação do uso da eletricidade. Esse comportamento, porém resulta das influências individuais de todas as classes de consumo que normalmente compõem o mercado: industrial, comercial, residencial, iluminação pública, rural e outras.

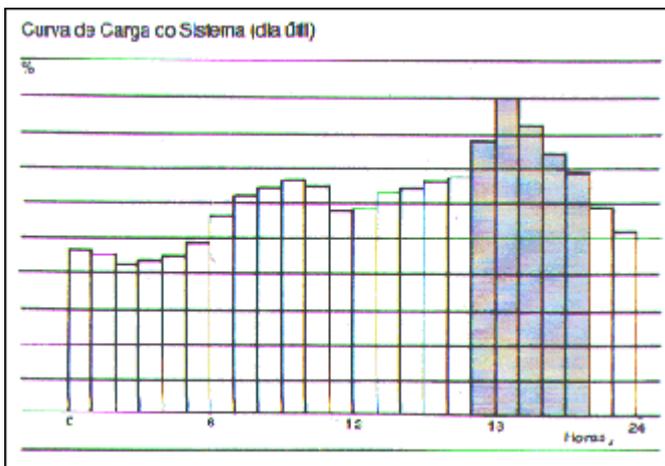


Figura 2.3. Curva média do consumo horário.

Fonte: Comitê de Distribuição de Energia Elétrica.

O impacto dessa soma de comportamentos convergentes é a subutilização da matriz energética. Além disso, verifica-se que um novo consumidor a ser atendido pelo sistema custará mais à concessionária nesse período de maior solicitação do que em qualquer outro

horário do dia, tendo em conta a necessidade de ampliação do sistema para atender ao horário de ponta.

Em uma visão macro do consumo elétrico, constata-se um comportamento típico assumido durante o ano que podem ser visualizadas a seguir.

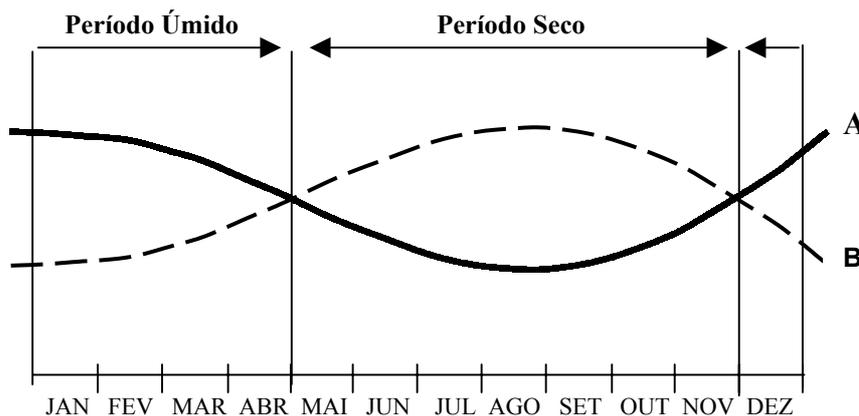


Figura 2.4. Curva média do consumo ao longo do ano.

Fonte: Comitê de Distribuição de Energia Elétrica.

A curva “A” representa a disponibilidade média de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, que corresponde a quase 80% da capacidade energética do país (é fácil ser percebido na tabela 1). A curva “B” representa o comportamento médio do mercado de energia elétrica a nível nacional, assumindo um valor máximo justamente no período em que a disponibilidade de água fluente nos mananciais é mínima.

A partir desse comportamento, surge a denominação de dois períodos bem definidos, "período seco" - compreendido entre Maio e Novembro de cada ano - e "período úmido" - de Dezembro de um ano até Abril do ano seguinte. O que gera a necessidade de um planejamento para a acumulação nos reservatórios a fim de suprir a demanda ao longo do ano. Contudo, aumenta-se tanto o custo de operação quanto o custo de construção de reservatórios de maior capacidade, por conseguinte o de produção da energia elétrica. Somam-se, eventuais ajudas na geração supridas por usinas térmicas ou importações de energia elétricas, ambas com um custo bem acima das usuais hidroelétricas.

Devido a estes fatos típicos do comportamento da carga ao longo do dia, e ao longo do ano em função da disponibilidade de água, foi concebida a Estrutura Tarifária Horo-Sazonal com as Tarifas Azul e Verde inicialmente, que compreende a sistemática de aplicação de tarifas e preços diferenciados de acordo com o horário do dia (ponta e fora de ponta) e períodos do ano (seco e úmido).

Como primeira abordagem, sem dúvida, foi de extremo pioneirismo e corretamente cautelosa. Porém, sua implantação ainda no começo da década de oitenta sugere mais de vinte anos de experimentação que não foram utilizados. A aplicação em todas as classes de consumidores é urgente e já deveria estar bem adiantada. Ao contrário, inicia-se um processo ainda lento, a exemplo, com a concessionária CEMIG através da tarifa Amarela destinada aos consumidores de baixa tensão.

Vale salientar, como justificativa à expansão de um plano de precificação diferenciada por horário e ao longo do ano, a participação dos consumidores residenciais no consumo total em 2002. Tais consumidores foram responsáveis por 25% do consumo total do país, 290.529 GWh.<sup>3</sup>

Para tornar-se eficiente na redução da diferença do consumo de ponta com o consumo médio diário (atualmente de 30% do consumo de ponta), é necessário não só a criação de planos que atinjam todos os níveis de tensão. Antes de tudo, é preciso que estes sejam compulsórios e dinâmicos. Ou seja, criem precificações que se ajustem ao longo de ciclos pré-estabelecidos, como ano a ano, pois assim permite-se atingir não só o preço justo como também a máxima uniformização do consumo ao longo do dia e ao longo do ano.

## ***2.6. Financiamentos para Setor Elétrico***

### **2.6.1. Estruturação**

A partir da Lei 9.991/00 parte dos recursos para financiar atividades de P&D do setor elétrico é utilizado pelas próprias concessionárias de energia elétrica, sob supervisão da ANEEL, sendo que outra parcela é destinada ao fomento de ações que atendam expectativas

---

<sup>3</sup> Boletim – GTEA 2002 - ELETROBRAS

mais abrangentes de P&D através do fundo CTENERG. Estas ações compreendem as seguintes atividades:

- . • projetos de pesquisa científica e tecnológica;
- . • desenvolvimento tecnológico experimental;
- . • desenvolvimento em tecnologia industrial básica;
- . • implantação de infra-estrutura para atividades de pesquisa;
- . • formação e capacitação de recursos humanos qualificados;
- . • difusão do conhecimento científico e tecnológico.

As iniciativas financiadas pelo CTENERG deverão contribuir para melhorar o suprimento de energia elétrica do país, melhorar a eficiência do uso de energia, promover a qualidade e confiabilidade do sistema, diminuir os custos de energia para a sociedade e aumentar a competitividade da economia brasileira.

Investimentos em P&D realizados através do Fundo CTENERG devem considerar a evolução do modelo institucional do setor elétrico. As reformas estruturais que estimulam a participação de investimentos privados e maior competição, redefinem o papel do setor público na área energética e trazem novas exigências para sua capacitação como agente catalisador, regulador das atividades relacionadas ao consumo e produção de eletricidade, além de ter que complementar de maneira direta as atividades do mercado em áreas onde ele não for capaz de atender.

Neste contexto apresentam-se os principais desafios do setor de energia elétrica, as implicações da nova estrutura de financiamento de atividades de P&D, e finalmente como organizar as atividades para atender as demandas de P&D. As áreas de atuação do CTENERG são abordadas, tratando-se de três aspectos específicos, a saber: Temas para projetos de P&D, Treinamento e capacitação de pessoal, e Cooperação Internacional.

A estrutura institucional e organizacional do CTENERG é também apresentada, abordando-se os papéis dos agentes envolvidos em sua gerência (MCT, FINEP e CNPq).

O Brasil tem sido um desses países que reconheceu a necessidade de estabelecer procedimentos para manter investimentos em pesquisa e desenvolvimento dentro de um contexto de empresas de energia privadas e competitivas. A obrigatoriedade da aplicação de recursos em pesquisa e desenvolvimento pelas concessionárias de energia elétrica tem origem na Lei 8987 de 1985. Este dispositivo dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no artigo 175 da Constituição Federal em seu artigo 29, inciso X, estabelece ao Poder Concedente a obrigatoriedade de “estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio-ambiente e conservação”. Apoiados nesse instrumento, a partir das primeiras privatizações, foram introduzidas cláusulas com referências a aplicações em P&D das novas companhias. De uma maneira mais sistemática, a partir de 1998, os contratos de concessão controlados pela ANEEL estabelecem a obrigatoriedade de aplicação de 1% da Receita Anual Líquida das empresas concessionárias distribuidoras de eletricidade em Programas de Conservação de Energia e de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico brasileiro. De 1998 até julho 2000 a ANEEL editou três Resoluções que estabeleceram regras para as aplicações dos recursos e conduziu a supervisão dos programas de P&D e eficiência energética das concessionárias privadas.

Com a promulgação da Lei 9.991 em julho de 2000, houve uma redefinição dos investimentos em P&D do setor elétrico, havendo uma repartição de recursos e responsabilidades entre o CTENERG e a ANEEL. Até o ano 2005, 0,5% da receita anual líquida das concessionárias deverá ser utilizada para atividades de P&D. A partir de 2006, esse percentual será de 0,75%. O CTENERG dispõe de 50% desses recursos que são recolhidos anualmente para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT).

Ou seja, os recursos gerados pela aplicação da Lei 9.991/2000 deverão ser usados em duas categorias de investimentos em P&D:

1) investimentos em P&D concebidos e implementados pelas concessionárias de eletricidade sob supervisão da ANEEL

## 2) investimentos em P&D através do Fundo Setorial CTENERG

Além destes existem ainda investimentos em P&D do setor privado de caráter estratégico e sigiloso (concessionárias privadas, seus fornecedores, fabricantes de equipamentos elétricos e eletrônicos) que deverão ocorrer para garantir posições de vanguarda entre empresas competitivas.

O CTENERG deve perceber as diferentes alocações que os agentes deverão fazer nas suas agendas específicas de P&D e procurar áreas onde é possível realizar esforços para catalisar, agregar ou “alavancar” recursos entre os demais agentes, sempre de maneira consistente com diretrizes explicitadas pelo CNPE. Investimentos em P&D devem ter a visão de facilitar a criação de um ambiente favorável à efetiva geração e disseminação de tecnologias inovadoras, seja introduzindo incentivos, facilitando a informação, resolvendo problemas de excessiva fragmentação ou concentração em determinadas tecnologias, diminuindo barreiras financeiras. É necessário criar padrões técnicos adequados, através de normas e certificações, de maneira a privilegiar os aspectos desejados de benefícios públicos para os quais essas tecnologias foram concebidas.

A agenda do CTENERG é a que possibilita maior relevância dos aspectos de interesse público. Muitos dos investimentos nessas atividades somente serão realizados se investimentos em tecnologias de energia tiverem horizontes de tempo maiores, e maiores taxas de risco que investimentos realizados pela iniciativa privada. Também deve contemplar programas de P&D multi-institucional e multi-cliente. Sempre que possível o CTENERG deverá, com autonomia de gestão e de modo transparente, complementar e possibilitar a cooperação com investimentos realizados através dos recursos das concessionárias, evitando redundâncias de investimentos ou mesmo sua substituição (o efeito de “*crowding out*”).

O contexto competitivo condiciona a determinação de prioridades e interesses em P&D para essas empresas privadas de eletricidade. Linhas de pesquisa que exigem maior tempo de maturação e implicam freqüentemente em maiores riscos para o investidor, tenderão a não ser contempladas pelo setor privado, conforme já mencionado. É razoável esperar que a pesquisa estratégica “*stricto sensu*” das concessionárias privadas será realizada fora do âmbito dos recursos e do escrutínio da ANEEL, uma vez que normalmente esta atividade

deverá ter um caráter sigiloso e tem o objetivo de colocar a empresa interessada em condições de vantagens frente às demais. Deve-se esperar, portanto, que muitos dos projetos financiados com recursos regulados pela ANEEL tenderão a reduzir custos operacionais das empresas, aumentar suas vendas, e também atender aos requisitos regulatórios que o próprio órgão regulador poderá impor e que gerem uma demanda por atividades de P&D.

Internacionalmente tem-se verificado que P&D na área energética tem sido importante componente para que empresas de energia, seus fornecedores e fabricantes de equipamentos eletro-eletrônicos possam melhorar seus produtos e inventar novos. Essa tem sido uma maneira com que empresas procuram aumentar sua participação no mercado. O CTENERG deverá observar essas características para planejar suas atividades.

Partindo-se da premissa de que o CTENERG deverá financiar projetos de interesse público, a questão fundamental é determinar quais são os benefícios públicos das atividades de P&D.

Consideram-se aqui quatro dimensões para caracterizar P&D de interesse público: a dimensão social, ambiental, econômica e política. Essas dimensões juntamente com objetivos mais específicos contribuem para caracterizar a demanda por P&D de interesse público. Esse tipo de apresentação possibilita a identificação de projetos a serem financiados pelo CTENERG e também pode ser utilizada para realizar as avaliações de seus resultados. Os investimentos realizados pelo CTENERG devem ser caracterizados e avaliados através dos seguintes aspectos:

1) A alocação de recursos do Fundo é consistente com objetivos de política de desenvolvimento nacional (inclusive aspectos ambientais e sociais)? Está de acordo com as diretrizes de política energética estabelecida pelo CNPE?

2) Os projetos financiados representam adições ao conhecimento existente em ciência ou tecnologia? São aplicações ou adaptações novas de tecnologias ou processos ao mercado brasileiro?

3) Existe participação no projeto de empresas de energia, fornecedores ou fabricantes de equipamentos eletro-eletrônicos ou empresas de serviços de energia? Existe co-financiamento?

4) Existe financiamento inadequado no mercado competitivo para o tipo de projeto proposto? Por que?

5) Existe duplicação de esforços? Eles já estão sendo considerados pelas concessionárias de eletricidade?

6) Existem estratégias para transformar mercados para produção e usos finais de energia para absorver as tecnologias produzidas através dos projetos de P&D?

7) Qual é a contribuição dos projetos para assegurar continuidade na formação e capacitação profissional, investimentos em infra-estrutura de pesquisa e incorporação de inovações no setor público e privado?

#### **2.6.2. Utilização de Financiamento Neste Projeto**

Uma forma saudável de obtenção de recursos, para o desenvolvimento de todo esse projeto de precificação dinâmica no setor elétrico, poderia ser obtido através do CTENERG, que como especificado disponibiliza de 0,5% da Receita Anual Líquida das empresas concessionárias distribuidoras de eletricidade. Além do fato de ser um projeto que visa tanto os meios quanto os fins deste fundo para P&D. Ou seja, trata-se de um conglomerado de ações, como pesquisas em telemetria, desenvolvimento de novas tecnologias em medição de consumo elétrico, fabricação de novos equipamentos, etc, que têm por finalidade aumentar a oferta de energia elétrica no país, ou mesmo, gerar recursos de forma correta (ou seja, para os que mais contribuem para a necessidade de ampliação da matriz energética nacional) para ampliação da matriz elétrica nacional. Ademais, existe o caráter social de conscientização da população sobre o consumo não racional dos recursos energéticos, principalmente nos períodos de estiagem e nos horários de ponta, onde as tarifas deveriam ter seus preços elevados, sempre. Desta forma, atinge-se todas as dimensões que caracterizam um P&D de interesse público: a dimensão social, ambiental, econômica e política.

Isto seria possível com a participação de entidades que se dispusessem a utilizar parte desses recursos no desenvolvimento de pesquisas em telemetria, como a aplicação da tecnologia de “*powerline*” no ajuste das tarifas horárias de energia ao longo do dia. Da mesma forma através de negociações entre entidades de pesquisa e fabricantes de medidores

de consumo energético, tornando-se viável a transmissão de conhecimento e a implementação de novas tecnologias no mercado nacional.

Outras possibilidades de investimentos seriam viáveis, como um misto entre investimentos privados e públicos, visto a estruturação deste projeto satisfazer tanto interesses públicos quanto privados. Este último é taxado como interessado, pois um projeto dessa natureza tem um cunho também lucrativo ao pensar-se na troca de investimentos em geração pelo consumo uniforme ao longo do dia, que em síntese pode ser direcionado para liberação da oferta de energia.

## ***2.7. Precificação Dinâmica na Indústria de Energia Elétrica***

### **2.7.1. Estratégia**

A proposta de ampliação do Plano Horo-Sazonal para todas os níveis de tensão de forma compulsória discutida no tópico 2.5. caracteriza-se como uma boa abordagem para uma primeira estratégia de precificação, diferenciada por segmentações horárias e por período. Contudo, a não existência de um modelo que permita adequar à curva de demanda uma forma homogênea, distribuição mais uniforme tanto diária quanto anual, é um passo que precisa ser alcançado. Entenda-se por modelo uma estruturação dinâmica entre os parâmetros do problema. A exemplo da tarifação elétrica, um modelo permitiria mudanças automáticas às tarifas empregadas em cada segmentação, a partir de qualquer alteração no comportamento da curva de demanda. No caso do plano Horo-Sazonal, a diferença entre a tarifa cheia da com desconto será sempre adotada por suposições ou por parâmetros variáveis a cada ciclo de ajustes. Assim, dificilmente conseguir-se-á direcionar os esforços em prol do preço justo de cada tarifa, ou de uma outra forma, da maximização das receitas.

Tomando-se como base tanto o Plano Horo-Sazonal como o Método EMSR, exposto no tópico 1.3., será desenvolvido um modelo hipotético a aplicar no setor elétrico. A intenção, como já bastante discutido, é a busca pelo controle da demanda energética para melhorar a distribuição do consumo e a maximização das receitas.

Trata-se de um modelo com segmentações, horárias, periódicas e por classes de consumidores. As segmentações periódicas serão o período úmido e o período seco, onde:

- Período úmido: Compreenderá os meses de Dezembro, Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.
- Período seco: Compreenderá os meses de Maio, Junho, Julho, Agosto, Setembro, Outubro e Novembro.

Já a segmentação dos consumidores assumirá a divisão atualmente utilizada, A1; A2; A3; A3a; A4 e AS, conforme o nível de tensão requisitado. Ademais, a cobrança por nível de potência será fixa, independente do horário e do período. Isto se dá frente a dois motivos: se determinado ponto requisitar certo nível de potência, é porque necessita e por já ter adquirido equipamentos que o requisitem, e pelo fato do controle da demanda já controlar indiretamente a potência para aquele ponto de energia.

O ajuste tarifário para obedecer aos períodos dar-se-á ao final de Abril de cada ano e o primeiro mês de cada período não será levado em consideração. Isto porque se supõe ser necessário um tempo para adaptação aos novos reajustes.

Usando uma abordagem semelhante a do método ERSM, pode-se dividir ainda as classes tarifárias em horário de ponta, das 17 às 22 horas, e fora de ponta, demais horários. Assim, criam-se modelos independentes com duas classes tarifárias dentro de cada segmentação de consumidor e para cada período do ano, seco ou úmido.

Tipos de tarifas a serem adotadas para cada segmento de consumidor:

- a) Um preço para ponta em período úmido
- b) Um preço para fora de ponta em período úmido
- c) Um preço para ponta em período seco
- d) Um preço para fora de ponta em período seco

O modelo será montado a partir de uma relação entre a tarifa no horário de ponta ( $f_1$ ) e a tarifa no horário fora de ponta ( $f_2$ ). E o que irá definir o aumento ou a redução da tarifa de

ponta será justamente a demanda no horário de pico, das 17 às 22 horas. O parâmetro utilizado para medir as variações da demanda de pico será então o consumo médio diário, pois desta maneira cria-se um mecanismo que forçará a demanda de pico igualar-se com o consumo médio diário. Como isso acabaria por gerar probabilidades quase que nulas, já que para a demanda de pico igualar-se com o consumo médio seria necessário que a curva de demanda fosse praticamente uma reta - no gráfico de consumo (Mw) por horário do dia-, embutiu-se um parâmetro de ponderação “ $\alpha$ ” . Desta forma, pode-se buscar a máxima eficiência do modelo sem ferir as necessidades primárias do consumidor, que independente da tarifa de pico cobrada terá que assumir certos consumos indispensáveis nesse horário. Ademais, admitiu-se a existência de um outro parâmetro de ponderação “ $k$ ” para que o modelo pudesse gerir valores que provocassem as mudanças desejadas. Assim:

$$f_1 \geq \frac{k \cdot f_2}{\{1 - P[x_1 > \alpha \cdot \phi]\}} \quad (1)$$

onde  $f_i$  denota a tarifa da classe- $i$ ,  $P[\ ]$  indica probabilidade,  $X_i$  é a demanda média pela tarifa “ $i$ ”,  $\phi$  é o consumo médio diário, e “ $\alpha$ ” e “ $k$ ” são parâmetros de ponderação pertencentes ao conjunto dos reais que variam de 1 à 2.

$$\phi = \int_0^{24} \frac{f(t) \cdot dt}{24} \quad (2)$$

Ou discretizando,

$$\phi = \sum_{i=1}^{24} \frac{x_i}{24} \quad (3)$$

Vale salientar, toda essa análise será feita sobre a curva de consumo horário média observada em cada ciclo de ajuste, com exceção do primeiro mês de cada período, como já sugerido.

A partir da curva de demanda já obtida do período anterior, dentro de cada segmentação de consumidor, monta-se a curva de frequência  $f(x)$  para o período de ponta. Através do ajuste de uma função conhecida à curva de frequência, estatística, pode-se

encontrar a Função Distribuição Cumulativa  $F(x)$ . A Função Distribuição Cumulativa define a probabilidade acumulada de um evento ocorrer. No caso, o evento de  $X1 > \alpha$ . E assim, encontram-se as novas relações entre as tarifas no horário de ponta e fora de ponta para o novo ciclo.

$$f(x) = \frac{dF(x)}{dx} \quad (4)$$

Os pontos de equilíbrios das tarifas nos períodos de ponta e no período seco serão determinados pela própria demanda, já que entre um ciclo e outro de ajustes os preços assumidos terão suas variações inversamente proporcionais à demanda. Para evitar valores impróprios, dado o bem primário que a energia representa, pode-se estipular limites superiores a serem assumidos por tais tarifas.

O ajuste do modelo pode ser realizado por meio de planos pilotos distribuídos conforme as segmentações de classes assumidas. Assim, sua implementação já trará valores bem próximos dos pontos de equilíbrio a que tenderão. Ou mesmo, usar como base a Tarifa Azul aplicada compulsoriamente aos grupos A1, A2 e A3.

Como sugestão, devido ao caráter social que a energia representa e a má distribuição da renda no país, poder-se-ia segmentar ainda mais o mercado. Os consumidores de baixa tensão (A1 e A2) poderiam ter a opção de compra de energia com desconto conforme o grau de segurança da rede. Não é justo, ou mesmo necessário, uma residência habitada por uma família humilde ser obrigada a pagar por uma assistência operacional de alta qualidade que é a mesma disponibilizada para uma empresa financeira, por exemplo. Assim, tratar-se-ia apenas do repasse de custos operacionais da concessionária para estes consumidores.

### **2.7.2. Estudo das Tecnologias de Medição**

Este tópico abordará de maneira superficial as diversas tecnologias que permitam a variação da tarifas elétrica ao longo do dia. Ou seja, dentro da proposta de variação tarifária no consumo de energia elétrica, um medidor que realiza esta mudança ao longo de um mesmo dia, de forma segura, eficiente e a um custo que justifique sua implantação. Além de se possível, oferecer um dispositivo dinâmico que permita o ajuste das tarifas estipuladas entre

ciclos, como proposto no tópico 2.7.1 e de suma importância no processo de otimização do modelo.

Tecnologias em medidores:

a) Rádio

As empresas ABB e Itron juntas oferecem um sistema de medição chamado *A3 Alpha Meter with Itron 50 ESS ERT* que utiliza a tecnologia de comunicação com os medidores via rádio. O sistema funciona com um operador munido de um rádio transmissor-receptor se conectando com o medidor elétrico, permitindo a troca de dados. Dessa forma, é possível o ajuste de tarifas bem como o recolhimento do consumo daquele ponto.

No entanto, este sistema oferecido tem algumas limitações, a começar pela necessidade de um operador móvel, visto o alcance do aparelho ser restrito. Isto poderia até ser solucionado com a implantação de pequenas centrais espalhadas de maneira lógica sobre a região em que se deseje operar, se isso não implicasse em custo muito elevados, é claro. O principal problema reside na deficiência do sistema quanto a segurança oferecida, devido a grande difusão da tecnologia à rádio que implica tanto em uma tecnologia bastante conhecida como do congestionamento das frequências.

b) Telefone

Um sistema de “*modem*” integrado a todos os medidores de energia seria suficiente para criar todo um “*network*” no sistema de cobrança energético. Inclusive, é exatamente isso que é oferecido pela Siemens do Brasil no seu sistema de Telemedição que permite a variação de tarifas, o recebimento do consumo de cada ponto e oferece o dinamismo de um sistema de longa distância seguro. No entanto sua utilização é limitada por três motivos: a necessidade de parceria com empresas telefônicas, ao fato de apenas 25% das residências brasileiras possuírem ponto de telefone e ao alto custo dos medidores, atualmente de R\$ 450,00 cada (modelo ELO 2190 da empresa Elo).

### c) Relógio

Essa tecnologia é a que oferece preço menores na produção do medidor, visto que necessita apenas de um relógio interno que indique o momento em que deve ser variada a tarifa. Porém, possui um problema relativo ao dinamismo no ajuste das tarifas, pois será necessário um operador passando em cada ponto ajustando os medidores.

A *Siemens do Brasil* oferece um medidor um pouco mais sofisticado, mas que utiliza o princípio do relógio. Trata-se do ZMD 128, um medidor que permite a variação de até 4 tarifas em um mesmo dia além de permitir o controle do consumo daquele ponto tanto por parte do usuário quanto da concessionária de em forma de relatórios digitais mostrados em um visor.

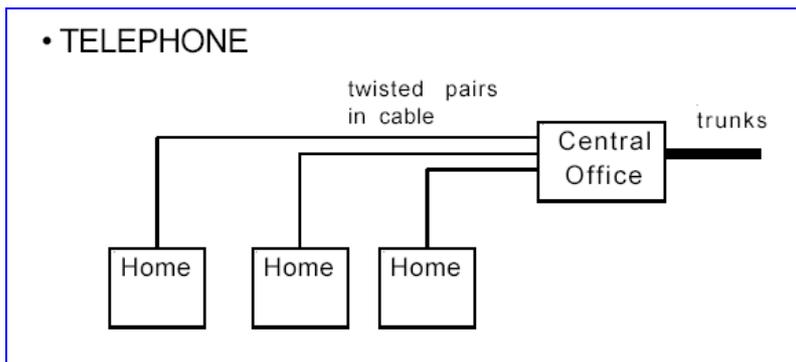


Figura 2.5. Sistema por Meio Telefônico.

### d) “Powerline”

É uma tecnologia que vem sendo estudada desde a década de 60, mas que até os dias de hoje não foi possível utiliza-las nos moldes em que se deseja. A idéia é simples, usar a rede de energia elétrica para transmissão e recepção de dados. No entanto, existem alguns problemas tecnológicos envolvidos: a faixa de frequência da rede elétrica é muito ampla o que gera uma captação de ruídos facilmente, além da perda de sinal em longas distâncias. Sendo assim, torna-se sua utilização difícil como forma de transmissão e recebimento de dados. No entanto, seu aperfeiçoamento é bastante estudado por grandes fornecedoras de energia elétrica, pois isso permitiria a contabilização do consumo elétrico à distância.

Entretanto, não é para esse fim que estamos buscando a aplicação da tecnologia “*powerline*”, mas sim em um sistema simples em que o medidor apenas será um receptor. De maneira eficiente, haverá um transmissor na central elétrica que emitirá uma onda bem caracterizada (codificada) por meio da rede elétrica no intuito de alcançar os medidores. No medidor, existirá um filtro que permitirá o reconhecimento dessa onda permitindo a mudança da tarifa automaticamente. Um exemplo de como isso é possível são os telégrafos.

A empresa MTC já utiliza a tecnologia de “*powerline*”, porém em um sistema casado com linha telefônica. Este sistema é o “*Electric Meter System*” que permite a captação de dados do consumidor e a variação tarifária em grupos específicos, se necessário. A vantagem frente ao sistema apenas por telefone é a quantidade de telefones necessários para operar, pois a partir de centrais espalhadas em uma região ele permite por meio de “*powerline*” a conexão com os pontos elétricos e da central regional é disponibilizada uma linha telefônica para a emissão dos dados a uma central. Esse sistema misto poderia até ser aproveitado no que desejamos, variação tarifária, já que poderia ser adaptado o uso dos telefones públicos, porém a necessidade de centrais regionais aumentaria bastante o preço de instalação do sistema.

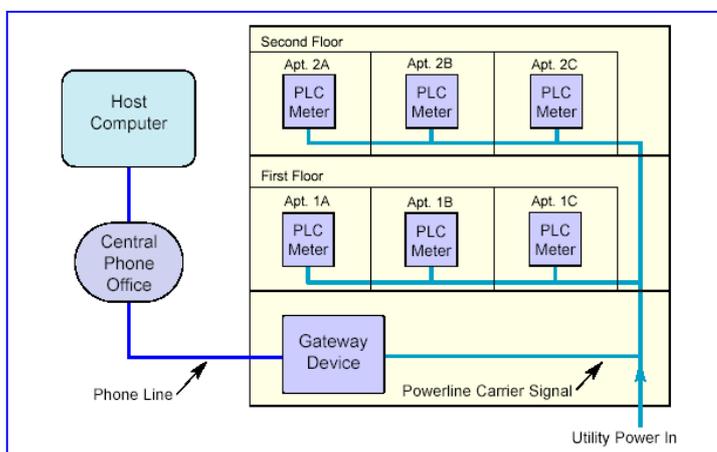


Figura 2.6. *Electric Meter System*.

Como sugestão a esse projeto de precificação dinâmica, fica como sugestão à utilização da tecnologia de “*powerline*” como forma de promover tanto as variações tarifárias como para os ajustes cíclicos das tarifas. Os motivos são vários e brevemente já discutidos, a eficiência para a variação das tarifas e o custo empregado tornam-se decisivos. O desenvolvimento destes medidores pode ser feito por intermédio de centros de pesquisas

privados ou públicos e seu financiamento pode ser subsidiado pelo CTENERG como discutido no capítulo 2.6..

Estima-se um custo de fabricação da ordem de R\$ 100,00, já que os preços de venda de um medidor usual e do medidor ELO 2190 (Elo) via *modem* são, respectivamente R\$ 50,00 e R\$ 450,00.

## **2.8. Previsões Futuras para o Setor Elétrico**

O país tem uma estrutura de fornecimento de eletricidade baseada em hidroeletricidade. É especialmente reconhecida a necessidade de se flexibilizar a matriz energética nacional, aumentando a participação de outras fontes para a geração de eletricidade. A diversificação de fontes de geração não se restringe ao desenvolvimento de novas tecnologias, exige também adaptações em tecnologias existentes e estudos para possibilitar a inserção dessas fontes no sistema elétrico nacional.

O desenvolvimento científico e tecnológico para avaliação de potenciais de recursos renováveis (eólico, solar, pequenas centrais hidroelétricas), co-geração, a contribuição de células combustível, participação do gás natural, a geração termo-nuclear através de novos conceitos de reatores e ciclo de combustível avançados, e o impacto de tecnologias que aumentem a eficiência do sistema devem fazer parte de esforços iniciais para a determinação de prioridades para atividades de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) nessas áreas.

A elaboração de estratégias de P&D para diversificar o suprimento de fontes de eletricidade deverá ser consistente com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e deverá aumentar a capacidade do sistema hidroelétrico responder a eventuais incertezas dos ciclos hidrológicos e mudanças climáticas em curso, garantindo maior confiabilidade de oferta de energia do sistema elétrico nacional.

### 3. Impacto da Precificação Dinâmica

Para o ano de 2002, é constatada uma diferença de relativamente alta entre a demanda média e a demanda de ponta registrada, ou em termos percentuais 3,7% (em relação à demanda de ponta). A priori, passa-se a idéia de uma distribuição bastante homogênea da curva de consumo ao longo do dia. No entanto, não é bem isso que ocorre, ao contrário, houve uma diminuição do consumo de todas as classes, residenciais, comerciais, industriais e outras, e principalmente na classe industrial que passa desde o ano de 2002 e continua por 2003 um período de recessão. Se for checado o excedente de energia do no de 2003, ou seja, a diferença entre o pico de consumo e a capacidade de produção elétrica, ver-se-á que mais de 12% (em relação à capacidade produtiva instalada) não está sendo utilizada.

Regiões	[(Demanda Máxima - Demanda Média) / Demanda Máxima]							Demanda Máxima 2002 (MWh/h)
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
SE/CO	3,55%	3,38%	3,61%	3,49%	3,16%	17,25%	3,41%	31.810,1
S	3,53%	3,21%	1,74%	3,12%	4,97%	9,12%	3,07%	9.539,4
S/SE/CO	4,12%	3,59%	3,53%	3,08%	3,93%	14,32%	3,99%	41.256,1
NE	6,56%	5,69%	2,42%	2,44%	5,58%	14,40%	8,03%	7.500,1
N	3,39%	3,77%	4,23%	3,49%	3,53%	8,33%	2,66%	2.948,6
N/NE	4,29%	4,37%	2,49%	1,79%	4,70%	13,14%	6,27%	10.285,5
SIN	3,53%	2,99%	3,00%	2,53%	2,90%	14,22%	3,73%	50.756,9

Tabela 3.1. Relação entre demanda de pico e demanda média do dia.

Fonte: Carga Própria de Demanda – ONS

Ao contrário, na crise de 2001, onde praticamente alcançou-se o limite da capacidade energético, aquela diferença de 3,7% de 2002 chegou aos 14,2%. É sabido que os gastos dispendidos pelo Governo Federal tinham também a preocupação com as reservas dos reservatórios de água. Contudo, o impacto da política de contenção do consumo foi catastrófico tanto para a economia do país como para setores particulares, elétrico e demais indústrias, por exemplo. Naquele ano, o setor elétrico sofreu uma retração de 7,7% em relação ao ano anterior, 2000, o que acarretou prejuízos da ordem de R\$ 10 milhões, que depois tiveram de ser financiados pelo BNDS na forma de empréstimos a serem amortizados com acréscimos graduais nas tarifas elétricas. Ou seja, a partir do momento em que voltar o crescimento econômico, já previsto para o ano de 2004, aumentar-se-á a diferença entre a

demanda de pico e o consumo médio diário. E sem dúvida, a forma de evita-la seria a implantação de um modelo de precificação dinâmica expandido para todas as classes de consumidores.

Brasil – Consumo por classe (GWh)					
Classe	Realizado			Previsto	Desvio
	2000	2001	(%)	2001	(%)
Residencial	83.613	73.770	-11,8	90.252	-18,3
Industrial	131.315	122.629	-6,6	135.858	-9,7
Comercial	47.510	44.517	-6,3	50.141	-11,2
Outros	45.011	42.882	-4,7	48.050	-10,8
Total	307.449	283.798	-7,7	324.301	-12,5

Tabela 3.2. Consumo por classe no Brasil.

Fonte: Resenha de mercado, 4º trimestre de 2001 – Ministério das Minas e Energia (MME)

Fazendo uma análise simples, de acordo com a Tabela 1, está previsto para os próximos cinco anos, a contar de 2003, uma expansão de 12.809 MW para suprir o crescimento econômico que se espera, segundo o planejamento da ONS, de 2,0% para o ano de 2003 e 4,5% para o restante do período. Para esse crescimento, também estão previstos investimentos da ordem de R\$ 34,5 bilhões (conforme Tabelas 1 e 2, pois se deve considerar tanto geração quanto transmissão), ou, juntando as duas informações, de R\$ 2,7 milhões/MW. Tome-se como exemplo o ano de 2002 e suponha uma redução da diferença entre a demanda de ponta e o consumo médio dos 3,7% (vide tabela 5) para 2%. Isso equivaleria, só neste ano um ganho na oferta de 1.757 MW (vide Tabela 5), ou R\$ 4,7 bilhões (em base ao custo de R\$ 2,7 milhões/MW). Note-se que os ganhos de oferta não são absolutos, mas relativos à demanda em cada ano. Isso implica em ganhos contínuos se comparado com planejamentos que não vislumbram a possibilidade na melhora da distribuição do consumo diário, ou seja, no controle da curva de demanda.

Fazendo um planejamento de quanto seria necessário se investir para montar essa infra-estrutura, pode-se efetuar uma estimativa superficial. Segundo a Eletrobrás (Boletim GTE – 2002), existiam em Dezembro de 2002 um total de 51,5 milhões de pontos de energia. Assim para trocar todos os medidores a um preço de R\$100,00 (vide tópico 2.7.2.d), seriam necessários R\$5,15 bilhões, os quais poderiam ser amortizados em pouco tempo. Isto, sem

contar a maximização das receitas que poderiam gerar ganhos a serem repassados pelas concessionárias para investimentos em expansão e melhorias do sistema.

Apesar das simplificações destas rápidas análises, pode-se sentir o impacto que um projeto de precificação dinâmica poderia causar tanto na otimização dos recursos energéticos como na maximização das receitas.

#### 4. Discussão dos Resultados

É indiscutível a utilização e os benefícios que um projeto de precificação dinâmica podem trazer ao setor elétrico brasileiro e a qualquer indústria onde possa vir a ser implementado (fique clara a necessidade de uma análise financeira da implantação de qualquer projeto). A otimização do plano Horo-Sazonal para transformá-lo de plano de precificação para um modelo de precificação dinâmica é questão de tempo, assim como a ampliação para as demais classes de consumidores e não somente a de alta tensão. Um exemplo já citado é o plano de tarifa amarela, uma espécie de plano Horo-Sazonal, no entanto destinado aos consumidores residenciais abastecidos pela CEMIG.

Este estudo obteve os resultados desejados quanto ao entendimento da ferramenta precificação dinâmica e dos resultados positivos que podem ser alcançados. Ademais, criou-se um bom apanhado sobre o setor elétrico energético, bem como da atual situação da matriz elétrica brasileira. Por fim, desenvolveu levantamento abrangente das tecnologias disponíveis para a telemetria do consumo elétrico e para variação tarifária horária. Ressalva a superficialidade do conhecimento trazido sobre tais tecnologias, visto o não conhecimento teórico de assuntos eletro-eletrônicos e a na disponibilidade das pesquisas tecnológicas existentes.

Assume-se da mesma forma a falta de calibração ou mesmo de simulação do modelo de precificação proposto no tópico 2.7.1., no entanto não foi possível a aquisição destes dados. Isto só seria possível caso houvesse um contato direto com alguma concessionária de energia elétrica ou mesmo uma fonte do governo ligada ao Ministério de Minas e Energia. Fato que se iniciou o estudo desta tese de graduação em um processo de co-orientação externa a qual se previa este canal de informação, mas que acabou por não acontecer. O professor Akio Baba (ITA-IEI) ainda conseguiu um contato com o Prof. Dr. Carlos César Barioni (USP) que, por conseguinte chegou a apresentar uma das pessoas estratégicas da Concessionária Bandeirantes, mas a qual não se mostrou apta a colaborar, dados motivos que fogem ao meu conhecimento.

## 5. Conclusões e Sugestões para Trabalhos Posteriores

Sem dúvida este trabalho de graduação alcançou os resultados a que se propôs. Teve-se em toda sua execução a busca por informações em um assunto totalmente novo e com conhecimentos muito específicos. O equacionamento do verdadeiro problema, implantação da precificação dinâmica no setor elétrico, bem como as variáveis que poderiam estar envolvidas em um projeto conceitualmente simples, porém de implementação tão complexa, trouxeram um desafio à parte a execução dessa tese. A dificuldade na obtenção de dados (aqui, faço uma crítica à desorganização dos órgãos públicos responsáveis: ELETROBÁS, ONS e Ministério das Minas e Energia) e de bibliografias especializadas no assunto somaram-se a isso. Contudo, foi de grande valia o aprendizado resultante de um trabalho que exigiu muita persistência, iniciativa na busca constante de informações, reflexões e entendimento de uma indústria totalmente nova para mim.

Findo esse trabalho com sugestões para a continuação do estudo de precificação dinâmica principalmente na indústria que o desenvolveu, transporte aéreo, como no incentivo moral a pesquisas em telemetria usando a própria rede elétrica, a tecnologia de “*powerline*”. A primeira sugestão, em especial, faz menção a possibilidade de ampliação do conhecimento ministrado no curso de transporte aéreo, na divisão de Infra-Estrutura Aeronáutica – ITA, também para a área operacional.

## 6. Referências Bibliográficas

- [1] **Secretaria Executiva – GCPS.** *Plano Decenal de Expansão 2000/2009.* Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 2000.
- [2] **Comitê de Distribuição de Energia Elétrica.** *Manual de Orientação ao Consumidor -Tarifas Horo-Sazonais.* Rio de Janeiro: Secretaria Executiva, 2001.
- [3] **Noll, A. M.**“Technological Challenges of Powerline Telecommunication“ . Annenberg School for Communication at the University of Southern California, 2002.
- [4] **Secretaria Executiva .** *Resenha de mercado, 4º trimestre de 2001:* Ministério das Minas e Energia, 2001.
- [5] **Brumelle, S. L. e McGill, J. I.** “Airline Seat Allocation with Multiple Nested Fare Classes“. *Operations Research of America* 41. 127-137, 1992.
- [6] **Ladany, S. P.** “Optimal Market Segmentation of Hotel Rooms – The Non-Linear Case“. *Omega, Int. Mgmt Sci* 24. 29-36, 1996.
- [7] **Diretoria de Programação das Operações.** *Plano Anual da Operação Energética Ano 2003.* Rio de Janeiro: Operadora Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2003.

## FOLHA DE REGISTRO DO DOCUMENTO

<sup>1</sup> CLASSIFICAÇÃO/TIPO  <p style="text-align: center;">TC</p>	<sup>2</sup> DATA  <p style="text-align: center;">24 de novembro de 2003</p>	<sup>3</sup> DOCUMENTO N°  <p style="text-align: center;">CTA/ITA-IEI/TC-005/2003</p>	<sup>4</sup> N° DE PÁGINAS  <p style="text-align: center;">63</p>
<sup>5</sup> TÍTULO E SUBTÍTULO:  Tecnologias de precificação dinâmica e impacto na indústria de energia elétrica			
<sup>6</sup> AUTOR(ES):  <b>Ítalo Teixeira Viana</b>			
<sup>7</sup> INSTITUIÇÃO(ÕES)/ÓRGÃO(S) INTERNO(S)/DIVISÃO(ÕES):  Instituto Tecnológico de Aeronáutica. Divisão de Engenharia de Infra-Estrutura Aeronáutica. – ITA/IEI			
<sup>8</sup> PALAVRAS-CHAVE SUGERIDAS PELO AUTOR:  Precificação Dinâmica, Modelo, Setor Elétrico, Powerline			
<sup>9</sup> PALAVRAS-CHAVE RESULTANTES DE INDEXAÇÃO:  Fixação de preços; Análise estatística; Energia elétrica; Consumo; Demanda (Economia); Modelos matemáticos; Economia; Engenharia elétrica			
<sup>10</sup> APRESENTAÇÃO: <div style="float: right; text-align: right;"> <input checked="" type="checkbox"/> <b>Nacional</b>     <input type="checkbox"/> <b>Internacional</b> </div> Trabalho de Graduação, ITA, São José dos Campos, 2003. 63 páginas.			
<sup>11</sup> RESUMO:  <p>Este trabalho trata da ferramenta precificação dinâmica desde seu entendimento conceitual até sua aplicação. Modelos de precificação dinâmica buscam através da segmentação de preços ou tarifas por determinado produto ou serviço, respectivamente, maximizar receitas e/ou controlar a distribuição da curva de demanda.</p> <p>Devido às necessidades de expansão da oferta de energia elétrica no país, aos altos custos envolvidos neste processo e a caracterização de uma curva de consumo elétrico composta de um período de pico diário bem superior ao consumo médio, optou-se por aplicar a precificação dinâmica neste setor.</p> <p>A idéia é muito simples, contudo sua implementação é um tanto complexo, visto a amplitude de um projeto que mexeria tanto com hábitos populares como regulamentações governamentais bastante burocratizadas. Em síntese, pretende-se cobrar uma tarifa mais elevada no momento do dia em que o consumo é extremamente alto, chamado horário de ponta ou pico. Com isso, há um processo natural de reestruturação do consumo no qual a curva de demanda tenderá a ser melhor distribuída ao longo do dia e, por conseguinte diminuirá-se o consumo máximo. Ou seja, como o sistema é dimensionado para atender o consumo máximo, a discrepância entre este valor e o consumo médio indica um super dimensionamento da capacidade de geração para os demais horários do dia. Desta forma redistribuindo a curva de demanda a partir da redução do pico de consumo, obrigatoriamente estar-se-á diminuindo a necessidade de expansão, ou de uma outra forma, haverá aumento de oferta elétrica.</p>			
<sup>12</sup> GRAU DE SIGILO:  <input checked="" type="checkbox"/> <b>OSTENSIVO</b> <input type="checkbox"/> <b>RESERVADO</b> <input type="checkbox"/> <b>CONFIDENCIAL</b> <input type="checkbox"/> <b>SECRETO</b>			