

Distr.
RESTRITA

E/CEPAL/BRAS/Sem.2/R.10

8 de junho de 1983

ORIGINAL: PORTUGUÊS

CEPAL

Comissão Econômica para a América Latina
Escritório em Brasília

Seminário sobre Planejamento e Controle do Setor de
Empresas Estatais, organizado pela Comissão Econômica
para a América Latina (CEPAL) e o Instituto de Planejamento
Econômico e Social (IPEA) do Brasil, através do Convênio IPEA/CEPAL.

Brasília, 15 a 17 de junho de 1983



ESTRUTURA TARIFÁRIA DE REFERÊNCIA
PARA ENERGIA ELÉTRICA

Este documento foi preparado por um grupo de trabalho do DNAEE/ELETOBRÁS - Ministério das Minas e Energia, e reproduzido para este seminário em caráter referencial.



ESTRUTURA TARIFÁRIA DE REFERÊNCIA
PARA ENERGIA ELÉTRICA

PREFÁCIO

O Estudo da Estrutura do Sistema Tarifário Brasileiro de Energia Elétrica, foi iniciado em 1977, após um acordo de cooperação entre o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE e as Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS, de um lado, e a Electricité de France - EDF, do outro.

A familiarização inicial de alguns técnicos Brasileiros com os instrumentos e a metodologia utilizados na Electricité de France, para a determinação da estrutura tarifária, permitiu formular um primeiro estudo. Este estudo teve como objetivo examinar a viabilidade de se determinar os custos dos fornecimentos de energia elétrica no Brasil, pela aplicação da Teoria Marginalista. O ponto importante, a ser resolvido pelo estudo, prendia-se ao fato de que aquela teoria, havia sido adaptada e aplicada com sucesso pela EDF, cujo sistema produtor possui predominância de usinas térmicas, enquanto o sistema Brasileiro possui predominância de usinas hidráulicas e apenas uma pequena complementação térmica.

O estudo proposto foi realizado no segundo semestre de 1978 e publicado em março de 1979 com o título: "Estudo do Sistema Tarifário Brasileiro de Energia Elétrica com base nos Custos Marginais". Os resultados do estudo mostraram que a aplicação da "Teoria Marginalista", para a determinação dos custos dos fornecimentos de energia elétrica no Brasil, era viável, tendo sido apresentado um exercício completo de cálculo, mas com valores numéricos de custos, em grande parte estimados, por falta de dados compatíveis com as necessidades. Os resultados dos cálculos mostraram, ainda, que era necessário utilizar todos os instrumentos e os métodos tradicionalmente empregados no planejamento e na operação do sistema elétrico Brasileiro, e somente a experiência da Electricité de France, face às radicais diferenças

entre os dois sistemas. As possibilidades apresentadas pela teoria, no entanto, indicavam que um maior esforço deveria ser feito em sua aplicação, face aos benefícios previsíveis de seus resultados.

A continuação dos estudos foi proposta pelo DNAEE, dando origem a um programa de trabalho conjunto DNAEE/ELETROBRÁS e Empresas Concessionárias, continuando ainda a consultoria técnica da Electricité de France - EDF. O programa previa numa primeira etapa, reproduzir os cálculos realizados em 1978/79, utilizando desta vez, dados confiáveis e compatíveis com os objetivos propostos.

Sob a Coordenação Geral da Diretoria de Assuntos Regionais do DNAEE, e do Departamento de Tarifas - DETA da Diretoria de Gestão Empresarial da ELETROBRÁS o trabalho foi desenvolvido por projetos que resultaram nos seguintes documentos:

- "Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica" - trabalho desenvolvido com a participação dos seguintes representantes do DNAEE, ELETROBRÁS e EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS: Alfredo Salomão Neto - LIGHT; Amadeu Carmine Leonetti - CESP; Carl Goran Lundqvist - FURNAS; Carlos Augusto Paraguassu de Sá - DETA/ELETROBRÁS; Carlos Henrique da Costa Mariz - CHESF; Fausto de Barros Pinto - SSC/GCOI/ELETROBRÁS; Izaltino Camozzato - DAREG/DNAEE; João Randolfo Pontes - ELETROSUL; José Carlos Motta - CEMIG; Laércio Dias - ELETROSUL; Luiz Carlos Silveira Guimarães - SSC/GCOI/ELETROBRÁS; Luiz Francisco do E.S. Scandura - DCSE/DNAEE; Rubens Ghilardi - COPEL; Theodoro Cichewicz - COPEL; Túlio Grimberg - FURNAS; Ubaldo Klann - ELETROSUL. A coordenação dos trabalhos e a redação do relatório estiveram a cargo de Izaltino Camozzato, representante da DAREG/DNAEE.
- "Caracterização da Demanda" - Anexo I - Desenvolvido e redigido pelo Departamento de Estudos de Mercado da ELETROBRÁS.
- "Custos Marginais de Produção" - Anexo II - Desenvolvido e redigido pelo Departamento de Estudos Energéti

ESTRUTURA TARIFÁRIA DE REFERÊNCIA
PARA ENERGIA ELÉTRICA

SUMÁRIO

	<u>Pág</u>
PREFÁCIO	I
SUMÁRIO	i
1. A ENERGIA ELÉTRICA NO MODELO ENERGÉTICO BRASILEIRO	01
1.1. O Modelo Energético Brasileiro	01
1.2. O Papel da Energia Elétrica no Balanço Energético	03
1.3. A Energia Elétrica e a Política de Preços dos <u>E</u> nergéticos	04
2. ANÁLISE DA ESTRUTURA ATUAL DOS PREÇOS DA ENERGIA <u>ELÉ</u> TRICA	07
2.1. Considerações Preliminares	07
2.2. O Decreto 62.724, de 17.05.68 e a Portaria DNAEE nº 096, de 07.06.68	08
2.3. O Decreto-Lei nº 1.383, de 26.12.74	10
2.4. O Artigo 167 da Constituição Federal	12
2.5. Os Descontos sobre as Tarifas, As Tarifas <u>Espe</u> ciais e as Isenções de Impostos	15
3. ESTRUTURA TARIFÁRIA COM BASE NOS CUSTOS DOS <u>FORNECI</u> MENTOS	16
3.1. Estrutura Tarifária Neutra, Equitativa e Eficaz	16
3.2. Princípios Utilizados na Determinação dos <u>Custos</u> dos Fornecimentos	17
3.3. Necessidades Básicas para o Cálculo dos Custos dos Fornecimentos	20
4. DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA DE CUSTOS DOS FORNECIMENTOS	22
4.1. Esquema Utilizado para a Determinação da <u>Estrutu</u> ra Tarifária de Referência	22
4.2. Caracterização da Demanda	23

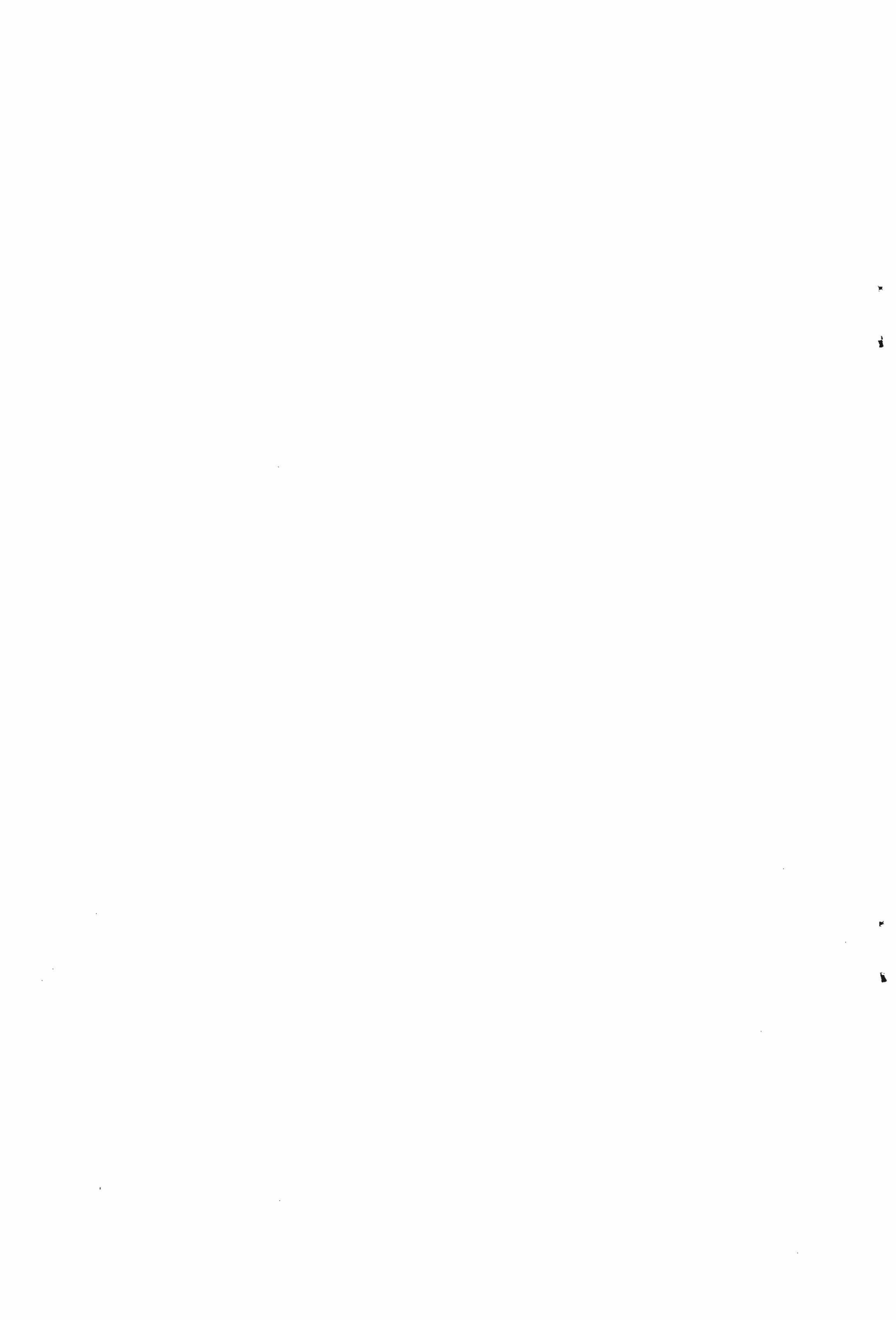
	<u>Pág</u>
4.3. Custos Marginais de Produção	28
4.4. Custos Marginais de Redes	32
5. ESTRUTURA TARIFÁRIA DE REFERÊNCIA	37
5.1. Escolha dos Tipos de Tarifas	37
5.2. Valores Numéricos das Tarifas de Referência	38
5.3. Análise dos Valores Numéricos das Tarifas de Referência	40
6. COMPARAÇÃO ENTRE AS TARIFAS DE REFERÊNCIA E AS TARIFAS ATUAIS	47
6.1. Escolha dos Critérios de Comparação	47
6.2. Comparação Entre os Níveis Tarifários	51
6.3. Comparação das Estruturas Tarifárias	55
6.4. Efeitos sobre a Estrutura Tarifária dos Descontos, do Imposto Único e do Empréstimo Compulsório	59
7. APLICAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DE REFERÊNCIA A CONSUMIDORES FINAIS E SUAS IMPLICAÇÕES	64
7.1. Procedimentos de Cálculo e Fixação das Tarifas	64
7.2. Legislação Tarifária	68
7.3. Sistema de Medição	70
7.4. Processo de Atendimento a Consumidores	73
7.5. Empresas Concessionárias	76
7.6. Consumidores Finais	77
7.7. Conclusões e Recomendações	80
8. APLICAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DE REFERÊNCIA AO SUPRIMENTO E INTERCÂMBIO ENTRE EMPRESAS E SUAS IMPLICAÇÕES	82
8.1. Aspectos Institucionais dos Suprimentos e Intercâmbios	82
8.2. Operação Coordenada e Processo de Contabilização dos Intercâmbios	83
8.3. Efeitos da Aplicação das Tarifas de Referência sobre os Suprimentos e Intercâmbios	86
9. PROPOSTA DE CRONOGRAMA PARA A IMPLANTAÇÃO DAS TARIFAS DE REFERÊNCIA	99

cos da ELETROBRÁS.

- "Custos Marginais de Redes" - Anexo III - Desenvolvido e redigido pelo Departamento de Sistemas de Transmissão da ELETROBRÁS.
- "Passagem dos Custos Marginais às Tarifas de Referência" - Anexo IV - Desenvolvido por grupo de trabalho composto de representantes de todos os projetos sob a Coordenação do Sr. Jean Louis Thébault consultor da Electricité de France e redigido pelo Departamento de Sistemas de Transmissão da ELETROBRÁS.

O conjunto, de cinco documentos, traduz os resultados obtidos nos estudos durante o segundo semestre de 1980 e primeiro semestre de 1981.

O presente relatório trata de situar o problema da estrutura de tarifas de energia elétrica no Brasil, resume os resultados dos anexos I, II, III e IV, discute a problemática e as dificuldades de implantação das novas tarifas encontradas e apresenta um cronograma tentativo relacionando a sequência de eventos que possibilitariam a implantação da nova estrutura tarifária, no caso da decisão ser tomada pelos órgãos da administração superior.



1. A ENERGIA ELÉTRICA NO MODELO ENERGÉTICO BRASILEIRO

1.1. O Modelo Energético Brasileiro

O Modelo Energético Brasileiro foi apresentando, pela primeira vez, em novembro de 1979. Ele se constitui no documento básico que consubstancia e detalha, as estratégias de ação do setor de energia, no âmbito do Ministério das Minas e Energia (1) e (2).

Os objetivos e as estratégias propostas pelo Modelo Energético Brasileiro, são resultantes de uma visão globalizada da questão energética a curto, médio e longo prazo, na qual o confronto entre o sistema de oferta e da demanda é o ponto central (Quadro 1.1-1).

Quadro 1.1-1 - Reservas, Consumos e Metas para a Energia (2)

	RESERVAS 31.12.79 1000 tep	CONSUMO 1979 1000 tep	META CONSUMO 1985 1000 tep	1979 %	1985 %
1. Não Renováveis	6.572.000	53.596	59.772	45,4	34,84
1.1. Fósseis					
Petróleo	166.000	47.975	40.944	40,7	23,86
Gás Natural	41.000	498	895	0,4	0,52
Carvão Mineral	4.300.000	5.123	15.665	4,3	9,13
Xisto	565.000	-	1.154	-	0,67
1.2. Nuclear	1.500.000	-	1.114	-	0,65
2. Renováveis		64.189	111.814	54,6	65,16
2.1. Biomassa					
Alcool	(*)	1.876	7.057	1,6	4,11
Bagaço de Cana	(*)	5.489	9.646	4,7	5,62
Lenha		20.469	19.272	17,4	11,23
Carvão Vegetal	(*)	2.976	9.115	2,6	5,31
2.2. Hidráulica	271.000/ano	33.379	65.994	28,3	38,46
2.3. Outras Fontes (solar, eólica, etc.)		-	730	-	0,43

(*) depende da área plantada.

A realidade expressa pelo confronto entre possibilidades de oferta e estrutura da demanda permitiu formular um objetivo síntese: AUTONOMIA ENERGÉTICA; e três objetivos meios: (a) CONSERVAÇÃO DE ENERGIA; (b) AUMENTO DA PRODUÇÃO E DA RESERVA NACIONAL DE PETRÓLEO; (c) MÁXIMA UTILIZAÇÃO DE FONTES ALTERNATIVAS NACIONAIS DE ENERGIA.

Os objetivos meios e as medidas para cada um deles podem ser resumidas como segue (2):

1.1.1. Conservação de Energia

O objetivo da conservação de energia é reduzir as perdas, moderar o crescimento do consumo de energia total e aumentar o consumo de energia útil.

As medidas de conservação podem ser resumidas em:

- política de preços que induzam a poupar energia;
- melhoria tecnológica, planejamento adequado e apoio técnico e econômico para melhorar as condições de operação de equipamentos e veículos;
- uso regional dos recursos energéticos de forma a reduzir as perdas decorrentes do transporte de energia.

1.1.2. Aumento da Produção e da Reserva Nacional de Petróleo

Tendo em vista que em 1979 o petróleo importado representou 84,26% do consumo nacional de petróleo, torna-se prioritária a substituição do petróleo importado por petróleo nacional.

As medidas para atingir o objetivo podem ser resumidas em:

- intensificar os trabalhos de prospecção e exploração;
- promover mudanças na estrutura de refino, de forma a atender ao novo perfil de consumo;
- manter a demanda nos níveis atuais atendendo o crescimento mediante a substituição de derivados de petróleo por fontes alternativas nacionais (álcool, carvão vegetal, carvão mineral, energia hidráulica, nuclear e outros).

1.1.3. Máxima Utilização de Fontes Alternativas Nacionais de Energia

O objetivo visado é a diminuição da dependência externa de energia primária, com vistas à autonomia energética.

As medidas para atingir o objetivo podem ser resumidas em:

- substituir a gasolina por álcool, energia elétrica e metanol;
- substituir o óleo combustível por carvão (calor e vapor) e energia hidrelétrica (vapor e produção própria de energia),
- substituir o óleo diesel por energia hidrelétrica (produção de energia elétrica, transporte de massa) e óleos vegetais (mistura com diesel);
- política de preços para incentivar as substituições.

1.2. O Papel da Energia Elétrica no Balanço Energético

A análise do Quadro 1.1-1 permite visualizar com clareza o caminho escolhido pelo Modelo Energético Brasileiro: "Adaptar a estrutura do consumo às disponibilidades de fontes primárias nacionais".

Verifica-se na estrutura de consumo de 1979 que, das fontes primárias disponíveis no país, somente a energia de origem hidráulica vinha sendo aproveitada em ritmo razoável, chegando a representar 28,3% do consumo total de energia.

As previsões para 1985 para serem alcançadas exigirão um esforço sem precedentes da economia brasileira, havendo possibilidades do não cumprimento total das metas. Estas metas, caracterizam o anseio do governo através do Ministério das Minas e Energia e representam, sem dúvida, um objetivo que deverá ser perseguido mesmo que atingido em maior tempo.

O destaque principal que deve ser visualizado é que: as três fontes primárias nacionais mais abundantes são a hidráulica, a nuclear e o carvão mineral. As duas primeiras de necessária transformação em energia elétrica e a última podendo ser transformada em energia elétrica ou utilizada diretamente. Esta si

tuação caracteriza o importante papel da energia elétrica nos balanços energéticos futuros.

A energia elétrica, produzida de fonte primária hidráulica, carvão e petróleo, no ano de 1979, representou um total de 31% do consumo global de energia do país. As metas previstas para 1985 caracterizam uma participação da energia elétrica com 41% do balanço global (3). Isto significa que a energia elétrica será a forma de energia com maior participação no consumo global de energia em 1985.

Reverendo o Quadro 1.1-1 é possível verificar que das 271.000×10^3 tep/ano disponíveis em energia hidráulica, somente 33.379 foram utilizadas em 1979. Isto significa que durante 20 anos pelo menos será a energia hidráulica a fonte primária básica para a produção de energia elétrica. Tendo em vista, ainda, a grande disponibilidade de Urânio ($1.500.000 \times 10^3$ tep) e carvão mineral ($4.300.000 \times 10^3$ tep) é possível estimar que a energia elétrica será, sem sombra de dúvida, a energia de referência para os próximos 30 ou 40 anos.

1.3. A Energia Elétrica e a Política de Preços dos Energéticos

As considerações apresentadas nos itens anteriores permitem colocar em evidência os seguintes fatores característicos do Modelo Energético Brasileiro preconizado:

- A energia elétrica será, por muito tempo, a energia de maior percentual de participação no balanço energético global;
- Haverá uma política de preços que:
 - . Induzam os consumidores a poupar energia;
 - . Incentivem as substituições desejadas,
- Uso regional dos recursos energéticos de forma a reduzir o transporte.

O desdobramento natural, ocasionado pelos fatores acima enumerados, será, sem sombra de dúvida, a necessidade da fixação de preços para a energia elétrica que permitam a realização dos objetivos desejados.

A fixação de preços para a energia elétrica, no entanto, sempre foi um problema razoavelmente complexo. Sabe-se que os

serviços de energia elétrica se caracterizam como monopólios naturais, seja por razões de ordem empresarial (vultosos recursos de capital, gerência e administração), seja por razões de funcionamento operacional e atendimento ao mercado (duplicidade de instalação, economia de escala, diversidade de usuários, etc.) . Deste fato decorre a fiscalização pública do serviço, quer para proteger o consumidor do monopolista, quer para manter condições mínimas de estabilidade econômica e financeira às empresas a fim de que as mesmas possam garantir o atendimento do mercado em expansão. No caso brasileiro ficou estabelecido em lei que as tarifas de energia elétrica deverão ser fixadas "sob a forma de serviço pelo custo". Assim, o custo da energia elétrica será cobrado dos consumidores via preço final da energia elétrica. É permitido pensar, que não existe nenhuma razão evidente para que todos os consumidores paguem exatamente o mesmo preço pela energia elétrica consumida. Uma primeira razão, para que esta igualdade não se estabeleça, é que existem dois grandes usos para a energia elétrica: (a) energia elétrica como bem de produção; (b) energia elétrica como bem de consumo. Uma segunda razão é que em cada um dos itens anteriores a forma de consumir e o produto final do uso da energia elétrica são diferentes conforme o consumidor seja: Residencial, Industrial, Comercial, Rural, Iluminação Pública, Tração Elétrica, Água Esgoto e Saneamento Sazonal, etc. Uma terceira razão é que a energia elétrica ao longo da cadeia: produção-transporte-distribuição, se transforma e se valoriza aumentando seus custos. Tudo isso significa que o conceito de "serviço pelo custo", em realidade, dá origem a uma estrutura complexa de preços, onde os custos globais do setor são repartidos entre as diversas categorias em que se dividem os consumidores. A repartição dos custos deverá, por isso, ser suficientemente equilibrada para: "poder dar a cada categoria de consumidores a convicção de estar pagando um preço justo pelos serviços que recebe e a sensação de não estar sendo injustiçada pelo preço que as outras categorias estão pagando".

Torna-se evidente, pelo exposto, que o estabelecimento de uma estrutura de preços para a energia elétrica deve ter como base de referência o custo dos fornecimentos de tal forma que seja conhecido, em cada grupo de consumidores e, em cada região, a

fração correspondente ao custo do serviço que lhe for prestado. Desta forma será possível: (a) avaliar com segurança as substituições energéticas que menor ônus trarão à nação; (b) os limites aceitáveis para os subsídios; (c) orientar a expansão do consumo para as horas, locais e regiões geográficas onde os custos são menores; (d) garantir a coerência global da política energêtica.

2. ANÁLISE DA ESTRUTURA ATUAL DOS PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA

2.1. Considerações Preliminares

Embora o Decreto 41.019, de 26.02.57, tenha estabelecido uma classificação dos consumidores para efeito tarifário, as bases para o cálculo da estrutura das tarifas somente foram estabelecidas com o Decreto nº 62.724, de 17.05.68, regulamentado pela Portaria DNAEE nº 096, de 07.06.68.

Tendo em vista o princípio do "Serviço pelo Custo", adotado para a fixação de tarifas no Brasil, é bastante evidente a linha adotada pelo legislador no Decreto 62.724. Num de seus considerandos, lê-se: "considerando a necessidade de reparti-lo, de maneira que, a cada grupo de consumidores, seja atribuída a fração equivalente ao custo do serviço que lhe for prestado". Essa premissa deixa clara a preocupação de conseguir uma tarifa neutra, por expressar os custos causados no sistema e, principalmente, a de tornar a tarifa equitativa, ao propor que cada grupo de consumidores pague os custos por ele causados.

Os dois objetivos, então perseguidos pelo legislador, representam o que melhor se pode esperar de uma tarifa para a energia elétrica, pois se os mesmos forem atingidos será possível: "dar a cada categoria de consumidores a convicção de estar pagando um preço justo pelos serviços que recebe e a sensação de não estar sendo injustiçada pelo preço que as outras categorias estão pagando".

Apesar desses propósitos, é possível verificar atualmente, que os objetivos preconizados não foram totalmente atingidos. Deve-se alertar, no entanto, que a época em que essas bases foram concebidas e editadas coincidiu com a de alterações substanciais no sistema de energia elétrica brasileiro. De um conjunto de sistemas isolados, muitos deles com produção de origem puramente térmica, passou-se rapidamente a um sistema interligado de grande porte, com geração predominantemente hidrelétrica. Assim, a alteração da estrutura de produção e transmissão, definiu nova relação de custos, quer a nível global, quer a nível de cada grupamento de consumidores. Infelizmente, essa substancial transformação não foi incorporada às regras de cálculo da estrutura tarifária pelos legisladores subsequentes.

A retomada dos estudos, sobre estrutura tarifária, empreendida pelo DNAEE e ELETROBRÁS a partir de 1977, possibilitou uma visualização mais clara e segura dos custos causados no sistema elétrico pelas diversas categorias de consumidores, evidenciando diversos pontos da legislação que impediram a realização de seus princípios básicos. Assim, nos itens subsequentes serão relacionados e discutidos os pontos julgados relevantes, da formação da estrutura tarifária atual.

2.2. O Decreto 62.724, de 17.05.68 e a Portaria DNAEE nº 096 de 07.06.68

O fornecimento de energia elétrica é um serviço de custo crescente ao longo da cadeia, produção-transporte-distribuição. Na medida em que o nível de tensão decresce mais equipamentos são adicionados, novas estruturas de operação e manutenção são necessárias. O nível de tensão de entrega pode, por isso, caracterizar bem a elaboração do produto final entregue ao consumidor. Assim, o legislador de 1968 classificou os consumidores, para fins tarifários, em níveis de tensão. Ficaram no Grupo A os consumidores de tensão igual ou superior a 2.300 volts e no Grupo B os consumidores ligados em tensão inferior a 2.300 volts, com possibilidades de subdivisões no Grupo A. Através das portarias tarifárias o Grupo A foi dividido posteriormente em: Subgrupo A.1 (230 kV ou mais), Subgrupo A.2 (88 a 138 kV), Subgrupo A.3 (20 a 69 kV) e Subgrupo A.4 (2,3 a 13,8 kV).

Estabelecidas as categorias, segundo a lógica dos custos provocados, o regulamento determinou que os consumidores do Grupo A fossem tarifados sob a forma binômia, com uma tarifa para a componente de demanda de potência e outra para o consumo de energia. Fixou, também, que aos consumidores do Grupo B fossem aplicadas tarifas monômias, i.é., somente ao consumo de energia. A tarifa binômia se justifica plenamente em energia elétrica pela natureza das duas componentes. A potência elétrica deverá ser colocada à disposição do consumidor de forma permanente, significando determinados custos associados. O uso da potência ao longo do tempo define o consumo de energia cuja produção envolve outras variáveis físicas e outros custos. Nas altas tensões estão, geralmente os fornecimentos de grande vulto tanto em deman

da de potência como em consumo de energia e conseqüentemente um número reduzido de consumidores. Nas baixas tensões as demandas são de menor porte com número bastante elevado de consumidores (Em dezembro de 1980 existiam 54.284 consumidores faturados em alta tensão representando 62,6% do consumo nacional. Na baixa tensão existiam 16.752.127 consumidores faturados, representando 37,4% do consumo nacional). Desta forma, justifica-se o maior investimento na medição da alta tensão, com tarifas nas duas componentes. Na baixa tensão o dispêndio com a medição binômica somente se justifica em casos especiais.

A lógica pretendida de tarifar conforme os custos provocados foi mantida até este ponto pelo Decreto 62.724. Em seu artigo 14, no entanto, ele determina que: "a componente de demanda de potência deverá atender os seguintes custos: (a) remuneração legal; (b) quota de reversão ou amortização se houver; (c) quota de depreciação; (d) saldo da conta de resultados a compensar; (e) parcela relativa ao custo da demanda de potência adquirida; (f) diferenças referidas no art. 166, parágrafos 3º e 4º do Decreto nº 41.019, de 26.02.57. A componente de consumo de energia deverá atender as despesas de exploração, exclusive a parcela relativa ao custo de demanda de potência adquirida, atribuída à componente de demanda de potência, impostos e taxas".

Definida desta forma, a repartição dos custos entre demanda de potência e consumo de energia leva a valores numéricos que, transformados em tarifas, poderão ou não coincidir, com os verdadeiros custos incorridos em cada uma das duas parcelas.

Durante os primeiros anos de vigência do Decreto 62.724, as empresas concessionárias verificaram que a repartição proposta resultava em tarifas de demanda acima dos custos necessários ao seu fornecimento. Esta constatação tornou quase inevitável a tentativa dos concessionários de aumentar a potência instalada de suas usinas, procurando realizar um benefício financeiro propiciado pela legislação. O problema, infelizmente, ainda persiste, existindo hoje tentativas de construir usinas ou supermotORIZAR usinas existentes com o intuito de produção exclusiva de potência, a fim de realizar o benefício propiciado pela diferença entre o custo e a tarifa.

Encontra-se ainda no Decreto 62.724, a possibilidade de

serem estabelecidas tarifas especiais de fornecimentos: (a) in terruptível; (b) fora do período de ponta de carga.

Admitindo o objetivo de expressar na tarifa o custo do fornecimento, os dois casos especiais acima enumerados pressu põem diferenças nos custos destes fornecimentos em relação aos fornecimentos normais. Infelizmente, pouco se fez, até o início do presente estudo, para encontrar a evolução dos custos do for necimento ao longo das horas do dia e das estações do ano.

A Portaria DNAEE nº 096, regulamentou o processo de apu ração das tarifas de demanda de potência e consumo de energia, para os grupos A e B, conforme proposto no Decreto 62.724, de 17.05.68. A apuração realizada para o Grupo A é repetida para as subdivisões do grupo. A apuração das tarifas para o Grupo B em bloco é feita sob a forma binômica e posteriormente determinada a tarifa monômica equivalente. O resultado final dos cálculos, ob tido pelas regras da Portaria nº 096, permitem encontrar correta mente custos crescentes para níveis de tensões decrescentes. Co mo o rateio dos custos globais entre demanda e energia é estabelecido no artigo 14 do Decreto 62.724, as tarifas resultantes po dem ou não coincidir com os custos provocados. As tarifas médias por nível de tensão tendem a ser mais próximas dos custos provo cados, mas este fato somente pode ser comprovado a partir de mé todo mais adaptado para o cálculo dos custos provocados pelos consumidores.

As regras da Portaria nº 096 não fazem referências quan to ao rateio de custos que permita encontrar as tarifas para os casos especiais de fornecimentos: interru ptível e fora da ponta. É que esse tipo de rateio somente pode ser obtido pela considera ção nos cálculos da forma de utilizar a potência (curva de car ga) e o uso de variações incrementais da mesma. Da mesma forma, os cálculos realizados sobre os custos contábeis anuais, não per mitem a obtenção de nenhuma informação sobre a sazonalidade dos custos ao longo do ano.

2.3. O Decreto-lei nº 1.383, de 26.12.74

O Decreto-lei nº 1.383, de 26.12.74, estabeleceu em seu artigo 4º a "progressiva equalização tarifária em todo o territó rio nacional".

Pelos mecanismos estabelecidos no Decreto 62.724, de 17.05.68 e na Portaria nº 096, de 07.06.68, cada empresa, tendo em vista seus custos, possuía uma estrutura tarifária por nível de tensão. O natural seria manter a sistemática de cálculo, tendo em vista que ela nunca foi revogada formalmente, realizando a equalização posterior através de regras estabelecidas.

Como nenhuma regra foi estabelecida, quanto à maneira de realizar a equalização em nível nacional, ficou a cargo do DNAEE a tarefa de viabilizar na prática a determinação do governo. O DNAEE considerou que, com tarifas equalizadas não havia necessidade de cada empresa fazer seus cálculos, pois o problema para cada empresa ficava associado à obtenção ou não de cobertura para seus custos globais a partir da receita das tarifas. Desta forma a solicitação de dados às empresas foi alterada, introduzindo-se o documento denominado PLANTE (Planejamento de Tarifas de Energia Elétrica). Nesse documento, as empresas passaram a apresentar não mais o rateio dos custos por nível de tensão, mas sim seus próprios custos. Com estes dados, o DNAEE passou a emitir as portarias tarifárias, aproximando gradativamente as tarifas das empresas, mantendo, no entanto, a classificação por nível de tensão já existente.

A partir da introdução desta nova sistemática, as tarifas por nível de tensão sofreram afastamentos inevitáveis em relação aos custos dos fornecimentos, calculados pelas regras anteriores, distanciando os valores numéricos das mesmas do princípio de que "a cada grupo de consumidores, seja atribuída a fração equivalente ao custo do serviço que lhe for prestado".

O efeito maior dos procedimentos de equalização se fizeram sentir nas tarifas de suprimento entre empresas. A equalização das tarifas de fornecimento a consumidores finais tornou casual a igualdade entre o "custo do serviço" e a receita, em cada empresa. Nessas condições, ao se fazer o cálculo das tarifas, muitas empresas passaram a ter remuneração real prevista fora dos limites legais estabelecidos. Para evitar esta possibilidade, vem sendo praticado normalmente o seguinte mecanismo: toda empresa com receita acima do custo do serviço admitido tem aumentada sua despesa com energia comprada, através do aumento da tarifa da supridora. No caso inverso, a tarifa é diminuída. Assim,

a tarifa de suprimento é na prática o forte mecanismo de distribuição de recursos financeiros, para cumprir o preceito legal do "equilíbrio econômico-financeiro das concessões". Para as empresas em que o mecanismo de aumento ou diminuição da tarifa de suprimento (aumento ou diminuição da despesa com energia comprada) se torna insuficiente ou não pode ser aplicado faz-se apelo à Reserva Global de Garantia, constituída através de quotas recolhidas a esse título pelas empresas.

Aos procedimentos acima descritos foi adicionado recentemente um novo elemento. Pelo Decreto-lei 1.849, de 13.01.81, a Reserva Global de Garantia deixou de ser obtida através de um percentual sobre os "Bens em Serviço" e passou a ser determinada como a diferença positiva entre a remuneração da empresa e a remuneração média do setor. Esse novo dispositivo permite transferir um volume maior de recursos através da Reserva Global de Garantia viabilizando, se desejado, retirar das tarifas de suprimento o importante papel de distribuição de recursos financeiros.

Como resultado final dos dispositivos existentes, pode-se hoje afirmar que o salutar princípio de que: "a cada grupo de consumidores, seja atribuída a fração equivalente ao custo do serviço que lhe for prestado", introduzido pelo Decreto nº 62.724, provavelmente não foi praticado no passado e, com certeza, não o é no presente.

2.4. O Artigo 167 da Constituição Federal

O Artigo 167 da Constituição Federal, estabelece que um dos objetivos da tarifa de energia elétrica é permitir "o melhoramento e a expansão dos serviços". O artigo 180 do Decreto nº 24.643, de 10.07.43 - Código de Águas - determina que as tarifas deverão ser fixadas sob a forma de "Serviço pelo Custo".

Para se levar em conta os dois princípios, acima enumerados, por ocasião da fixação das tarifas, seria necessário que, na definição do "Serviço pelo Custo", de alguma forma se levasse em conta os custos da expansão do sistema. Esta premissa não foi, entretanto, claramente estabelecida na legislação em vigor. Assim, os recursos necessários para "o melhoramento e a expansão

são dos serviços" tiveram que ser obtidos através de mecanismos, em alguns casos inseridos diretamente no "Custo do Serviço" e em outros como encargos adicionais às tarifas.

O "Custo do Serviço", como definido na legislação, inclui a parcela chamada Quota de Reversão, cujo objetivo seria acumular recursos para aquisição dos bens findos os prazos das concessões a empresas privadas. Estando as concessões hoje, em sua quase totalidade, em poder do governo, esta parcela funciona como um recurso financeiro para investimentos na expansão do sistema.

Como o sistema de energia elétrica brasileiro sofreu, nos últimos 20 anos, um crescimento bastante acelerado, tornou-se usual, pela forma como foi definido o "Custo do Serviço" a ser equilibrado com as tarifas, não se obter recursos suficientes para manter a "expansão necessária dos serviços". Assim, foram sendo criados instrumentos indiretos tais como: (a) reinversão no próprio setor dos dividendos pertencentes ao governo; (b) aumento da Quota de Reversão; (c) reinversão no próprio setor de parcela substancial do Imposto Único sobre Energia Elétrica, e aumento de suas alíquotas; (d) criação do Empréstimo Compulsório em favor da ELETROBRÁS; (e) alíquotas reduzidas para o Imposto de Renda dos concessionários.

Todas as medidas acima descritas acabaram por afetar, de uma forma ou de outra, a estrutura dos preços finais da energia elétrica fornecida aos consumidores. A remuneração e a Quota de Reversão fazem parte integrante do custo do serviço. O Imposto Único sobre Energia Elétrica, incide sobre o consumo das categorias: Residencial, Comércio, Serviços e Outras Atividades e Industrial com consumo até 2.000 kWh/mês, com alíquotas diferenciadas. O Empréstimo Compulsório, incide sobre o Industrial com consumo superior a 2.000 kWh/mês.

O efeito dos dois primeiros itens (Remuneração e Quota de Reversão), sobre a estrutura tarifária, é difícil de avaliar pois, o Decreto nº 62.724 e a Portaria nº 096 determinam que sejam custos de demanda, mas os mesmos não são mais utilizados. Sabe-se, no entanto, que a estrutura anteriormente determinada ainda é seguida, quando dos aumentos tarifários, embora sem nenhuma rigidez. Pode-se estimar, por isso, que os dois itens afe

tam mais substancialmente os preços da demanda.

O Imposto Único sobre Energia Elétrica (I.U.E.E.) é aplicado somente sobre a parcela de energia consumida e seu efeito sobre a estrutura é bem marcante. Assim, um consumidor do Subgrupo A.4, da classe Comércio, Serviços e Outras Atividades, com 54,8% de fator de carga (400 horas de utilização da demanda por mês) terá sua fatura assim distribuída:

Quadro 2.4-1 - Fatura Mensal de 1 kW de Demanda

	DEMANDA 1 kW	ENERGIA		TOTAL
		TARIFA	I.U.E.E.	
FATURA CR\$ /mês	856,00	764,00	899,52	2.519,52
%	33,97	30,32	35,71	100
FATURA SEM I.U.E.E.	856,00	764,00	-	1.620,00
%	52,84	47,16	-	100

FONTES: Portaria DNAEE nº 053 de 25.06.81 - Tarifas de Fornecimentos
Portaria DNAEE nº 054 de 25.06.81 - Tarifa Fiscal

O exame do quadro permite verificar que o Imposto Único é responsável por 35,71% da fatura mensal. A parcela de demanda é responsável por 33,97% da fatura mensal com o Imposto Único e por 52,84% se o mesmo não for considerado.

O Empréstimo Compulsório, também é aplicado somente sobre o consumo, alterando como o Imposto Único a relatividade de preços entre demanda e energia. Individualmente cada consumidor tem direito a diferentes reduções do Empréstimo Compulsório, em função do fator de carga e da participação da energia elétrica no custo final dos produtos da indústria.

2.5. Os Descontos sobre as Tarifas, as Tarifas Especiais e as Isenções de Impostos

É possível verificar que, para efeito de aplicação das tarifas publicadas, a legislação autoriza a concessão de descontos, estabelece tarifas especiais e isenta de impostos algumas categorias de consumidores.

Embora seja desejável, em termos de qualidade de uma estrutura tarifária que, "a cada grupo de consumidores seja atribuída a fração do custo do serviço que lhe for prestado", não se pode, em termos de aplicação, negligenciar a realidade social, política e econômica existente no país. Assim, o preço final da energia elétrica é adaptado às estratégias de desenvolvimento estabelecidas pelo governo, bem como aos aspectos sociais indispensáveis ao equilíbrio econômico de determinadas categorias de consumidores.

A vantagem evidente de se ter o custo dos fornecimentos, como base para a determinação dos preços finais da energia elétrica, é que os valores numéricos das tarifas apresentam razoável estabilidade. Assim, a definição de descontos a determinadas categorias, obedecendo a uma política maior, fica bastante facilitado, pois será possível determinar, de forma clara, o volume financeiro de cada desconto e decidir conscientemente onde os encargos de custos correspondentes serão realocados. Será também possível avaliar com segurança os limites sustentáveis para os descontos, sobretudo quando se pretende obter resultados temporários de tal política.

O exame das tarifas atuais mostra, claramente, o objetivo social dos preços finais aplicados às categorias com descontos nas tarifas: Residencial até 30 kWh/mês, ditos consumidores de Baixa Renda; Rural, face à necessidade de reduzir os custos da produção de alimentos; Panificadoras; Tração Elétrica; Água, Esgoto e Saneamento; etc.

O mal evidente da estrutura atual não reside na concessão de descontos, ou de tarifas especiais, mas sim na impossibilidade de se avaliar o volume de subsídios neles contidos, por não se conhecer o custo causado por cada uma das categorias.

3. ESTRUTURA TARIFÁRIA COM BASE NOS CUSTOS DOS FORNECIMENTOS

3.1. Estrutura Tarifária Neutra, Equitativa e Eficaz

O custo de um fornecimento, de energia elétrica, representa bem a elaboração do produto entregue aos consumidores e, através dele, se poderá atribuir a "cada grupo de consumidores a fração correspondente ao custo do serviço que lhe for prestado". Será o custo do fornecimento, por isso, que dará à estrutura tarifária a base justa e racional que ela necessita.

A cada instante novos consumidores de energia elétrica são incorporados ao sistema e os antigos não deixam de aumentar o seu consumo. Para o país, são estes suplementos de consumo que exigem novas fontes produtoras, novos sistemas de transmissão/distribuição e conseqüentemente novos custos para a coletividade. São, por isso, os consumos marginais que estão em causa, cotidianamente, nas decisões do setor elétrico e, são os custos marginais que deverão orientar a definição da estrutura justa e racional para as tarifas. Pode-se repetir os argumentos da Electricité de France (7), Consultora nos estudos aqui apresentados:

"O custo marginal, como referencial tarifário para os novos consumos e não o custo médio das usinas já em serviço, é que informa corretamente a cada usuário as conseqüências econômicas de seus atos de consumidor, propondo um preço tal que, toda decisão marginal tomada lhe custará aquilo que custar ao produtor-distribuidor, i.é., à coletividade. Ele indicará ao consumidor de uma só vez, qual a economia que a coletividade realizaria se ele diminuísse seu consumo, se ele o deslocasse ou, no limite, o anulasse completamente".

"O mesmo custo marginal se justifica, como referencial para os antigos consumidores, dado o fato que todo o consumo pode ser considerado como marginal, pois a decisão de renunciá-lo pode ser tomada a cada instante. Observa-se, ainda, que a diminuição do fornecimento a um consumidor permite atender o crescimento do consumo de outro, cuja demanda exigiria a construção de uma nova fonte produtora".

A estrutura tarifária determinada a partir dos custos marginais será uma estrutura justa e racional, pois será "neutra",

"equitativa" e "eficaz". Neutra porque conduzirá a faturar cada prestação de serviço ao custo incorrido pela coletividade; Equitativa porque fará cada consumidor pagar segundo o custo que o mesmo provoca; Eficaz porque a tarifa resultante orienta de forma ótima a expansão do consumo, para as horas e os locais onde o suplemento de fornecimento é globalmente menos oneroso para a nação.

3.2. Princípios Utilizados na Determinação dos Custos dos Fornecimentos

A determinação de uma estrutura tarifária, com base nos custos marginais, tem por objetivo principal a alocação para cada grupo de consumidores, do custo efetivo que o sistema elétrico (coletividade) incorre para seu atendimento.

A aplicação do princípio da neutralidade tarifária, implícito no objetivo principal da tarifação com base nos custos marginais implica:

- que se distinga, cuidadosamente, as horas e os períodos do ano onde os custos dos fornecimentos são diferentes;
- que se retenha os parâmetros que caracterizam a curva de carga dos consumidores e que melhor explicam a formação dos custos.

As duas premissas acima definem os custos dos fornecimentos, como um encontro de características entre o sistema de oferta e de demanda.

O processo se divide, na prática, em três fases: (a) determinação dos Custos Marginais dos Fornecimentos; (b) passagem dos Custos Marginais às Tarifas de Referência ou Tarifas Objetivo; (c) ajuste do Nível Global das Tarifas de Referência para satisfazer as restrições econômico-financeiras definidas pelas Estratégias Econômicas do País.

(a) Determinação dos Custos Marginais dos Fornecimentos

- Análise das curvas de carga dos consumidores e de definição dos conjuntos de consumidores que podem ser caracterizados como pertencentes a um mesmo grupamento tarifário.

- Introdução de um suplemento de carga ao grupamento

escolhido e, determinação do programa de equipamentos que deverá ser antecipado para seu atendimento. O custo do programa de obras mais as despesas operacionais correspondentes, dividido pelo valor do suplemento atendido, dará o custo marginal daquela fornecimento típico.

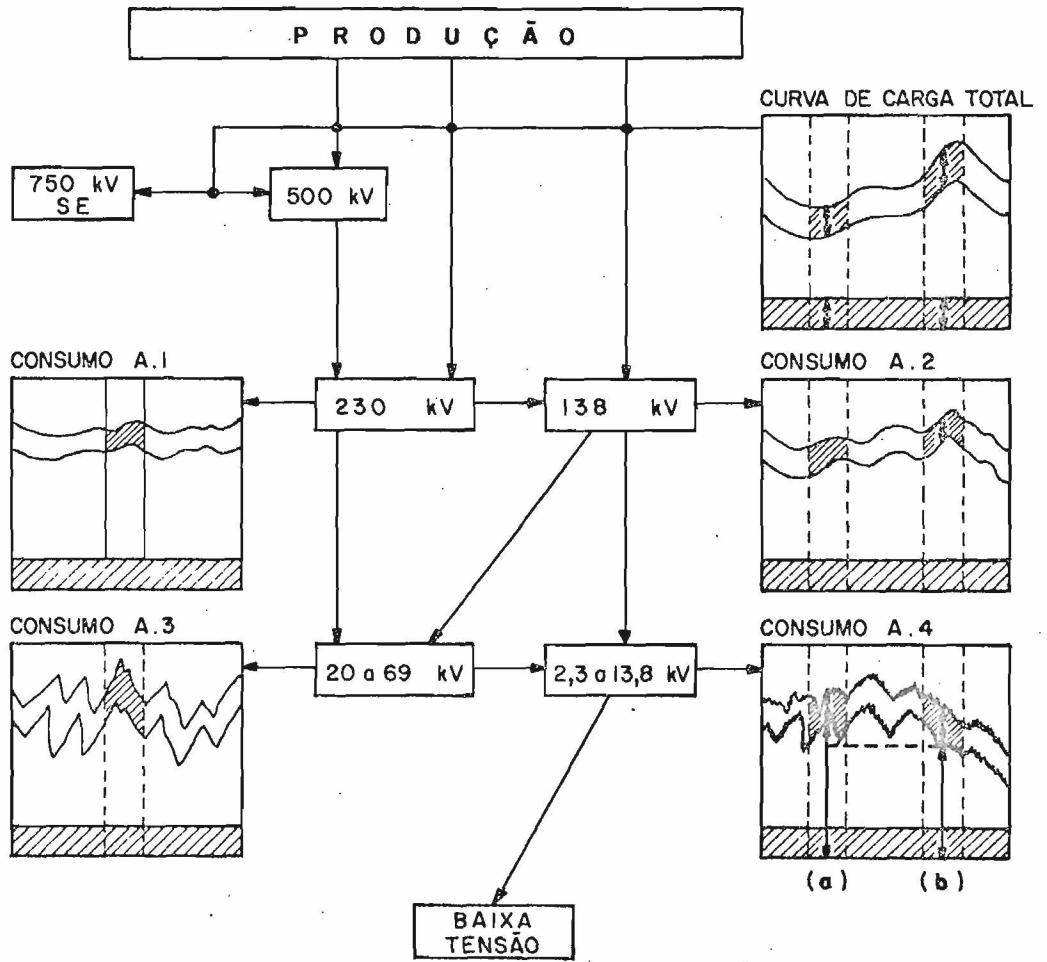
- Fazendo o suplemento de carga se deslocar ao longo do tempo e, realizando os cálculos do item anterior, é possível determinar as variações horárias e por períodos do ano dos custos do fornecimento (estrutura horo-sazonal de custos).

- O esquema simplificado da determinação dos custos marginais dos fornecimentos pode ser visualizado na Ilustração 3.2-1, anexa. A análise das curvas de carga define os consumos típicos de cada grupamento, situados nos diversos níveis de tensão da rede. Toma-se como ponto de partida uma situação em que o sistema está plenamente utilizado. Admite-se um acrêscimo de carga, em cada grupo e determina-se o programa de equipamentos que deverá ser antecipado para atendê-lo. Fazendo a perturbação variar ao longo da curva de carga e ao longo do ano determina-se as antecipações de equipamentos para atender os suplementos de consumo. Os custos de antecipação do programa de equipamentos, mais as despesas operacionais correspondentes, divididos pelos acrêscimos de consumo ou demanda definem os custos marginais ao longo da curva de carga e estações do ano. Verifica-se, por exemplo, que no nível A.4 (2,3 a 13,8 kV), um acrêscimo de demanda no ponto (b) da curva de carga não exigirá desenvolvimento da rede 2,3 a 13,8 kV, pois a capacidade dela já atende a ponta de carga em (a) que é bem mais alta. Isto significa uma diferença de custo do fornecimento entre as horas do intervalo (a) e (b). Deve-se ter em mente que o raciocínio se propaga para as redes de nível superior até a produção, podendo o custo do intervalo (b) ser maior do que o intervalo (a) já que a ponta de carga total do sistema está sobre o intervalo (b). Um acrêscimo de demanda no intervalo (a) obriga o desenvolvimento da rede imediata (2,3 a 13,8 kV) mas não exige acrêscimos nas redes de 500 kV e na produção, já que estas últimas estão dimensionadas para a ponta da "curva de carga total".

(b) Passagem dos Custos Marginais às Tarifas de Referên
cia

ILUSTRAÇÃO 3.2-1-PRINCÍPIOS DE CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS

ESQUEMA DA REGIÃO SUL





- Infelizmente a posse dos custos marginais dos fornecimentos, não é suficiente para determinar toda a estrutura tarifária. Deve-se ter em mente que os custos marginais podem ser extremamente variáveis ao longo da curva de carga dos consumidores. Caberá, por isso, à prática tarifária, definir os valores das tarifas, suficientemente representativos dos custos, mas também, com estrutura simples que seja viável de aplicação prática. É necessário, ainda, preocupar-se com o impacto das futuras tarifas sobre as características da demanda de tal forma :

- (i) assegurar-se que a aplicação da nova estrutura não provocará a desordenação dos custos iniciais, a menos que o efeito seja desejado;
- (ii) dimensionar-se com bastante segurança a forma de tradução dos custos em tarifas, de tal forma a dar estabilidade às regras utilizadas no cálculo.

(c) Ajuste do Nível Global das Tarifas de Referência

- Pelo processo de cálculo utilizado, os custos marginais representam valores econômicos obtidos como o custo da antecipação de investimentos. Admitindo-se um programa de expansão ótimo, então, os investimentos mais econômicos são realizados primeiro, originando ao longo do tempo custos marginais crescentes. Nessas condições as tarifas de referência refletem de imediato as decisões que estão sendo tomadas quanto ao programa de obras e seu nível global tende a ser crescente ao longo do tempo. Assim, para um determinado ano, a aplicação direta das tarifas de referência poderá significar um ônus demasiado para os consumidores, tendo em vista a política global estabelecida para o país. Ajusta-se, por isso, o nível global das tarifas de referência para que as receitas obtidas com elas, fiquem dentro dos limites estabelecidos pelos órgãos responsáveis do governo. É preciso ressaltar que nesse processo, a estrutura calculada é preservada, podendo-se ainda contabilizar a diferença entre os custos futuros dos fornecimentos e os preços que estão sendo cobrados.

Além do nível global das tarifas outros ajustes são necessários para levar em conta a realidade social, política e econômica existente. Assim, são estabelecidos os descontos, e as tarifas especiais para os grupamentos de consumidores escolhidos pelas estratégias de desenvolvimento, e as políticas sociais e

econômicas do país. A vantagem de se ter a tarifa de referência é que fica bastante facilitada a tarefa de quantificar os descontos a determinadas categorias. Será possível determinar, de forma clara, os volumes financeiros envolvidos, e decidir conscientemente para onde os encargos de custos correspondentes serão transferidos.

3.3. Necessidades Básicas para o Cálculo dos Custos dos Fornecimentos

Para a realização dos cálculos dos custos marginais dos fornecimentos, alguns requisitos básicos são exigidos do sistema elétrico.

O principal deles é, sem dúvida, a existência de uma estrutura de planejamento e operação do sistema elétrico, suficientemente desenvolvida, para que cada etapa da sequência dos cálculos possa ser elaborada.

Através da estrutura de planejamento é possível:

- Analisar as curvas de carga dos consumidores e definir os conjuntos que podem ser caracterizados como pertencentes a um mesmo grupamento tarifário;
- Definir o programa de obras e seus custos, para o atendimento dos suplementos de demanda em cada grupamento escolhido.

Através da estrutura de operação é possível:

- Definir a variação de custos marginais ao longo das horas do dia e dos períodos do ano;
- Estabelecer os parâmetros que caracterizam as curvas de carga e que melhor explicam a formação dos custos;
- Definir os custos operacionais para o sistema em expansão;
- Acompanhar os efeitos da aplicação das novas tarifas sobre o comportamento dos consumidores.

Além da estrutura de planejamento e operação exigida é necessário que se tenha dados suficientemente confiáveis, pois os custos das decisões recomendadas se refletirão de imediato sobre os valores numéricos das tarifas.

A passagem dos custos às tarifas, exige ainda, um conhecimento bastante profundo do sistema e dos consumidores, pois é necessário que a estrutura resultante seja, além de próxima aos custos incorridos, suficientemente simples para viabilizar sua aplicação prática.

4. DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA DE CUSTOS DOS FORNECIMENTOS

4.1. Esquema Utilizado para a Determinação da Estrutura Tarifária de Referência

Para a determinação da Estrutura Tarifária de Referência, foram utilizados recursos humanos, apoio e dados do DNAEE, ELETROBRÁS, Empresas Concessionárias de Energia Elétrica e consultoria da Electricité de France. O trabalho foi dividido em projetos que resultaram nos seguintes documentos:

- "Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica" - Relatório desenvolvido por grupo de trabalho das empresas do setor, ELETROBRÁS e DNAEE, sob a coordenação da Diretoria de Assuntos Regionais do DNAEE;
- "Caracterização da Demanda" - Anexo I - Desenvolvido pelo Departamento de Estudos de Mercado da ELETROBRÁS;
- "Custos Marginais de Produção" - Anexo II - Desenvolvido pelo Departamento de Estudos Energéticos da ELETROBRÁS;
- "Custos Marginais de Redes" - Anexo III - Desenvolvido pelo Departamento de Sistemas de Transmissão da ELETROBRÁS;
- "Passagem dos Custos Marginais às Tarifas de Referência" - Desenvolvido por grupo de trabalho composto de representantes de todos os projetos sob a coordenação do consultor da Electricité de France.

No desenvolvimento do trabalho foi possível preparar dados confiáveis sobre o comportamento dos consumidores e custos por eles provocados, desde a produção até o subgrupo tarifário A.3 (20 a 69 kV). Para o subgrupo A.4 (2,3 a 13,8 kV) e Baixa Tensão (menor que 2,3 kV), as curvas de carga não são muito conhecidas. Isto se deve em parte ao grande número de consumidores nestas duas categorias e a inexistência de medição que permita levantar as curvas de carga. Face ao volume do consumo nas mais altas tensões, existe maior preocupação em conhecer detalhadamente as curvas de carga. Mesmo assim, o conhecimento das mesmas diminui com o porte do consumo. Para o subgrupo A.4, por isso, são conhecidas as curvas de carga dos grandes consumidores,

mas para o universo, existem apenas estimativas do fator de carga médio a partir de dados de faturamento. Sobre os custos das redes do subgrupo A.4 e baixa tensão foi possível, somente, obter dados unitários e a partir deles fazer estimativas para todo o universo.

Pelas condições expostas, os valores numéricos obtidos nos estudos são suficientemente confiáveis para os níveis de produção, interconexão e subgrupos tarifários A.1 (≥ 230 kV), A.2 (88 a 138 kV) e A.3 (20 a 69 kV). Para o subgrupo A.4 (2,3 a 13,8 kV) e baixa tensão, embora as estimativas sejam razoáveis não é possível assegurar a exatidão dos resultados. Nessas condições, decidiu-se considerar para efeito de aplicação das novas tarifas, um esquema em etapas, atingindo-se na primeira etapa os subgrupos A.1, A.2 e A.3, mais grandes consumidores do subgrupo A.4, num total aproximado de 1.800 consumidores, englobando cerca de 40% do consumo nacional, em dados de dezembro de 1980. (Quadro 4.1-1).

Quadro 4.1-1 - Consumidores e Consumo em Dezembro de 1980

SUBGRUPOS TARIFÁRIOS	Nº DE CONSUMIDORES FATURADOS	% DO CONSUMO GLOBAL
A.1 (≥ 230 kV)	17	5,7
A.2 (88 a 138 kV)	291	23,0
A.3 (20 a 69 kV)	1.389	6,4
A.4 (2,3 a 13,8 kV)	52.587	27,5
BT (< 2,3 kV)	16.752.127	37,4

4.2. Caracterização da Demanda (Anexo I)

O estudo da demanda de energia elétrica foi realizado em vários níveis de agregação: consumidores finais, nível de tensão, área de concessão, regiões e Brasil. Foram, ainda, analisados os parâmetros: sazonalidade, diferenças entre dias da semana, modulação horária e erros de previsão de carga.

4.2.1. Consumidores Finais

A análise das curvas de carga de consumidores finais foi realizada sobre um universo de 1.200, assim distribuídos nos grupamentos tarifários:

Quadro 4.2.1 - 1 - Amostras Utilizadas de Curvas de Carga

GRUPAMENTO TARIFÁRIO	% CONSUMO	% DO Nº DE CONSUMIDORES
A.1	100	100
A.2	75	50
A.3	60	13
A.4	18	2

Em cada um dos grupamentos tarifários foram examinadas as curvas de carga e o fator de carga médio. Alguns exemplos de curvas de carga podem ser encontrados no anexo I. Para os maiores consumos apresenta-se a seguir alguns valores característicos (o fator de carga médio é obtido ponderando-se o fator de carga dos diversos consumidores por seu consumo).

Quadro 4.2.1 - 2 - Subgrupo A.1

SETOR DA ECONOMIA	% CONSUMO	FATOR DE CARGA MÉDIO (%)
00-Extração e Trat. de Minerais	5,0	43,9
11-Indústria Metalúrgica	70,3	78,2
20-Indústria Química	24,7	78,4
T O T A L	100,0	76,3

Quadro 4.2.1 - 3 - Subgrupo A.2

SETOR DA ECONOMIA	% CONSUMO	FATOR DE CARGA MÉDIO (%)
00-Extração e Trat.de Minerais	4,8	71,2
10-Ind.Prod.Minerais n/Metálicos	5,8	66,9
11-Ind. Metalúrgica	52,5	72,5
14-Ind.Material de Transporte	6,7	58,4
20-Indústria Química	13,2	79,0
T O T A L	83,0	71,9

Quadro 4.2.1 - 4 - Subgrupo A.3

SETOR DA ECONOMIA	% CONSUMO		FATOR DE CARGA MÉDIO (%)	
	N/NE	SE/CO/SUL	N/NE	SE/CO/SUL
10-Ind.Prod.Min.não Metálicos	27,5	23,4	67,8	71,5
11-Ind. Metalúrgica	12,1	12,5	61,1	59,1
17-Ind. de Papel	9,2	11,4	61,3	68,1
20-Ind. Química	14,7	11,4	81,1	59,4
24-Ind. Textil	18,6	12,6	75,5	68,6
T O T A L	82,1	71,3	70,4	61,8

Quadro 4.2.1 - 5 - Subgrupo A.4

SETOR DA ECONOMIA	% CONSUMO	FATOR DE CARGA MÉDIO (%)
10-Ind.Prod.Min.não Metálicos	9,0	66,3
11-Ind.Papel e Papelão	11,8	74,6
20-Ind.Química	5,7	67,0
24-Ind. Textil	14,1	66,3
26-Ind. Prod. Alimentares	19,2	54,3
T O T A L	59,8	61,0

A análise das amostras permite observar que: (a) os consumidores do nível A.1 são em geral de alto fator de carga, concentram-se em número reduzido de setores econômicos, com predominância das indústrias químicas e metalúrgicas; (b) os consumidores do nível A.2 apresentam características semelhantes aos do nível A.1; (c) os consumidores do nível A.3 apresentam maior modulação horo-sazonal que os dos níveis A.1 e A.2, com um grupamento com fator de carga médio próximo aos dos níveis de tensão superior e outro com fator de carga médio mais próximo do nível de tensão inferior; (d) a amostra dos consumidores do nível A.4 é menos representativa, onde se conhece somente os grandes consumidores, e o fator de carga médio de faturamento do grupo. Em termos do universo de consumidores o grupamento apresenta grande diversidade de fator de carga.

Os resultados apresentados acima caracterizam comportamentos médios nos diversos grupamentos tarifários e setores econômicos podendo haver consumidores que se afastam bastante daquelas características. Assim, no grupamento A.1 encontra-se um consumidor que, possuindo geração própria, utiliza energia elétrica do sistema interligado com fator de carga verificado de 22%. No outro extremo encontra-se outra indústria cujo fator de carga médio é de 96,5%. Para o grupamento A.2 encontrou-se na amostra, consumidores com 8,9%, 18,2% e 29,9% de fator de carga médio, respectivamente, num extremo e outro com 95% noutro extremo. No grupamento A.3 existe um número bem maior de consumidores com comportamento distanciado dos valores médios. Alguns destes consumidores são sazonais registrando, por isso, um fator de carga médio muito baixo (menor que 30%). Outros consumidores deste grupamento, mesmo sem ser sazonais possuem fator de carga médio registrado menor que 10%. No outro extremo, no entanto foi encontrado na amostra um fator de carga de 100%. A amostra do grupamento A.4, infelizmente é bem menos representativa do que a dos níveis de tensão superior. Assim mesmo é possível encontrar vários consumidores com fator de carga superior a 95% e um registro de fator de carga de 100%. Já no outro extremo, foram encontrados mais de dez consumidores com fator de carga médio abaixo de 5%.

4.2.2. Demanda por Nível de Tensão

A energia que alimenta os ramais de níveis inferiores de tensão percorre os ramais de níveis mais elevados. Assim, as curvas de carga dos níveis mais elevados de tensão estão mais próximas da curva de carga do sistema. Como os consumidores finais dos níveis de tensão elevados possuem alto fator de carga conclui-se que, a modulação da demanda global é originária das mais baixas tensões, A.4 e B.T. principalmente.

A análise das curvas de carga permitiram determinar a probabilidade da ponta máxima de um nível tarifário coincidir com a ponta do sistema. Assim:

Quadro 4.2.2 - 1 - Probabilidade da Ponta Máxima do Nível Coincidir com a Ponta do Sistema

NÍVEL	NORTE NORDESTE	SUDESTE E CENTRO-OESTE	SUL
A.1	90	90	90
A.2	90	80	90
A.3	70	70	70
A.4	50	50	50

4.2.3. Outras Características da Demanda

- As horas mais carregadas dos sistemas regionais variam entre duas e quatro horas. Face à necessidade de um sinal tarifário eficiente foi estabelecido um período de três horas para o posto tarifário de ponta, assim distribuído: Norte/Nordeste 17 às 20 horas, demais regiões 18 às 21 horas. A probabilidade da ponta máxima ocorrer fora dos períodos indicados é de 5%.
- A sazonalidade anual da demanda do Sudeste, Centro Oeste, Sul e Norte/Nordeste é de pequena amplitude, com características de complementaridade ao longo do ano.

- A modulação horo-sazonal da carga tenderá a permanecer constante ao longo da década 1980/1990, exceto na Região Norte, onde a implantação de grandes cargas industriais modifica as características do mercado.
- Os erros de previsão de carga, em relação aos valores verificados são, no máximo, da ordem de 3% em 5 anos e de 6% em 10 anos.

4.3. Custos Marginais de Produção (Anexo II)

Os custos marginais de produção bem como a estrutura horo-sazonal de tarifas, foram determinados levando em conta: (1) o programa de obras do período 1980/1990, contido no "Plano 95" da ELETROBRÁS e corrigido pelas últimas informações existentes; (2) a divisão do sistema elétrico Brasileiro em dois grandes sistemas regionais: um formado pela Região Nordeste e parte da Região Norte a ser atendida pela usina de Tucuruí; e outro formado pelo sistema interligado das Regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul; (3) as características da demanda, em cada subsistema, apresentadas no Anexo I e resumidas no item 4.2.

O custo marginal da expansão foi obtido, em cada sistema regional, utilizando o conceito do "Custo Marginal de Longo Prazo". Este conceito considera os incrementos de carga, no período considerado, e os incrementos de despesas referindo os dois a única data de referência através de uma taxa de atualização. A relação entre os dois incrementos atualizados determina o custo unitário médio atualizado dos investimentos no programa. O custo da antecipação deste investimento unitário médio para fazer face a um incremento de carga define o Custo Marginal de Longo Prazo. (considerou-se como custos de antecipação do investimento: (a) uma taxa de atualização de 10% a.a., igual à taxa utilizada para referir os acréscimos de desembolsos e os acréscimos de carga a uma única data de referência; (b) uma depreciação do equipamento de 2% a.a., equivalente a uma vida útil de 50 anos; (c) um custo de operação e manutenção igual a 1 US\$/kW.ano). Este método, desenvolvido e utilizado pelo Banco Mundial, apresenta diferenças em relação ao Custo Marginal de Expansão utilizado pelos France

ses, Consultores nos estudos. Segundo o método Francês o Custo Marginal de Expansão é igual ao custo de antecipação da próxima usina cuja construção vai ser autorizada (usina ainda não iniciada). Como a tarifa vai ser calculada sobre esse custo marginal é necessário que a cada nova usina decidida o custo marginal seja sequencialmente crescente, senão o valor numérico das tarifas vai oscilar. Em outras palavras: o programa de expansão deve ser a rendimentos decrescentes, i.é., custos marginais crescentes. O método do Banco Mundial é recomendado para programas de expansão não ótimos, i.é., custos marginais sequencialmente oscilantes. Ralph Turvey e Dennis Anderson, demonstram em (4) que o método do Banco Mundial corresponde à determinação do custo de antecipação de cada um dos investimentos do programa e depois de terminada a média dos mesmos. Trata-se, por isso, de um custo marginal de expansão dos Franceses em cada obra adicionada no período e depois feita a média dos mesmos. Como o programa de expansão 1980/1990 apresenta custos marginais oscilantes, optou-se pelo método do Banco Mundial, pela sua adaptação ao caso.

Pelo exposto o Custo Marginal de Longo Prazo representa um valor econômico de oportunidade de aplicação de um capital cujo benefício, se aplicado em outro investimento, seria de 10% ao ano. Assim o Custo Marginal de Longo Prazo pode ser interpretado como cobrindo as despesas operacionais dos equipamentos, a reposição dos mesmos após o término de sua vida útil e uma remuneração anual do capital de 10% ao ano. As despesas não ligadas diretamente à operação e manutenção dos equipamentos não são levados em conta no cálculo devendo, para sua cobertura, serem adicionadas às tarifas de referência através de outros mecanismos.

A separação do custo marginal de expansão em custo marginal de demanda de potência e consumo de energia foi obtida através do critério da usina de ponta alternativa. Esta última representada pelo valor médio de instalação de usinas hidrelétricas, especializadas para produção de energia nas horas de ponta do sistema, na bacia do Rio Paraíba do Sul.

A determinação das diferenças de custos marginais de energia e demanda, ao longo da curva de carga foi obtida pelo cálculo da diferença de rendimento energético do parque gerador ao atender a curva de carga do sistema representada em três patas

mares (Ponta, Carga Média, Carga Baixa).

O Custo Marginal de Curto Prazo, utilizado para a determinação das diferenças sazonais e da consequência dos erros de previsão de carga foi calculado, através de modelos de operação, utilizando o custo do deficit de energia implícito no critério de energia firme das configurações dos sistemas em 1990.

Os resultados dos cálculos podem ser resumidos em:

- Existe variação significativa de custo marginal para gerar energia no horário de ponta e fora do mesmo, definindo um posto tarifário para as horas de ponta e outro para as horas fora da ponta. Não foram encontradas diferenças de custos entre a carga média e a carga baixa de madrugada.
- Os custos marginais de energia variam ao longo do ano segundo a sazonalidade das afluências hidráulicas, definindo dois períodos sazonais iguais nas duas regiões. Úmido: Dezembro, Janeiro, Fevereiro, Março e Abril e; Seco: demais meses do ano.
- Os custos marginais de energia variam segundo a ocorrência de carga maior ou menor que a prevista. Os resultados numéricos representam os valores esperados, tendo em vista a aleatoriedade das previsões.
- O custo marginal de produção de demanda de potência não varia ao longo do ano, embora haja maior deplecionamento dos reservatórios no período seco. O equilíbrio é obtido, tendo em vista que a alocação das manutenções é concentrada no período úmido.
- Tendo em vista o número de dias úteis em cada período do ano e a definição do posto ponta com 3 horas são as seguintes as horas existentes em cada posto tarifário.

Quadro 4.3-1 - Número de Horas em cada Posto Tarifário

	PONTA	FORA DA PONTA	TOTAL
Úmido	324	3.300	3.624
Seco	459	4.677	5.136
TOTAL	783	7.977	8.760

- Os valores numéricos dos custos marginais de produção, já considerando a estrutura horo-sazonal são: (US\$ de junho de 1980).

Quadro 4.3-2 - Estrutura dos Custos Marginais de Produção (US\$ de junho de 1980)

	SE/CO/SUL	N/NE
Custo Marginal da Demanda de Potência (US\$/kW.ano)	33.10	34.60
Custos Marginais de Energia (US\$/MWh)	16.35	13.72
. Período Úmido (dez.a abril)		
- Ponta	16.88	13.39
- Fora da Ponta	15.28	11.27
. Período Seco (maio a nov.)		
- Ponta	18.62	17.91
- Fora da Ponta	16.85	15.08

- Os dois sistemas interligados, sudeste / centro oeste/sul (SES) e Norte/Nordeste (N/NE), embora tenham uma tendência de evolução semelhante, estão em diferentes estágios de desenvolvimento. No sistema N/NE a sazonalidade anual é mais marcante e o risco de deficit implícito na energia firme é bastante inferior ao do SES. Essas diferenças estão refletidas nos valores numéricos dos custos marginais de produção encontrados.
- Considerando o fornecimento de 1 kW de potência durante um ano nas duas regiões com fator de carga igual a um tem-se: SES = US\$ 176.33; N/NE = US\$ 154.79. Esta diferença pode ser explicada por diversos fatores, sendo o principal a inclusão das usinas nucleares de Angra II e III no programa. Estas usinas representam mais uma estratégia de governo para absorção de tecnologia do que uma opção de competitividade econômica.

Se essas usinas representassem a única possibilidade para o atendimento da Região Sudeste poderia ser competitivo em termos econômicos uma interligação entre as duas regiões. A longo prazo, fora do período de análise do trabalho, prevê-se a transferência de grandes blocos de energia da região norte para as demais regiões significando que o custo marginal de produção da aquela região será menor que nas demais.

4.4. Custos Marginais de Redes (Anexo III)

Os custos marginais de redes foram calculados considerando três regiões elétricas distintas: (a) Região Nordeste mais a parte da Região Norte atendida pela usina de Tucuruí; (b) Regiões Sudeste e Centro Oeste; (c) Região Sul.

O custo marginal da expansão foi obtido, em cada sistema regional, utilizando o conceito de "Custo Marginal de Longo Prazo". Este conceito considera os incrementos de carga no período considerado e os incrementos de despesas, referindo os dois a uma única data de referência através de uma taxa de atualização. A relação entre os dois incrementos atualizados determina o custo unitário médio atualizado dos investimentos no programa. O custo da antecipação deste investimento unitário médio para fazer face a um incremento de carga define o Custo Marginal de Longo Prazo (ver análise deste custo em 4.3).

Os cálculos foram realizados a partir dos seguintes elementos: (a) o programa de expansão do período 1980/1990, contido no "Plano 95" da ELETROBRÁS e corrigido pelas últimas informações existentes; (b) as estimativas de despesas no período foram referidas ao ano de 1980 através de uma taxa de atualização de 10%; (c) a moeda utilizada foi o Dólar Americano de junho de 1980; (d) os níveis de tensão considerados para tarifação foram: A.0 (acima de 230 kV), A.1 (230 kV), A.2 (88 a 138 kV), A.3 (20 a 69 kV), A.4 (2,3 a 13,8 kV); (e) os custos da Baita Tensão (BT) foram estimados, a partir de alguns dados disponíveis, não sendo, por isso, valores confiáveis ao nível dos demais custos; (f) os esquemas das redes e os acréscimos de fluxos são apresentados no Anexo III.

Os valores obtidos, para os custos de desenvolvimento das

redes de alta tensão e as estimativas dos custos da baixa ten
são podem ser examinados no Quadro 4.4-1.

Quadro 4.4-1 - Custos de Desenvolvimento das Re
des em US\$/kW de junho de 1980

N Í V E L		R E G I ã O		
		N/NE	SE/CO	SUL
A.0	750 kV	-	180	-
	500 kV	141	130	174
	440 kV	-	105	-
	345 kV	-	151	-
A.1 (230 kV)		168	134	107
A.2 (88 a 138 kV)		272 (*)	104	199
A.3 (20 a 69 kV)		209	227	141
A.4 (2,3 a 13,8 kV)		264	256	210
BT (< 2,3 kV)		321	277	283

(*) Somente Sul da Bahia

Tendo em vista que a energia elétrica se desloca da pro
dução até os pontos de entrega, através de diversos caminhos de
redes, calculou-se os fluxos em cada um dos segmentos e os valo
res dos custos desde a produção até a chegada em cada um dos
grupamentos tarifários. (Quadro 4.4-2).

Quadro 4.4-2 - Custo de Desenvolvimento da Rede Elétrica até os Pontos de Entrega (US\$/kW)

NÍVEL	R E G I Ã O		
	SUL	SE/CO	N/NE
A.0	174	215	141
A.1	238	270	309
A.2	437	310	-
A.3	438	537	518
A.4	648	582	782
BT	931	859	1.103

A passagem dos custos de desenvolvimento aos custos marginais é feita considerando a antecipação dos investimentos em um ano, através de:

<u>Custos de Antecipação</u>	<u>A.0 ao A.3</u>	<u>A.4</u>	<u>BT</u>
Taxa de Atualização	10%	10%	10%
Depreciação	3,3%	4%	4%
Operação e Manutenção	<u>0,6%</u>	<u>1%</u>	<u>3%</u>
T O T A L	13,9%	15%	17%

Aplicando estes percentuais aos acréscimos de custo de desenvolvimento encontrados no Quadro 4.4-2, obteve-se os seguintes custos marginais para as redes (Quadro 4.4-3).

Quadro 4.4-3 - Custos Marginais das Redes (US\$/kW.ano)

NÍVEL	R E G I Ã O		
	SUL	SE/CO	N/NE
A.0	24,2	29,9	19,6
A.1	8,9	7,6	23,3
A.2	27,7	13,2	-
A.3	27,8	31,6	29,0
A.4	31,5	40,8	39,6
BT	48,1	47,1	54,6

Utilizando programas de fluxo de carga para a determinação das perdas de potência e relações matemáticas relacionando-as com as perdas de energia obteve-se os seguintes fatores de perda por unidades (Quadro 4.4-4).

Quadro 4.4-4 - Fatores de Perda (por unidade)

R E G I ã O	NÍVEL TARIFÁRIO	FATORES DE PERDAS		
		POTÊNCIA	NA PONTA	FORA DA PONTA
SUDESTE/ CENTRO OESTE	A.0	1,052	1,050	1,035
	A.1	1,054	1,052	1,037
	A.2	1,102	1,099	1,069
	A.3	1,168	1,161	1,104
	A.4	1,190	1,182	1,115
	BT	1,404	1,376	1,220
NORTE/NORDESTE	A.0	1,026	1,025	1,018
	A.1	1,050	1,048	1,033
	A.2	-	-	-
	A.3	1,121	1,117	1,078
	A.4	1,206	1,196	1,123
	BT	1,423	1,392	1,229
SUL	A.0	1,013	1,013	1,009
	A.1	1,034	1,033	1,022
	A.2	1,063	1,060	1,039
	A.3	1,106	1,101	1,064
	A.4	1,188	1,179	1,112
	BT	1,402	1,372	1,217

A metodologia aplicada, tendo por base o programa de obras 1980/1990, já considerou toda a necessidade de compensação reativa inerente ao sistema de alta tensão.

Com referência ao problema da compensação de energia reativa devido ao fator de potência dos consumidores, não foi possível, com os dados hoje existentes, propor um procedimento

para gerar um sinal tarifário ao consumidor de forma a atender os objetivos das tarifas de referência. Até que maior número de dados sejam coletados um fator de penalização aos baixos fatores de potência, como existe hoje, é ainda o sinal mais eficiente.

5. ESTRUTURA TARIFÁRIA DE REFERÊNCIA (Anexo IV)

5.1. Escolha dos Tipos de Tarifas

A passagem dos custos marginais às tarifas de referência se faz através de considerações sobre o comportamento das curvas de carga dos consumidores alocando os custos marginais de produção, de redes e perdas aos diversos postos horo-sazonais de tarifas.

O ideal para as tarifas seria que o preço das mesmas pudesse se igualar aos custos marginais encontrados. Acontece, no entanto, que a curva teórica do custo do fornecimento, em função do número de horas de utilização da potência, é uma exponencial do tipo apresentado na Ilustração 5.1-1 (5). Assim, para igualar a tarifa aos custos não se teria a necessária simplicidade exigida para que as mesmas tivessem aplicação prática.

Sabe-se, por outro lado, que quase universalmente, as tarifas de energia elétrica se apresentam com a seguinte fórmula para a fatura final:

$$F(P_1, P_2, \dots, P_n, C_1, C_2, \dots, C_n) = \sum_{i \in A} (a_i P_i + b_i C_i) + T_0$$

onde:

A = conjunto de postos tarifários;

P_i = potência contratada ou registrada no posto tarifário i ;

C_i = consumo registrado no posto tarifário i ;

a_i, b_i = tarifa de demanda e consumo, respectivamente, no posto tarifário i ;

T_0 = parcela da fatura que não depende da potência e do consumo (Leitura, Faturamento, Emissão de Conta, Impostos, etc.).

Para uma potência P_i unitária a equação anterior é uma reta do tipo apresentada na Ilustração 5.1-2.

Confrontando a curva de custos com a reta da fatura verifica-se que é possível aproximar a fatura dos custos, para cada grupamento de consumidores, quase de forma precisa (Ilustração 5.1-3).

A reta LLU coincide, quase precisamente com os custos dos fornecimentos para utilizações acima de 6.500 horas anuais. Da mesma forma a reta LU é muito próxima dos custos dos fornecimentos para utilizações entre 5.000 e 6.500 horas anuais. Através das aproximações apresentadas costuma-se determinar quatro tipos de tarifas (5): (a) tarifa para Longuíssima Utilização (LLU), mais que 6.500 horas anuais; (b) tarifa para Longa Utilização (LU), entre 5.000 e 6.500 horas anuais; (c) tarifa para Média Utilização ou Tarifa Geral (MU), em torno de 4.400 horas anuais (50% de fator de carga); (d) tarifa para Curta Utilização, menos que 4.400 horas anuais.

Para o caso brasileiro, tendo em vista as informações sobre a curva de carga dos consumidores, mostrou-se conveniente o estabelecimento de tarifas para Longuíssima Utilização (LLU) aos consumidores A.1, A.2 e A.3. Para os grandes consumidores A.4, foi considerado conveniente uma tarifa Longa Utilização (LU). Como muitos consumidores do subgrupo A.3 apresentam características do universo do subgrupo A.4 e tendo em vista as características do subgrupo A.4, estabeleceram-se também tarifas para Curta Utilização para esses subgrupos. Foi considerado desnecessário, nesta primeira fase do conhecimento das curvas de carga, a tarifa para Média Utilização.

5.2. Valores Numéricos das Tarifas de Referência

As tarifas de referência foram obtidas pela alocação dos custos marginais de produção, de redes e perdas, à demanda de potência e consumo de energia, nos diversos postos tarifários, segundo o comportamento da curva de carga dos consumidores e conforme os tipos de tarifas escolhidos no item anterior. (Os detalhes dos cálculos se encontram no anexo IV).

Os valores numéricos das tarifas, podem ser examinados nos Quadros 5.2-1 - Região Nordeste/Norte; 5.2-2 - Região Sudeste/Centro Oeste; 5.2-3 - Região Sul. Os valores estão expressos em Dólares Americanos de junho de 1980, referencial utilizado para os cálculos.

Não estão apresentadas, nos quadros, as tarifas de baixa tensão. Este fato é justificável pelo pouco conhecimento que

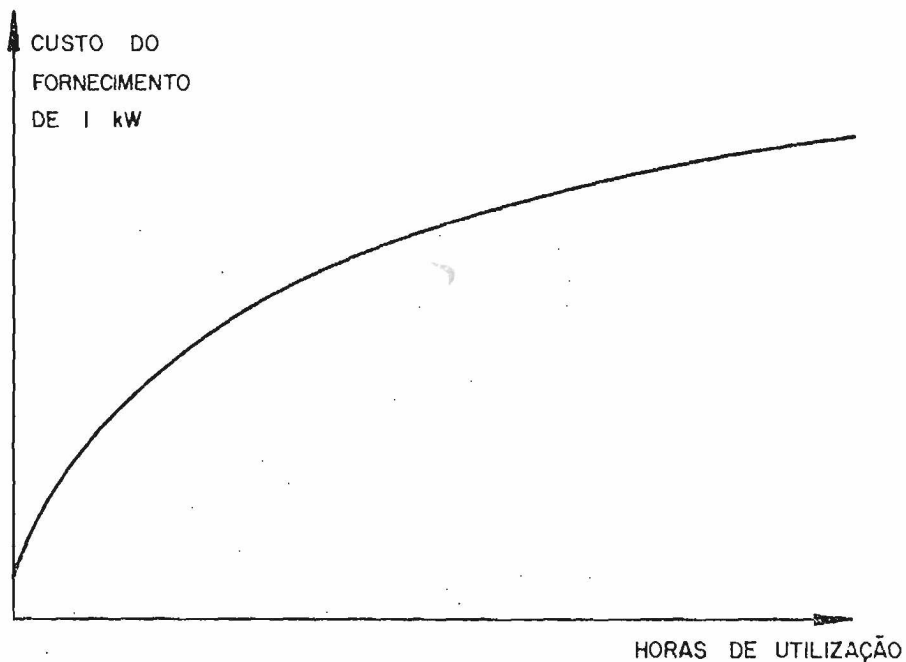


ILUSTRAÇÃO 5.1-1- CŪSTO DE UM FORNECIMENTO

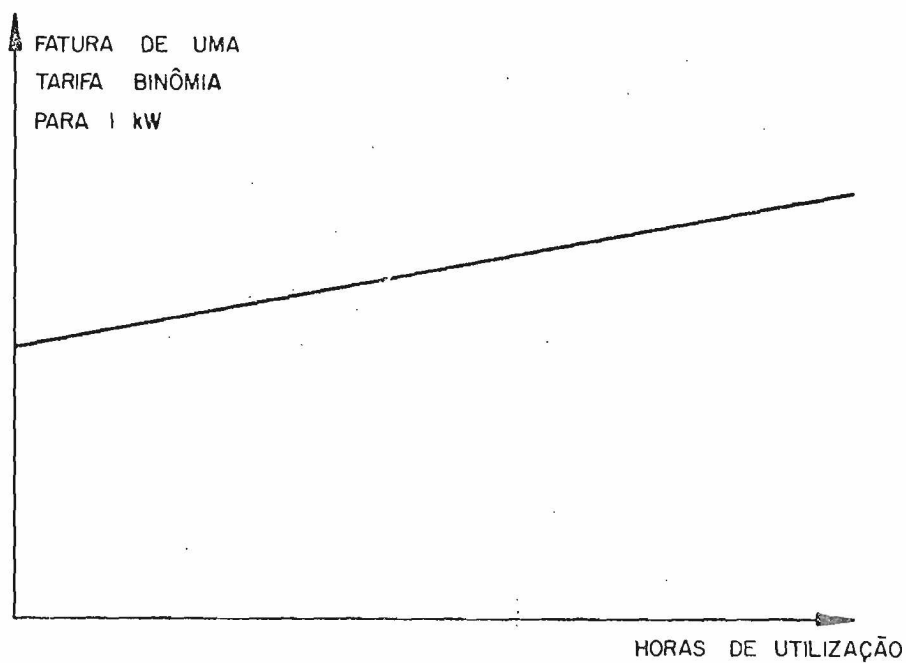
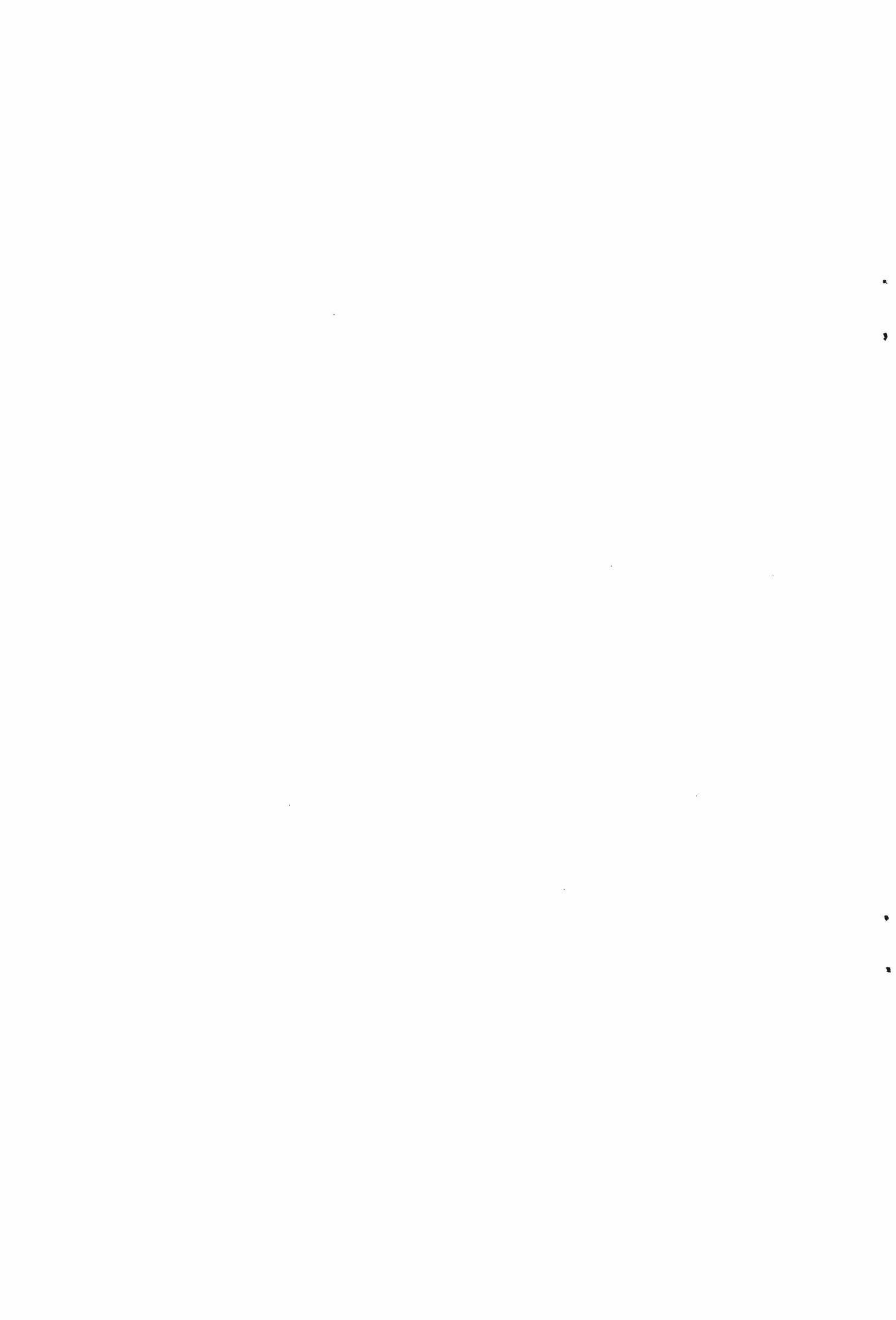


ILUSTRAÇÃO 5.1-2- FATURA COM TARIFA BINÔMIA PARA 1 KW



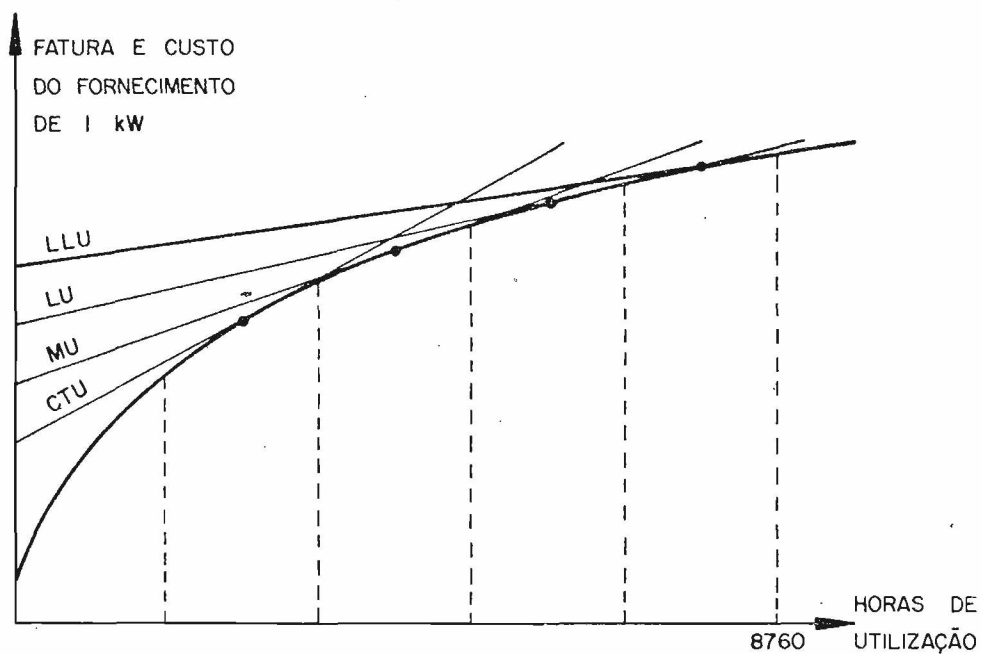
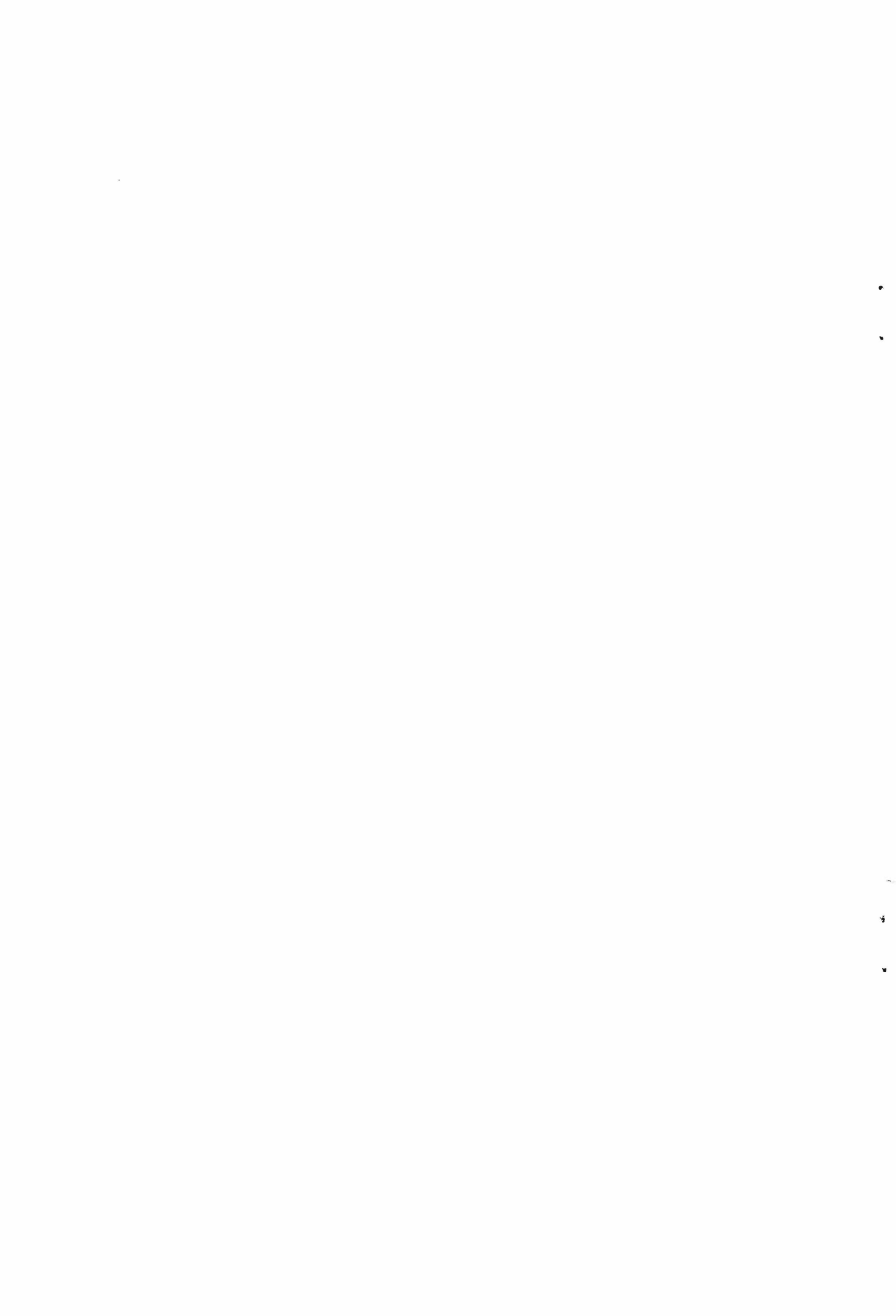


ILUSTRAÇÃO 5.1-3 - APROXIMAÇÃO DAS TARIFAS AOS CUSTOS



se tem ainda da curva de carga desses consumidores e por não se ter muita confiança nos custos de desenvolvimento determinados para as redes.

Considerando o interesse de conhecer, mesmo que aproximadamente, os custos dos fornecimentos em baixa tensão, foram conseguidos os seguintes dados: (a) o consumidor médio de baixa tensão terá, no período 1980/1990, um fator de carga médio aproximado de 25%; (b) a tendência da maioria desses consumidores é de utilizar a potência no horário de ponta face à grande contribuição dos mesmos na formação das pontas máximas regionais. Estima-se, por isso, um fator de carga no horário de ponta de 0,8 e fora da ponta de 0,19726; (c) os custos marginais de desenvolvimento das redes de baixa tensão foram estimados em 54.6, 47.1, 48.1 US\$/kW.ano, para N/NE, SE/CO e SUL, respectivamente, e as perdas de potência em 18%.

A partir dos dados, acima enumerados, determinou-se os custos marginais aproximados dos fornecimentos em baixa tensão nas três regiões elétricas consideradas (Quadro 5.2-4).

Quadro 5.2-4 - Custos Médios Estimados dos Fornecimentos em BT

REGIÕES	MILLS/kWh
N/NE	131.11
SE/CO	108.23
SUL	116.00

Os resultados do Quadro 5.2-4 refletem o efeito dos custos das redes elétricas nos diversos sistemas regionais. Ao nível da produção ficou caracterizado que os custos marginais são mais baixos na região N/NE que na região SE/CO/SUL, refletindo um programa de obras, em usinas, mais econômicos naquela região. Os custos adicionados pelas redes, no entanto, invertem aquele resultado ao chegar na baixa tensão. Do nível A.0 à baixa tensão foram acrescentados 962, 644, 757 US\$/kW em redes, respectivamente, nas regiões N/NE, SE/CO e SUL.

5.3. Análise dos Valores Numéricos das Tarifas de Referência

Um primeiro aspecto importante a ser analisado é que os resultados numéricos das tarifas refletem os parâmetros característicos da curva de carga dos consumidores, responsáveis pelos custos no sistema, como também, as características do sistema de oferta, escolhido pelas decisões tomadas. Assim, a hora de solicitação da demanda de potência por parte de um consumidor é extremamente importante para a formação dos custos de seu atendimento. Um consumidor A.2 da região SE/CO que necessita de 1 kW de demanda ao longo do tempo é responsável por um custo anual no sistema, sem contar o consumo de energia, de US\$ 57.81, ou um investimento direto de US\$ 416. Se por contrato, no entanto, ele se dispuser a não utilizar aquele kW durante o horário de ponta do sistema, o custo causado é de apenas 4.93 US\$/kW.ano, ou um investimento direto de US\$ 35.47, i.é., uma economia de 86,1%.

O sistema de oferta fica também bastante caracterizado nos valores numéricos das tarifas. Nota-se, por exemplo, a maior variação entre período úmido e período seco, na região Nordeste, caracterizando um sistema cuja regularização dos rios é ainda menor do que a região SE/CO/SUL. Da mesma forma, o atendimento de um kW contínuo no nível A.0 significa os seguintes custos para os sistemas regionais (Quadro 5.3-1).

Quadro 5.3-1 - Custo Anual de 1 kW Contínuo no Nível A.0

REGIÕES	DEMANDA		ENERGIA		TOTAL	
	US\$/kW.ano	%	US\$/ano	%	US\$/ano	%
N/NE	34.40	19,88	138.66	80,12	173,06	100
SE/CO	41.99	19,58	172.43	80,42	214.42	100
SUL	37.40	18,48	165.16	81,52	202.56	100

Verifica-se que, nas três regiões, o custo da demanda de potência é da ordem de 19% do custo anual de um fornecimento contínuo. Este fato caracteriza perfeitamente a estrutura do sistema de oferta com base predominantemente hidráulica. Um acréscimo na demanda de potência ocasiona a adição de novas máquinas nas

usinas hidráulicas com investimentos relativamente modestos. Já um acréscimo na solicitação de energia garantida, obriga a um aumento da regularização hidráulica dos rios com investimentos bem mais significativos. Da mesma forma o custo anual de um kW contínuo é maior na região SE/CO que nas demais. Isto reflete de imediato as opções de investimentos realizados. À região sudeste e sul estão alocadas as usinas nucleares e usinas a carvão de custos mais elevados do que as hidráulicas do N/NE. À região sudeste estão alocados os custos das linhas de Itaipu e as demais redes associadas, enquanto o sul acaba de implantar, nos primeiros anos do período, um sistema de interligação que suporta quase toda a década 1980/1990. Assim, embora se tenha partido de custos de produção idênticos, nas duas regiões, já no nível de 500 e 345 kV as duas possuem custos diferentes.

O sistema de oferta pode ainda ser caracterizado pelo custo da demanda, por exemplo, do nível A.3 em relação ao nível A.0. A variação de custo foi de 60.18, 52.72 e 42.89 US\$/kW.ano, respectivamente, nas regiões N/NE, SE/CO e SUL. Estes valores caracterizam o sistema de redes adicionado. Enquanto o nordeste necessitou de 432.9 US\$/kW para levar um kW de potência da tensão de 500 kV para 69 kV, o SE/CO necessitou de 379 US\$/kW e o SUL de apenas 308 US\$/kW.

Um segundo aspecto importante que deve ser analisado é que a tarifa de referência orienta de forma ótima a expansão do consumo, para horas e os locais onde o suplemento de fornecimento é globalmente menos oneroso para a nação. Assim, conhecendo as tarifas, o consumidor fará parte integrante do objetivo de racionalização que elas se propõe. Veja-se, por exemplo, um consumidor do N/NE, do subgrupo A.4, com fator de carga médio de 61%, correspondente à média da amostra apresentada no Anexo I. Utilizando 1 kW uniformemente ao longo do ano, sua fatura será de 236.69 US\$/kW.ano. Aceitando reduzir, contratualmente, sua demanda e consumo no horário de ponta em 50%, sem alterar seu consumo global, sua fatura seria reduzida para 166.08 US\$/kW.ano, com uma economia de despesas de 29,8% em energia elétrica. Esta economia do consumidor corresponde à redução de custos para o setor elétrico em seu atendimento. Este mesmo consumidor reorganizando a produção ou quem sabe programando as férias coletivas em sua

indústria para o período seco, poderia economizar mais 22% em cada kWh transferido do período seco para o período úmido, fora da ponta, e 4,65% no horário de ponta. Outro sinal importante que os preços das tarifas de referência transmitem é que no caso do sistema elétrico brasileiro a produção contínua de energia é que causa a maior parte dos custos da energia elétrica. Com a tarifa de referência o consumidor fica ciente dos custos reais da eletricidade, incentivando à racionalização do consumo.

Um terceiro aspecto importante que deve ser analisado é a relatividade de custos da energia elétrica entre as regiões. Tomando por base os consumidores médio das amostras estudadas, tem-se os seguintes custos unitários de fornecimento nas diversas regiões (Quadro 5.3-2).

Quadro 5.3-2 - Custos Médios de Fornecimentos

NÍVEL TARIFÁRIO	FC	N/NE mills/kWh	SE/CO mills/kWh	SUL mills/kWh
A.0	0,65	22.96	27.31	25.70
A.1	0,763	25.68	27.16	26.18
A.2	0,72	-	29.53	31.67
A.3	0,62	35.15	38.53	34.74
A.4	0,61	44.29	40.56	42.33
BT	0,25	131.11	108.23	116.00

Verifica-se no Quadro 5.3-2 que a nível de suprimento (A.0), os custos são crescentes na ordem: N/NE, SUL e SE/CO. Os custos das redes, por sua vez, são mais elevados no N/NE, vindo em seguida os do SUL e finalmente os da SE/CO. Estes fatos refletem as duas características mais significativas das regiões: (a) o percentual de aproveitamento das fontes produtoras é maior na região SE/CO, vindo em seguida a região SUL e por fim a região N/NE. Assim, quanto mais próximo do esgotamento dos potenciais mais altos os custos de produção; (b) a densidade do consumo é maior na região SE/CO, em seguida o SUL e finalmente o N/NE. Assim, quanto mais denso o consumo menores as distâncias

para o atendimento dos consumidores e menores os custos unitários das redes. Para o futuro espera-se a manutenção das diferenças existentes nos custos de produção tendendo a se aproximar, no entanto, os custos das redes. Este fato coloca em pauta o princípio do "uso regional dos recursos energéticos de forma a reduzir as perdas decorrentes do transporte de energia" preconizado pelo Modelo Energético Brasileiro. Por este princípio o consumo de energia elétrica deverá ser incentivado mais fortemente na região N/NE, um pouco menos no SUL e o mínimo possível no SUDESTE (A região Centro Oeste está colocada no presente estudo junto com a região Sudeste por razão de interligação elétrica. Suas características, no entanto, são parecidas com a região N/NE). Uma possibilidade para manter este incentivo seria abandonar o conceito de equalização tarifária para todos os grupos de consumidores. É sabido que a equalização tarifária para os consumidores residenciais tem seus pontos positivos, inclusive o argumento bastante forte de que todos os habitantes merecem o mesmo tratamento. A energia elétrica para esta categoria representa um bem de consumo quase indispensável nos dias de hoje. Para a maior parte das outras categorias de consumidores, no entanto, a energia elétrica é um insumo para a produção de outros bens e não um produto para consumo. Assim, nada mais natural que esse insumo seja tratado como as demais matérias primas adquiridas no mercado, cujos preços (ou custos) caracterizam maior ou menor disponibilidade. Nestes termos, poderia-se, para cumprir o princípio do Modelo Energético Brasileiro, manter o preço da energia elétrica igual a seus custos (tarifas não equalizadas) para as categorias "não residencial" incentivando o uso regional, já que os custos são menores exatamente onde as disponibilidades são maiores.

NÍVEL TARIFÁRIO		REGIÃO NORDESTE/NORTE						
		TARIFA DE DEMANDA US\$/kW.ano			TARIFA DE ENERGIA mills/kWh			
		PONTA	FORA DA PONTA	TOTAL	PONTA/ ÚMIDO	PONTA/ SECO	FORA DA PONTA/ ÚMIDO	FORA DA PONTA/ SECO
A.0 > 345 kV	(1)	34.43	1.97	39.40	18.86	23.49	12.99	16.87
A.1 > 230 kV	(2)	59.83	4.39	64.22	19.28	24.02	13.18	17.12
A.2 : De 88 a 138 kV	(3)	-	-	-	-	-	-	-
A.3 : De 20 a 69 kV	(3)	85.63	13.95	99.58	20.55	25.60	13.75	17.87
A.4 : De 2,3 a 13,8 kV	(4)	65.08	30.21	95.29	110.83	116.24	15.35	19.65
A.3 : De 20 a 69 kV	(5)	28.54	4.65	33.19	125.55	130.60	15.79	19.91
A.4 : De 2,3 a 13,8 kV	(5)	37.92	11.99	49.91	156.67	162.08	19.41	23.71

(1) - Tarifa de Suprimento

(2) - Tarifa de Suprimento e Fornecimento - Utilização maior que 6.500 horas/ano

(3) - Tarifa de Fornecimento - Utilização maior que 6.500 horas/ano

(4) - Tarifa de Fornecimento - Utilização anual entre 5.000 e 6.500 horas

(5) - Tarifa de Curta Utilização - Fator de Carga inferior a 50%.

QUADRO 5.2-2

NÍVEL TARIFÁRIO		REGIÃO SUDESTE/CENTRO OESTE						
		TARIFA DE DEMANDA US\$/kW.ano			TARIFA DE ENERGIA mills/kWh			
		PONTA	FORA DA PONTA	TOTAL	PONTA/ ÚMIDO	PONTA/ SECO	FORA DA PONTA/ ÚMIDO	FORA DA PONTA/ SECO
A.0 > 345 kV	(1)	39.89	2.10	41.99	25.22	27.05	18.08	19.71
A.1 > 230 kV	(2)	46.88	2.84	49.72	25.27	27.10	18.11	19.75
A.2 : De 88 a 138 kV	(3)	52.88	4.93	57.81	26.40	28.31	18.67	20.36
A.3 : De 20 a 69 kV	(3)	79.53	15.18	94.71	27.89	29.91	19.28	21.03
A.4 : De 2,3 a 13,8 kV	(4)	52.56	25.22	77.78	76.99	79.05	19.84	21.61
A.3 : De 20 a 69 kV	(5)	26.51	5.06	31.57	127.48	129.50	21.50	23.25
A.4 : De 2,3 a 13,8 kV	(5)	26.40	9.09	35.49	126.75	128.81	23.70	25.47

- (1) - Tarifa de Suprimento
- (2) - Tarifa de Suprimento e Fornecimento - Utilização maior que 6.500 horas/ano
- (3) - Tarifa de Fornecimento - Utilização maior que 6.500 horas/ano
- (4) - Tarifa de Fornecimento - Utilização anual entre 5.000 e 6.500 horas
- (5) - Tarifa de Curta Utilização - Fator de Carga inferior a 50%.

NÍVEL TARIFÁRIO		REGIÃO SUL							
		TARIFA DE DEMANDA US\$/kW.ano			TARIFA DE ENERGIA mills/kWh				
		PONTA	FORA DA PONTA	TOTAL	PONTA/ ÚMIDO	PONTA/ SECO	FORA DA PONTA/ ÚMIDO	FORA DA PONTA/ SECO	
A.0	≥ 345 kV	(1)	35.53	1.87	34.40	25.12	26.91	17.21	18.79
A.1	≥ 230 kV	(2)	44.45	2.81	47.26	25.65	27.44	17.43	19.03
A.2	: De 88 a 138 kV	(3)	71.31	5.71	77.02	26.32	28.16	17.72	19.35
A.3	: De 20 a 69 kV	(3)	68.39	11.90	80.29	27.34	29.25	18.15	19.81
A.4	: De 2,3 a 13,8 kV	(4)	51.69	24.67	76.36	100.04	102.53	19.81	21.54
A.3	: De 20 a 69 kV	(5)	22.79	3.97	26.76	113.42	115.33	19.95	21.61
A.4	: De 2,3 a 13,8 kV	(5)	30.25	9.78	40.03	136.65	138.69	23.10	24.83

(1) - Tarifa de Suprimento

(2) - Tarifa de Suprimento e Fornecimento - Utilização maior que 6.500 horas/ano

(3) - Tarifa de Fornecimento - Utilização maior que 6.500 horas/ano

(4) - Tarifa de Fornecimento - Utilização anual entre 5.000 e 6.500 horas

(5) - Tarifa de Curta Utilização - Fator de Carga inferior a 50%.

6. COMPARAÇÃO ENTRE AS TARIFAS DE REFERÊNCIA E AS TARIFAS ATUAIS

6.1. Escolha dos Critérios de Comparação

As tarifas de referência calculadas possuem algumas características distintas das tarifas atuais: (1) nível global de preços; (2) estrutura horo-sazonal; (3) relatividade de preços entre demanda e energia; (4) preços das tarifas diferenciados por regiões; (5) a opção por tarifas curta utilização; (6) moeda de referência; (7) falta de uma tarifa para baixa tensão.

A comparação, entre as duas tarifas, exige primeiro que se coloque ambas na mesma moeda de referência. A não existência de leituras horo-sazonais implica que seja feita uma estimativa dos fatores de carga por posto tarifário. A não consideração, na tarifa atual, de consumidores "Curta Utilização" ocasiona a necessidade de se estimar um percentual da categoria de consumidores que estarão utilizando essa tarifa. A comparação das estruturas, em cada região, implica em se retirar as diferenças de nível, entre as tarifas, realizando um ajuste de forma a igualar as receitas das duas tarifas.

Para realizar os objetivos propostos serão utilizados os seguintes dados: (a) tarifas em vigor para os sistemas interligados da Portaria DNAEE nº 053, de 25.06.81, (a baixa tensão não será considerada); (b) passagem dos preços atuais das tarifas para moeda de junho de 1980, através da aplicação do fator $1/2,205535$ que relaciona o Índice Geral de Preços da Fundação Getúlio Vargas entre as duas datas; (c) transformação desses preços em Dólares Americanos de junho de 1980 (base utilizada para o cálculo das tarifas de referência) pela aplicação da taxa de câmbio da época, i.ê., $1 \text{ US\$} = \text{CR\$ } 51,33$; (d) demanda e consumo de energia elétrica faturados no ano de 1980 (não considerada a Região Norte, pois a usina de Tucuruí ainda não está em funcionamento). Assim:

Quadro 6.1-1 - Tarifas em Vigor - Todas as Regiões

GRUPAMENTO TARIFÁRIO	DEMANDA DE POTÊNCIA CR\$/kW.mês	CONSUMO DE ENERGIA CR\$/MWh
A.1	713	1.053
A.2	750	1.123
A.3	833	1.489
A.4	856	1.910

Fonte: Portaria DNAEE nº 053 de 25.06.81

Quadro 6.1-2 - Tarifas em Vigor - (US\$ de junho de 1980)

GRUPAMENTO TARIFÁRIO	DEMANDA DE POTÊNCIA US\$/kW.ano	CONSUMO DE ENERGIA mills/kWh
A.1	75.58	9.30
A.2	79.50	9.92
A.3	88.30	13.15
A.4	90.73	16.87

Quadro 6.1-3 - Mercado de Faturamento do ano de 1980

REGIÕES	GRUPAMENTO TARIFÁRIO	ENERGIA MWh	DEMANDA kW.mês	FATOR DE CARGA ANUAL
NORDESTE	A.1	3.462.262	5.829.275	0,8136
	A.2	-	-	-
	A.3	1.553.841	3.151.143	0,675
	A.4	2.972.004	12.859.303	0,316
SUDESTE/ C.OESTE	A.1	2.626.680	4.889.017	0,736
	A.2	25.764.838	48.687.318	0,725
	A.3	3.489.725	8.709.164	0,5489
	A.4	20.510.027	63.938.842	0,4394
SUL	A.1	396.066	743.011	0,7302
	A.2	56.722	238.307	0,3260
	A.3	2.168.010	4.760.807	0,6238
	A.4	5.669.991	20.051.653	0,3873

A partir dos dados de mercado de faturamento do ano de 1980 e do conhecimento conseguido das curvas de carga dos consumidores, fez-se as seguintes estimativas para a repartição dos consumidores dos subgrupos A.3 e A.4 entre as opções tarifárias (LLU = Longuíssima Utilização e CTU = Curta Utilização) (Quadro 6.1-4).

Quadro 6.1-4 - Repartição do Mercado dos Subgrupos A.3 e A.4 entre as Opções Tarifárias

REGIÕES	OPÇÕES TARIFÁRIAS	% DO CONSUMO DO SUBGRUPO	ENERGIA MWh	DEMANDA kW.mês	FATOR DE CARGA ANUAL
NORDESTE	A.3 - LLU	70	1.087.689	1.862.481	0,80
	A.3 - CTU	30	466.152	1.288.662	0,49
	A.4 - LU	30	891.601	2.002.248	0,61
	A.4 - CTU	70	2.080.403	10.857.055	0,26
SUDESTE/ C.OESTE	A.3 - LLU	40	1.395.890	2.549.571	0,75
	A.3 - CTU	60	2.093.835	6.159.593	0,4656
	A.4 - LU	40	8.204.011	18.423.559	0,61
	A.4 - CTU	60	12.306.016	45.515.283	0,3704
SUL	A.3 - LLU	60	1.300.806	2.375.901	0,75
	A.3 - CTU	40	867.204	2.384.906	0,498
	A.4 - LU	40	2.267.996	5.093.187	0,61
	A.4 - CTU	60	3.401.995	14.958.466	0,3115

LLU - Longuíssima Utilização; LU - Longa Utilização; CTU - Curta Utilização.

O mercado de faturamento e o fator de carga anual não são suficientes para se calcular as receitas das tarifas de referência. É necessário que se tenha o fator de carga por posto tarifário que somente será obtido, com segurança, quando a tarifa começar a ser aplicada já que o sistema de medição será adaptado para isso. Levando em conta, no entanto, o conhecimento já disponível das curvas de carga e o fato de que no posto tarifário

rio "Fora da Ponta" estão incluídos os fins de semana e os feriados, foi possível fazer uma estimativa preliminar dos fatores de carga por posto tarifário (Quadro 6.1-5).

Quadro 6.1-5 - Estimativa dos Fatores de Carga
por Posto Tarifário

REGIÃO	GRUPO TARIFÁRIO	FATOR CARGA ANUAL	FATOR DE CARGA POR POSTO TARIFÁRIO			
			PONTA / ÚMIDO	PONTA / SECO	FORA DA PONTA P/ ÚMIDO	FORA DA PONTA P/ SECO
NORDESTE	A.1	0,813	0,89	0,89	0,806	0,806
	A.2	-	-	-	-	-
	A.3	0,80	0,86	0,86	0,794	0,794
	A.3 (*)	0,49	0,19	0,19	0,519	0,519
	A.4	0,61	0,71	0,71	0,60	0,60
	A.4 (*)	0,26	0,09	0,09	0,277	0,277
SUDESTE/ C. OESTE	A.1	0,736	0,82	0,82	0,728	0,728
	A.2	0,725	0,80	0,80	0,718	0,718
	A.3	0,75	0,83	0,83	0,742	0,742
	A.3 (*)	0,466	0,19	0,19	0,493	0,493
	A.4	0,61	0,71	0,71	0,60	0,60
	A.4 (*)	0,37	0,15	0,15	0,391	0,391
SUL	A.1	0,73	0,82	0,82	0,721	0,721
	A.2	0,326	0,63	0,63	0,296	0,296
	A.3	0,75	0,83	0,83	0,742	0,742
	A.3 (*)	0,498	0,19	0,19	0,528	0,528
	A.4	0,61	0,71	0,71	0,60	0,60
	A.4 (*)	0,311	0,12	0,12	0,33	0,33

(*) Consumidores Curta Utilização

6.2. Comparação entre os Níveis Tarifários

A comparação entre o nível global das tarifas de referência e o nível global das tarifas atuais, por região, será feita pelas receitas hipotéticas, advindas das duas tarifas, quando aplicadas ao mercado de faturamento do ano de 1980. Para as tarifas em vigor os subgrupos A.3 e A.4 serão tomados por seu universo, já que é assim que elas são aplicadas. No cálculo das receitas com as tarifas de referência será considerado: (a) uma demanda contratada anual; (b) os fatores de carga estimados por posto horo-sazonal de tarifas. Infelizmente não é possível estimar os contratos de desligamento no horário de ponta. Estes desligamentos reduzem a fatura do consumidor para a demanda e para a energia no horário de ponta.

Os cálculos foram realizados a partir dos Quadros 5.2-1, 5.2-2, 5.2-3 e 6.1-1, para as tarifas de referência e tarifas atuais, respectivamente. Os demais dados estão no item 6.1.

Apresenta-se a seguir quadros básicos de receitas do subgrupo A.1 do Nordeste, com as duas tarifas, para exemplificar a diferença entre a formação das mesmas:

Quadro 6.2-1 - Receita com a Tarifa Atual - Subgrupo A.1 do Nordeste (US\$ de junho de 1980)

M E R C A D O	T A R I F A	RECEITA US\$ x 10 ³
Energia (MWh) 3.462.262	9.30 (US\$/MWh)	32 199.0
Demanda (kW.ano) 485.772,91	75.58 (US\$/kW.ano)	36 714.7
T O T A L	-	68 913.7

Quadro 6.2-2 - Receita com a Tarifa de Referência -
Subgrupo A.1 do Nordeste
(US\$ de junho de 1980)

POSTOS TARIFÁRIOS	DEMANDA kW.ano	FATOR CARGA	HORAS DO PERÍODO	TARIFA US\$/kW.ano US\$/kWh	RECEITA US\$ x 10 ³
Demanda Energia	485.772,91	-	-	64.24	31 196.3
. Ponta Úmida	485.772,91	0,89	324	0.01928	2 700.7
. Ponta Seca	485.772,91	0,89	459	0.02402	4 766.6
. Fora da Ponta U.	485.772,91	0,806	3.300	0.01318	17 029.3
. Fora da Ponta S.	485.772,91	0,806	4.677	0.01712	21 350.1
T O T A L					87 043.0

Realizando o mesmo cálculo para todos os subgrupos de todas as regiões, tem-se:

a) Região Nordeste

Quadro 6.2-3 - Receita das Tarifas - Nordeste
(US\$ junho/80)

GRUPO TARIFÁRIO	RECEITA PELA TARIFA ATUAL US\$ x 10 ³	RECEITA PELA TARIFA DE REF. US\$ x 10 ³	DIFERENÇA DE RECEITA %
A.1	68 913.7	87 043.0	26,3
A.2	-	-	-
A.3 (1)	-	33 804.0	
A.3 (3)	-	13 711.4	
A.3	43 620.2	47 515.4	10,9
A.4 (2)	-	40 746.0	
A.4 (3)	-	99 191.6	
A.4	147 360.0	139 937.6	(5,04)
T O T A L	259 893.9	274 496.0	5,62

(1) - Longuíssima Utilização; (2) - Longa Utilização ;
(3) - Curta Utilização

b) Região Sudeste/Centro Oeste

Quadro 6.2-4 - Receita das Tarifas - Sudeste/C.Oeste
(US\$ junho/80)

GRUPO TARIFÁRIO	RECEITA PELA TARIFA ATUAL US\$ x 10 ³	RECEITA PELA TARIFA DE REF. US\$ x 10 ³	DIFERENÇA DE RECEITA %
A.1	55 220.8	72 270.6	30,87
A.2	578 140.0	761 370.8	31,69
A.3 (1)	-	49 673.1	-
A.3 (3)	-	71 501.9	-
A.3	109 970.0	121 175.0	10,19
A.4 (2)		339 573.2	
A.4 (3)		484 266.9	
A.4	829 430.0	823 840.1	(0,67)
T O T A L	1 572 760.8	1 778 656.5	13,09

(1) - Longuíssima Utilização; (2) - Longa Utilização

(3) - Curta Utilização

c) Região Sul

Quadro 6.2-4 - Receita das Tarifas - Sul
(US\$ junho/80)

GRUPO TARIFÁRIO	RECEITA PELA TARIFA ATUAL US\$ x 10 ³	RECEITA PELA TARIFA DE REF. US\$ x 10 ³	DIFERENÇA DE RECEITA %
A.1	8 363.1	10 528.7	25,89
A.2	2 141.5	2 673.6	24,85
A.3 (1)	-	41 969.3	-
A.3 (3)	-	26 219.1	-
A.3	63 540.9	68 188.4	7,31
A.4 (2)		98 671.7	
A.4 (3)		145 172.7	
A.4	247 250.0	243 844.4	(1,38)
T O T A L	321 295.5	325 235.1	1,23

(1) - Longuíssima Utilização; (2) - Longa Utilização

(3) - Curta Utilização

O exame dos resultados permite verificar que, em termos globais, o nível das tarifas de referência é superior ao das tarifas atuais. Nota-se que a receita global com as tarifas de referência está mais distante da receita com a tarifa atual na região Sudeste/Centro Oeste (É preciso lembrar que na análise não foram considerados os consumidores de baixa tensão, por não se ter uma tarifa de referência para os mesmos). Em termos práticos as diferenças, no nível tarifário global, indicam que os custos dos fornecimentos no período 1980/1990 são superiores às tarifas cobradas hoje. As diferenças de nível entre as regiões são consequência da equalização tarifária existente na tarifa em vigor. Essas diferenças regionais mostram que a equalização tarifária na próxima década ocasionará um aumento nas despesas dos consumidores das regiões Sul e Nordeste para equilibrar o maior custo dos fornecimentos da região Sudeste/Centro Oeste.

Um ponto importante a ser salientado nesta análise é que os consumidores do Subgrupo A.4, como um todo, estão pagando com a tarifa atual mais do que seus custos de fornecimento. Este efeito, no entanto, é causado somente pelos consumidores de Curta Utilização. Esses ao serem tarifados da mesma forma que os de longo utilização deixam de receber o benefício correspondente ao menor custo que eles causam ao sistema. Os de Longa Utilização, por outro lado, estão pagando menos que os custos dos fornecimentos.

Outro ponto importante a salientar é que as receitas em questão, na análise feita, se referem somente à tarifa. Na prática, sobre a tarifa são aplicados: (a) o Imposto Único (IUEE) e o Empréstimo Compulsório (EC), com realização de receitas adicionais destinadas, em sua maior parte, ao programa de expansão; (b) os descontos sobre as tarifas, que ocasionam uma diminuição de receitas. O Imposto Único e o Empréstimo Compulsório são aplicados sobre a componente de energia que, no caso analisado, são iguais para as duas tarifas. Alguns dos descontos, no entanto, incidem sobre a componente de demanda e poderiam afetar a receita já que essa componente tem preços diferentes nas duas tarifas (preço menor na tarifa de referência).

6.3. Comparação das Estruturas Tarifárias

Para se poder realizar uma análise de estrutura, entre as duas tarifas, será necessário eliminar as diferenças de nível entre as mesmas. Este ajuste de nível, feito por região, tem o inconveniente de não preservar a estrutura dos custos entre as regiões. Uma das possibilidades seria trabalhar com as tarifas de referência equalizadas mas, nesse caso, o inconveniente seria maior pois, não seria preservada nenhuma característica da estrutura de custos. Imagina-se, por isso, que o nível da receita global das duas tarifas deverá ser igual em cada região, preservando a estrutura de custos somente, em cada uma delas.

Utilizando o índice característico, de relação entre as receitas, obtido pelas duas tarifas no item 6.2, obtem-se o ajuste desejado. Assim Nordeste 5,62%, Sudeste/Centro Oeste 13,09% e Sul 1,5%.

Refazendo os quadros de receitas, pela redução de todas as componentes da tarifa de referência do percentual acima indicado, é possível analisar as diferenças de estrutura das tarifas nos diversos níveis da alta tensão (Quadro 6.3-1).

Quadro 6.3-1 - Comparação da Estrutura nos Diversos Níveis de Tensão (US\$ junho/80)

REGIÃO	TENSÃO TARIFÁRIA	RECEITA PELA TARIFA ATUAL	RECEITA PELA TARIFA DE REF.	DIFERENÇA DE RECEITA - %
NORDESTE	A.1	68 913.7	82 411.5	19,59
	A.3	43 620.2	44 987.1	3,13
	A.4	147 360.0	132 491.6	(10,09)
	T O T A L	259 893.9	259 890.2	-
SUDESTE/ C. OESTE	A.1	55 220.8	63 905.4	15,73
	A.2	578 140.0	673 243.2	16,45
	A.3	109 970.0	107 149.2	(2,56)
	A.4	829 430.0	728 481.8	(12,17)
T O T A L	1 572 760.8	1 572 779.6	-	
SUL	A.1	8 363.1	10 400.8	24,36
	A.2	2 141.5	2 641.1	23,33
	A.3	63 540.9	67 359.9	6,01
	A.4	247 250.0	240 881.6	(2,57)
T O T A L	321 295.5	321 283.4	-	

O Quadro 6.3-1 caracteriza bem a situação da estrutura da tarifa atual, por nível de tensão, em relação à estrutura de custos dos fornecimentos. Na região Nordeste os consumidores do subgrupo A.4 recolhem 10,09% do montante de suas faturas para cobrir parte dos custos provocados pelos consumidores dos subgrupos A.1 e A.3. Na região Sudeste/Centro Oeste são os consumidores A.3 e A.4 que subsidiam os custos provocados no sistema pelos consumidores A.1 e A.2. Na região Sul os consumidores do subgrupo A.4 subsidiam os custos provocados pelas demais categorias.

Utilizando os fatores de carga por posto tarifário, as tarifas de referência ajustadas para igualdade de receitas com a tarifa atual e o mercado de 1980 pode-se determinar quanto cada categoria de consumidores gastaria, hipoteticamente, por unidade de demanda e de consumo.

Os resultados dos cálculos para a região Sudeste/ Centro Oeste são transcritos a seguir, como exemplo, já que para as demais regiões o procedimento é idêntico (Quadro 6.3-2).

Quadro 6.3-2 - Tarifa de Referência Ajustada - Preço Unitário de Demanda e do Consumo - Região Sudeste/Centro Oeste

GRUPO TARIFÁRIO	DEMANDA US\$/kW.ano	ENERGIA mills/kWh
A.1	43.96	17.51
A.2	51.12	18.08
A.3 (1)	83.75	18.72
A.3 (3)	27.92	23.35
A.4 (2)	68.78	23.73
A.4 (3)	31.38	25.12

(1) - LLU; (2) - LU; (3) - CTU

Com os valores do Quadro 6.3-2 e as Tarifas Atuais pode-se examinar, nas Ilustrações 6.3-1; 6.3-2 e 6.3-3, as diferenças nas faturas para fatores de carga por postos tarifários proporcionais aos do Quadro 6.1-5 (A proporcionalidade dos fatores de carga não é mantida nas proximidades de 8 760 horas anuais

Não se pretende, no entanto, com as Ilustrações analisar os ca sos extremos).

O primeiro aspecto que deve ser salientado (Ilustrações 6.3-2 e 6.3-3) é a relatividade dos custos, entre demanda de potência e consumo de energia, em relação aos preços das tarifas atuais. Verifica-se que a tarifa atual valoriza substancialmente a componente de demanda. A relatividade dos custos, expressa na estrutura tarifária de referência, indica que o custo da energia é que é elevado no sistema elétrico brasileiro.

As tarifas de referência foram ajustadas para produzir a mesma receita global, na região, que as tarifas atuais. Com isso salienta-se a relatividade entre o custo do fornecimento e o preço cobrado hoje. Assim, na Ilustração 6.3-1 apresenta-se o que acontecerá com os consumidores dos subgrupos A.1 e A.2 se as tarifas de referência forem aplicadas. O fator de carga médio, dos dois grupos, se situa em torno de 6 400 horas de utilização anual da demanda. Nessa faixa as faturas com a tarifa de referência serão sempre superiores às faturas com as tarifas atuais. Equivale dizer que ao se aplicar as tarifas de referência, praticamente todos os consumidores dos níveis A.1 e A.2 terão suas faturas aumentadas em relação às tarifas atuais. No ponto correspondente ao fator de carga médio (FC Médio) as diferenças entre as faturas são de 15,45% e 16,45%, para A.1 e A.2, respectivamente, valores esses já encontrados no Quadro 6.3-1. É preciso salientar que a diferença, entre as faturas, nada mais é que um subsídio, aos consumidores A.1 e A.2, proporcionado por outras categorias cujas faturas são superiores aos custos que provocam no sistema.

O exame das Ilustrações 6.3-2 e 6.3-3 permite reconhecer que os consumidores dos subgrupos A.3 e A.4, Longuíssima Utilização (LLU) e Longa Utilização (LU), estão no mesmo caso que os consumidores A.1 e A.2. Isso já não acontece com os consumidores A.3 e A.4 - Curta Utilização (CTU). Esses, com a tarifa de referência, teriam suas faturas reduzidas em relação à tarifa atual. São esses consumidores os responsáveis pelo equilíbrio de receitas entre as duas tarifas. Suas faturas possuem hoje um adicional, em relação aos custos que provocam, que é transferido aos consumidores dos subgrupos A.1 e A.2 e os de Longuíssima Utili

zação do A.3 e Longa Utilização do A.4.

É possível, utilizando o raciocínio expresso nas Ilustrações 6.3-1, 6.3-2 e 6.3-3, verificar algumas situações extremas de consumidores, quanto à variação do valor real da fatura caso seja implantada a estrutura tarifária de referência. A situação mais desfavorável, para um consumidor, na passagem da tarifa atual à tarifa de referência ocorre quando ele tiver fator de carga igual a um (8 760 horas de utilização anual de demanda). Conforme dados apresentados no Anexo I, também citados no item 4.2-1, os quatro grupamentos tarifários tem consumidores com fator de carga próximo à unidade nos meses examinados na amostra. As faturas por unidade de demanda nas duas tarifas seriam: (Exemplo feito com as tarifas da região Sudeste/Centro Oeste).

Quadro 6.3-3 - Faturas de Consumidores com Fator de Carga Igual a Unidade (US\$/ano)

GRUPO TARIFÁRIO	DEMANDA kW . ano	ENERGIA kWh.	FATURA TAR. ATUAL	FATURA TAR. DE REF.	DIFERENÇA %
A.1	1	8 760	157.05	196.67	25,2
A.2	1	8 760	166.40	208.84	25,5
A.3	1	8 760	203.49	247.13	21,4
A.4	1	8 760	238.50	270.18	13,3

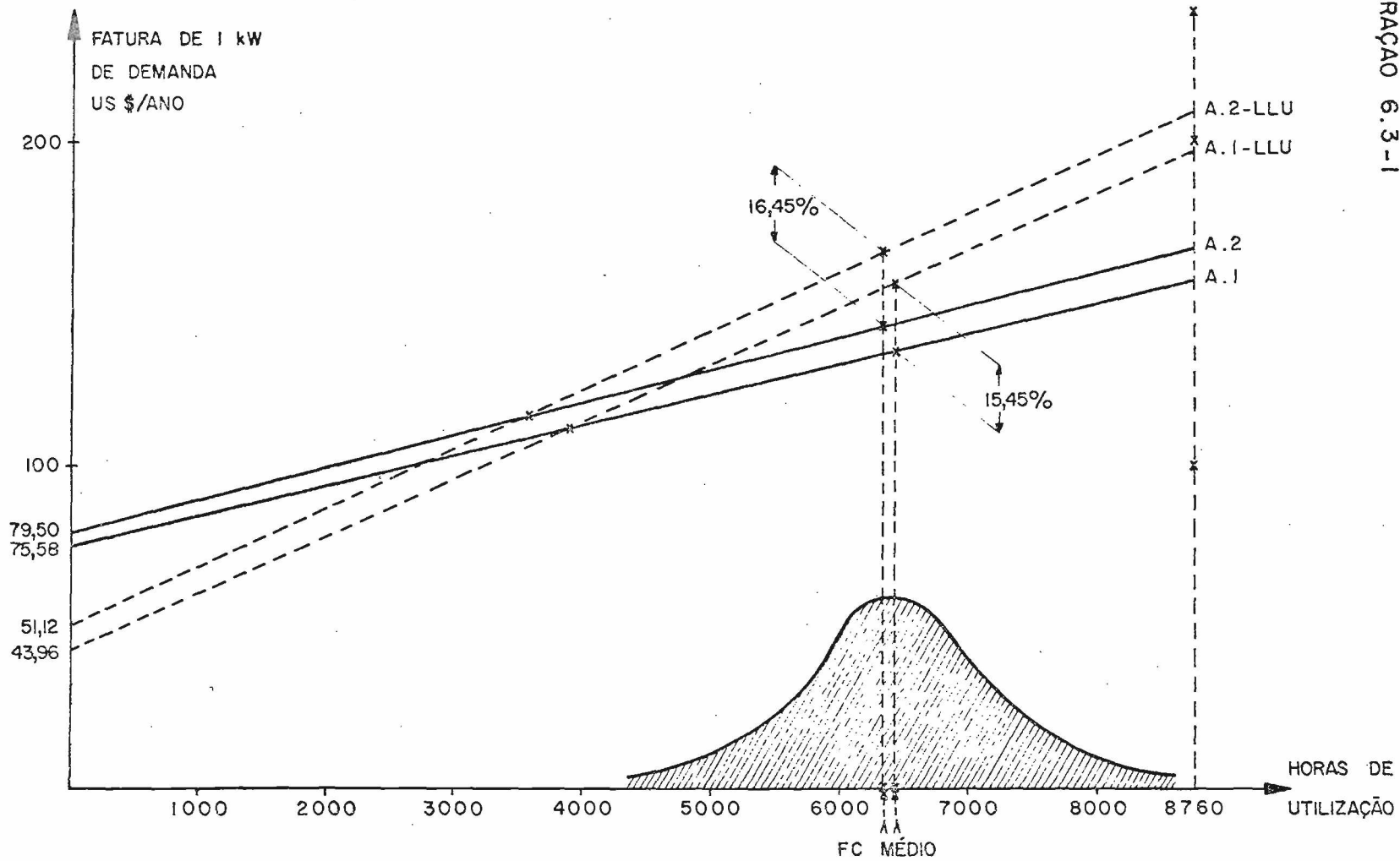
Pelo Quadro 6.3-3 pode-se constatar que o maior afastamento, entre as faturas, pelas duas tarifas (consumidor mais desfavorecido pela aplicação imediata das tarifas de referência) será o consumidor do grupamento A.2 com 25,5%. Esse percentual vai ocorrer em algumas faturas mensais pois, ao longo do ano, sempre haverá alguns meses em que a utilização da demanda é reduzida. Nesse caso o benefício propiciado pelo menor fator de carga se traduzirá de imediato na fatura.

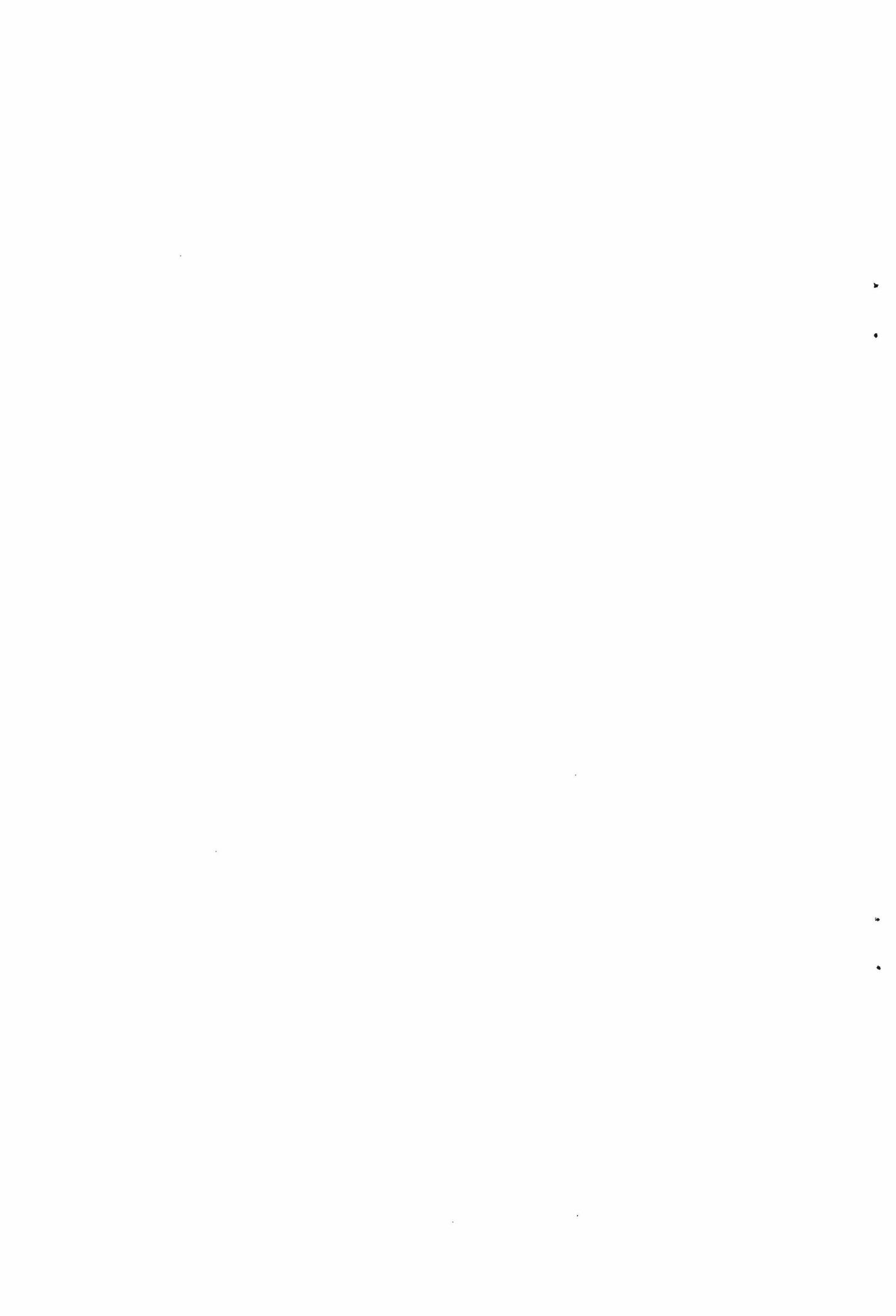
Conforme os dados, acima citados, existe a possibilidade do consumidor estar no outro extremo. Assim, foi encontrado um consumidor do subgrupo A.1 com fator de carga de 22%. No subgrupo A.2, consumidores, com 9,0% de fator de carga e nos subgrupos A.3 e A.4 alguns com fatores de carga inferiores a 10% e 5% respe

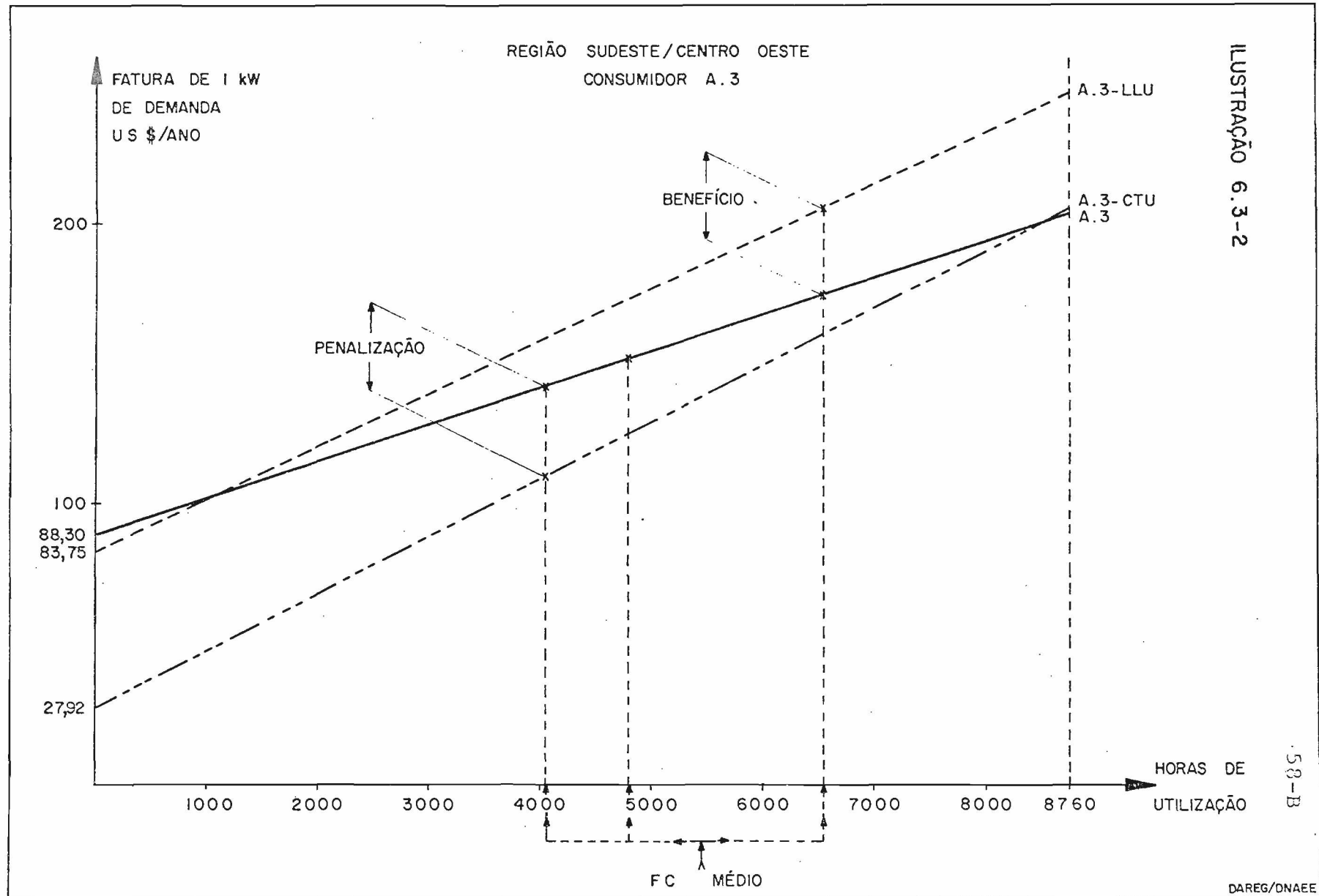
REGIÃO SUDESTE/CENTRO OESTE
 CONSUMIDORES A.1 E A.2

ILUSTRAÇÃO 6.3-1

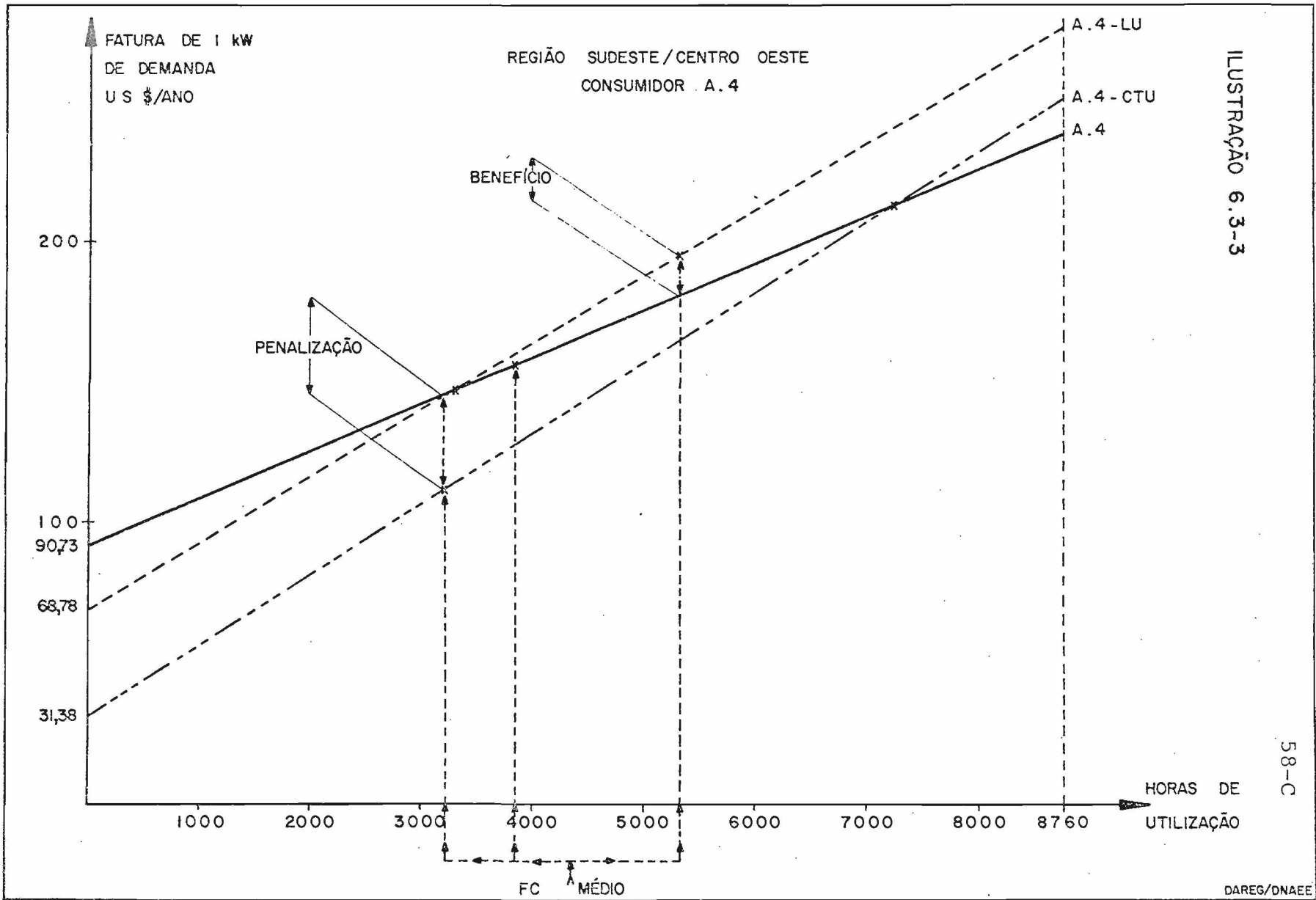
58-A

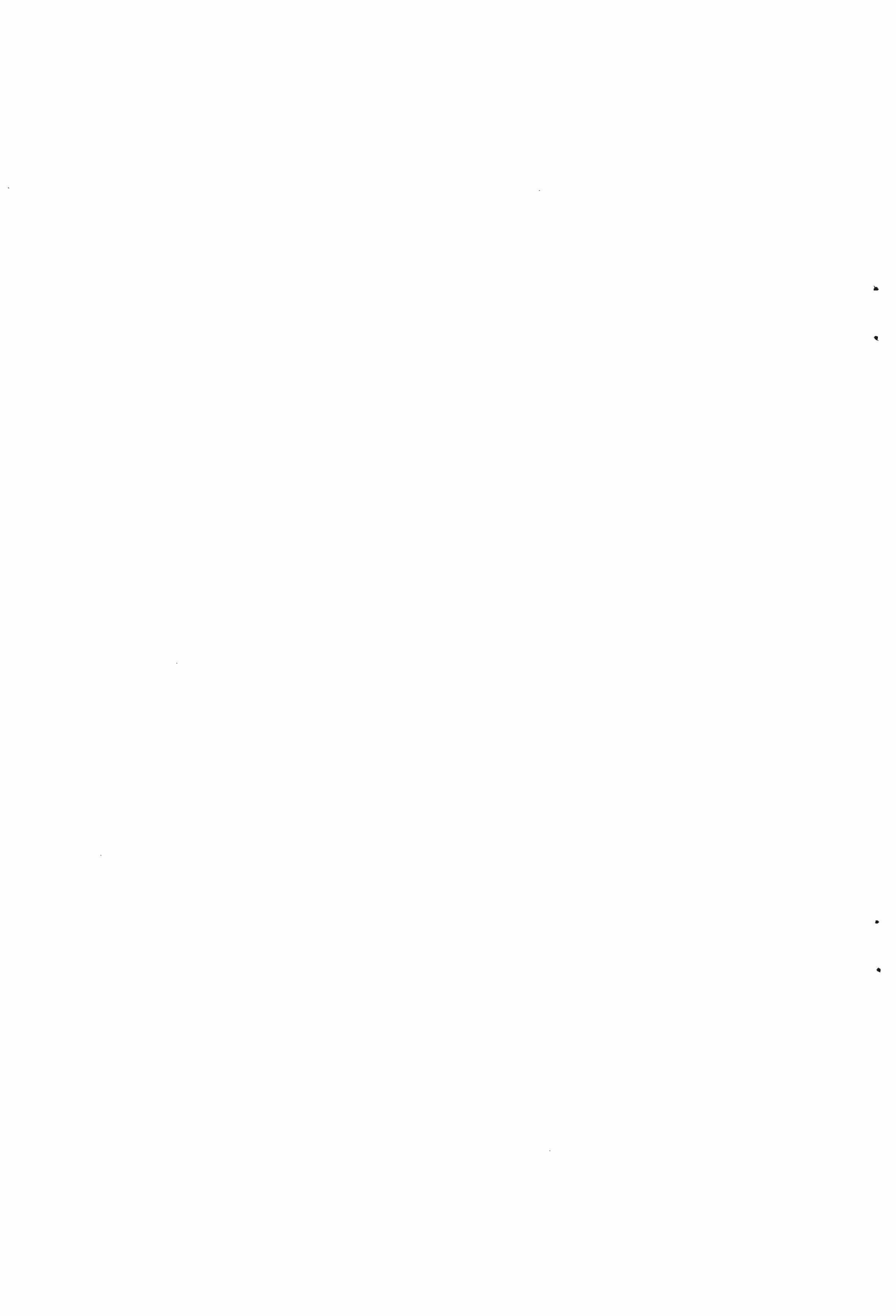












ctivamente. O caso mais favorável para esses consumidores ao utilizar a tarifa de referência seria em horário fora de ponta. Admite-se, somente para efeito de comparação, que os mesmos utilizam a demanda aleatoriamente ao longo do ano. Nessas condições as diferenças de faturas seriam:

Quadro 6.3-4 - Faturas de Consumidores com Fator de Carga Pequeno (US\$/ano)

GRUPO TARIFÁRIO	DEMANDA kW . ano	ENERGIA kWh	FATURA TAR. ATUAL	FATURA TAR.DE REF.	DIFERENÇA %
A.1	1	1 927	93.50	77.56	(17,0)
A.2	1	788	87.32	65.31	(25,2)
A.3	1	876	99.82	100.01	0,2
A.4	1	438	98.12	78.85	(19,6)

Os casos examinados no Quadro 6.3-4 se referem aos fatores de carga citados de 0,22, 0,99, 0,10 e 0,05, respectivamente, mas com uso aleatório de demanda ao longo do ano. Na tarifa de referência o uso aleatório de demanda, nos postos tarifários, implica no pagamento da mesma o ano todo. Com os fatores de carga citados estes consumidores poderiam sair do horário de ponta, por contrato, reduzindo o preço da mesma: no nível A.1 de 43.96 para 2.5 US\$/kW.ano; no nível A.2 de 51.12 para 4.36 US\$/kW.ano; no nível A.3 de 83.75 para 13.42 US\$/kW.ano; no nível A.4 de 68.78 para 22.3 US\$/kW.ano. A saída do horário de ponta reduziria a fatura de energia pois, nesse horário, ela é mais cara. Por exemplo: a saída do consumidor A.1, citado no Quadro 6.3-4, do horário de ponta reduziria sua fatura com a tarifa de referência de 77.56 para 34.78 US\$/kW.ano, com um benefício em relação à tarifa atual de 62,8%.

6.4. Efeitos sobre a Estrutura Tarifária dos Descontos, do Imposto Único e do Empréstimo Compulsório

6.4.1. Efeitos sobre a Estrutura dos Descontos

Os descontos, aplicados sobre as tarifas, repre

sentam ajustes à realidade social, política e econômica do país. Assim, as tarifas atuais tem entre outros, os seguintes descontos: Residencial até 30 kWh/mês (Consumidores de Baixa Renda); Rural, face a necessidade de reduzir os custos da produção de alimentos; Panificadoras; Água, Esgoto e Saneamento; Produtores de Alumínio na Região Amazônica, com o objetivo de acelerar o aproveitamento de recursos naturais inexplorados, etc.

A determinação e o uso de uma estrutura tarifária com base nos custos incorridos para os fornecimentos não deve impedir que os preços finais, da energia vendida, sejam administrados segundo as necessidades sociais, políticas e econômicas do país. Os consumidores com descontos na tarifa atual, em geral, não necessitam do sinal de preço para racionalizar o consumo. Os de baixa renda estão no limite inferior das classes sociais. O seu consumo indica a precariedade de suas disponibilidades econômicas. O consumo em Água, Esgoto e Saneamento indica um melhor atendimento à população, caracterizando a ação social de responsabilidade dos serviços públicos. O incentivo ao aproveitamento de matérias primas em regiões inexploradas é um dever para com o desenvolvimento econômico do país.

É sobre os descontos, justamente, que a estrutura tarifária com base nos custos dos fornecimentos encontra um dos seus grandes objetivos para o processo de decisão. Dispondo-se dos custos dos fornecimentos é possível determinar o volume financeiro dos subsídios e estabelecer, com ele, os limites aceitáveis. É possível, ainda, decidir para onde e para quem os encargos de custos correspondentes serão transferidos. Na tarifa atual, um desconto, pode ou não indicar um subsídio. Verificou-se, no item anterior, que um desconto sobre a tarifa atual, para um consumidor A.4 - Curta Utilização, pode significar apenas uma redução do sobre-preço a ele aplicado em relação ao custo que o mesmo provoca no sistema.

A proposta visualizada pela tarifa de referência não pretende que sejam alterados os dispositivos sociais, políticos e econômicos contidos na estratégia dos descontos. Pretende apenas dar a eles a verdadeira dimensão dentro da política energética global do país, preconizada no Modelo Energético Brasileiro: "reduzir o desperdício, moderar o uso da energia de um modo

global e aumentar o consumo de energia útil".

Para os grupamentos de consumidores em que a tarifa de referência foi calculada, A.1, A.2, A.3 e A.4, tem-se os seguintes descontos quantitativos: (Portaria DNAEE nº 053 de 25.06.81)

- a) Rural: 32,2% nas componentes de demanda e consumo ou o desconto de b);
- b) Rural, Serviços Públicos de Água, Esgoto e Saneamento e Irrigação: $P (\%) = (Df - Dp) \times 50/Df$, onde: P = percentual de desconto na demanda; Df = demanda normal de faturamento; Dp = demanda efetiva nas horas de ponta. (A redução da demanda deve ocorrer no horário da ponta do concessionário;
- c) Tração Elétrica (demanda e energia): 54% ferroviária; 70% urbana;
- d) Água, Esgoto e Saneamento: 20% demanda e energia;
- e) Industrial de A.1 e A.2: 1) - Produção de Alumínio na Amazônia; 2) - Industrialização de Matérias Primas junto a Futuros Aproveitamentos Hidrelétricos: 15% demanda e energia.

Com excessão dos descontos do item b) todos os demais incidem sobre as duas componentes: demanda e consumo de energia. Nesse caso, dentro de cada classe a estrutura é preservada tanto na relatividade entre demanda e energia como por nível de tensão. Como as tarifas de referência foram calculadas para cada grupamento tarifário (todas as classes de uma mesma tensão) haverá uma diferença entre o preço cobrado das classes com descontos e os demais consumidores de um mesmo grupamento tarifário, afetando a estrutura determinada nos cálculos.

O desconto previsto no item b), pela tarifa de referência, se aplica a todos os consumidores indistintamente com a vantagem de não limitar em 50%. Sem necessidade de contrato esse mesmo desconto é dado automaticamente nas tarifas "Curta Utilização" oferecidas aos grupamentos A.3 e A.4.

6.4.2. Imposto Único sobre Energia Elétrica e os Preços da Eletricidade

O Imposto Único, devido pelos consumidores, incide

sobre as classes Residencial, Comércio, Serviços e Outras Atividades, Industrial até 2 000 kWh/mês, independente do nível de tensão de fornecimento e da estrutura das tarifas propriamente dita. Seu valor é calculado a partir da Tarifa Fiscal, resultante da relação entre receita global e consumo global verificados.

Incidindo somente sobre o consumo o Imposto Único sobre Energia Elétrica altera substancialmente a relação: preço final da demanda e preço final da energia vendida em comparação com os valores da tarifa. Por exemplo: um consumidor Comércio, Serviços e Outras Atividades do subgrupo A.4 tem na tarifa de energia o preço de CR\$/kWh 1,91 e Imposto Único de CR\$/kWh 2,2488, formando um preço final de CR\$/kWh 4,1588.

Tendo em vista que grande parte do Imposto Único recolhido reverte ao setor elétrico para investimentos pode-se interpretá-lo como um recurso extra tarifa para manter o preceito legal do "melhoramento e a expansão dos serviços", preconizada na Constituição Federal como um objetivo da tarifa. A necessidade desse recurso, extra tarifa, para manter a expansão do serviço significa um ajustamento inadequado do nível tarifário global em relação às restrições financeiras do setor. Sendo, por outro lado, aplicado somente a três classes de consumidores, com alíquotas diferenciadas, torna a relatividade de preços entre essas classes, e em relação às outras, completamente diferente da relatividade proposta pela estrutura tarifária.

Pelo exposto, até o presente, pode-se inferir que tanto a estrutura tarifária quanto o nível tarifário são substancialmente afetados pelo Imposto Único sobre Energia Elétrica, compondo uma estrutura e um nível do preço final para a eletricidade completamente diferente daqueles estabelecidos pelo cálculo das tarifas. Assim, se através da tarifa se pretender indicar ao consumidor um sinal compatível com os custos dos fornecimentos a aplicação do Imposto Único torna o sinal praticamente inútil por alterar completamente a base tarifária de referência.

A convivência da estrutura tarifária de referência, preconizada no presente trabalho, com a forma atual de incidência do Imposto Único necessitará de alguns cuidados especiais para não prejudicar os objetivos primordiais da tarifa de referência.

6.4.3. O Empréstimo Compulsório e a Estrutura Tarifária

O Empréstimo Compulsório, instituído em favor da ELETROBRÁS, incide sobre a componente de energia dos consumos industriais acima de 2 000 kWh.mês. Seu valor, por unidade de consumo, é variável conforme o percentual de despesas com energia elétrica na composição do custo final dos produtos industriais fabricados.

Face ao seu caráter compulsório os consumidores industriais costumam interpretá-lo como mais uma parcela da composição do preço final da energia elétrica. A realidade, no entanto, é que o Empréstimo Compulsório é mesmo um empréstimo pois: (1) é de aplicação temporária; (2) tem tempo de carência definido; (3) rende juros e correção monetária. Sua criação em caráter compulsório somente teve sentido pela fraqueza do mercado de capitais existente no país. Em termos de acréscimo no preço da energia elétrica, para os consumidores industriais atingidos, somente seria admissível computar as diferenças entre os juros pagos pela ELETROBRÁS e os possíveis lucros que cada um deles poderia obter com o dinheiro. Em termos econômicos seria o valor da diferença entre os juros do Empréstimo Compulsório e os juros reais de mercado. Esta diferença é por demais subjetiva, para cada consumidor individualmente, para que se possa afirmar que o Empréstimo Compulsório tenha realmente efeitos permanentes sobre o preço final da energia elétrica.

Pelas considerações apresentadas verifica-se que o Empréstimo Compulsório afeta, apenas temporariamente, com valores de difícil quantificação a estrutura tarifária da energia elétrica. Ora, toda estrutura tarifária pode conviver temporariamente com algumas perturbações. Assim, é possível afirmar que a convivência entre as tarifas de referência e o Empréstimo Compulsório, tal como estabelecido na legislação atual, é perfeitamente viável.

7. APLICAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DE REFERÊNCIA A CONSUMIDORES FINAIS E SUAS IMPLICAÇÕES

Para efeito de implementação da nova estrutura tarifária a consumidores finais uma série de problemas técnicos, operacionais e legais deverão ser superados. Entre eles pode-se citar: o cálculo das tarifas e seus ajustes; as mudanças na legislação; a assimilação do novo processo pelas empresas e consumidores; o sistema de medição, leitura e faturamento; o atendimento a consumidores, etc.

Diversos aspectos destes problemas podem ser discutidos e analisados com algum detalhe, nesta fase dos estudos, outros deverão ser aprofundados com o correr do tempo.

7.1. Procedimentos para o Cálculo e Fixação das Tarifas

Presentemente os procedimentos para o cálculo e fixação das tarifas, visam, principalmente, o nível das mesmas.

As empresas fazem, anualmente, uma previsão de seu mercado (demanda e energia mensal) para os próximos cinco anos. Através de "Balanços Energéticos" e simulações da operação os Grupos Coordenadores da Operação Interligada (GCOI's) definem os contratos de compra e venda entre empresas. Com estes dados cada empresa apresenta ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, no documento "Planejamento de Tarifas de Energia Elétrica - PLANTE", suas previsões econômico-financeiras, para os próximos três anos, com base em itemização contábil estabelecida no "Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica". O DNAEE, após analisar essas previsões, determina o "Custo do Serviço" de cada empresa concessionária e o agregado do Brasil, conforme definição estabelecida na legislação. Por dispositivo legal as receitas tarifárias devem se igualar ao "Custo do Serviço" determinado. Essa necessidade de receita é discutida com a Secretaria de Planejamento da Presidência da República que, examinando outros aspectos da economia nacional, define os percentuais de aumento nas tarifas que, poderão ou não cobrir o custo do serviço. Os aumentos autorizados são simulados pelo

DNAEE, variando as vezes por categorias de consumidores, até obter os valores numéricos das tarifas de fornecimentos (equalizadas por grupamento tarifário a nível nacional), de suprimentos e as quantidades de recursos financeiros a serem transferidos entre as empresas para compensar os efeitos da equalização tarifária (Reserva Global de Garantia).

A sistemática de cálculo das tarifas de referência, visa, antes de tudo, definir uma estrutura tarifária, utilizando os conceitos de "Custo Marginal de Longo Prazo" e "Custo Marginal de Curto Prazo". O primeiro definido como o custo econômico da antecipação de investimentos no programa de expansão de usinas e linhas e o segundo como a variação do custo de operação ao longo da curva de carga e das estações do ano. Esse procedimento coloca, em evidência imediata, a necessidade de procedimentos mais apurados para a previsão da curva de carga dos consumidores, para definir fisicamente o programa de expansão e estimar seus custos.

Uma melhor previsão, da curva de carga dos consumidores, implica num conhecimento mais aprofundado da forma como a eletricidade é utilizada pelos consumidores e, também, uma medição mais detalhada do que a realizada hoje. As duas implicações apresentadas formam um ciclo vicioso com a tarifa de referência. Para calculá-la é necessário maior conhecimento das curvas de carga e do comportamento dos consumidores. Para conhecer melhor esses dois elementos é necessário colocar em aplicação as tarifas de referência (horo-sazonais) para viabilizar um maior grau de conhecimento dos consumidores através de uma medição mais sofisticada.

A definição física do programa de expansão sofre, hoje, alterações muito frequentes para as necessidades do cálculo das tarifas de referência. Haveria necessidade de estabelecer um programa de expansão de referência oficial, para o setor elétrico, com revisões a cada ciclo de cálculo da estrutura tarifária de referência (um ciclo razoável seria o de calcular a estrutura de três em três anos).

Face ao reflexo imediato da estimativa dos custos do programa de expansão, sobre a estrutura e nível das tarifas de referência, será necessário um cuidado todo especial nestas previsões.

sões.

A experiência realizada com o presente estudo mostrou, apesar de algumas deficiências, que a sistemática de cálculo é perfeitamente viável de realizar e que os resultados obtidos, até os níveis de agregação estudados, são suficientemente confiáveis para efeito de uma primeira etapa de implementação das tarifas de referência. Os aperfeiçoamentos que podem ser introduzidos permitirão refinar os cálculos, ao longo das etapas de implementação, nos seguintes itens:

a) Caracterização da Demanda

- A fixação do período de ponta na Região Nordeste entre 17h e 20h e nas demais de 18h às 21 horas é relativamente restrito. Existe a possibilidade de ocorrerem pontas máximas fora destes períodos, particularmente nos meses de inverno.
- Uma empresa pode ter sua ponta máxima deslocada para fora do período de ponta do sistema interligado que a supre se os consumidores usarem, intensamente, o sinal tarifário proposto na tarifa de referência.
- As substituições de outras formas de energia por energia elétrica, prevista no Modelo Energético Brasileiro, pode alterar a curva de carga de muitos consumidores, introduzindo mais um fator de incerteza nas previsões. (A previsão até 1990 é de substituições da ordem de 8 a 10%, havendo tempo de absorver as modificações).
- Levantamento das características de todos os consumidores dos grupamentos A.1, A.2, A.3 e maiores consumidores do grupamento A.4, previstos para serem atingidos pelas novas tarifas na primeira etapa de implantação.
- Implantação de um programa de medição em subestações visando levantar curvas de cargas típicas dos principais nós dos sistemas de transmissão e distribuição (para utilização no aperfeiçoamento do cálculo dos custos marginais de redes).
- Acompanhar e prever os efeitos da aplicação da estrutura tarifária de referência.

b) Custos Marginais de Produção

- As deficiências observadas nos procedimentos de cálculo não comprometem a estrutura básica das tarifas encontradas. Um melhor orçamento do programa de expansão pode ser obtido a perfeição dos níveis tarifários encontrados.
- O cálculo dos custos marginais de produção implicará em mudanças de enfoque em alguns procedimentos de planejamento. Os programas de expansão deverão ser estáveis, sujeitos apenas às revisões naturais de sua dinâmica.
- Os processos e os critérios de planejamento deverão ser explícitos de forma a permitir igual entendimento e aceitação pelos participantes do processo decisório.
- O nível de garantia no atendimento deverá ser homogêneo entre as diferentes regiões, assegurando uma qualidade de serviço igual para todos os consumidores.
- Custos das usinas especializadas para a ponta, em locais próximos aos centros de carga, poderão ser melhor estimados.
- Os parâmetros utilizados para definir os custos de antecipação de investimentos poderão ser aperfeiçoados.
- Os cálculos podem ser levados a uma maior desagregação, chegando-se, se necessário, aos custos marginais por empresa.
- Critérios de rateio dos custos de obras comuns à produção, transmissão e distribuição, deverão ser estabelecidos.

c) Custos Marginais de Redes

- Maior participação das empresas na determinação e aprimoramento das estimativas dos custos de transmissão e distribuição.
- Melhoria da infra-estrutura computacional e de modelos para os programas de expansão de redes.
- Conhecimento maior da malha das redes dos níveis A.3, A.4 e Baixa Tensão.
- Critérios de participação das subestações nos custos das redes, deverão ser aperfeiçoados.

Todas as implicações citadas, e os aperfeiçoamentos pre

visíveis para o cálculo da estrutura tarifária de referência, representam o necessário avanço tecnológico para obter uma estrutura tarifária neutra e racional de um confronto sistemático entre a oferta e a demanda de eletricidade. Essas mudanças necessárias, nos procedimentos, estavam de certa forma ocorrendo, pela maior complexidade atingida pelo sistema elétrico brasileiro, e com apenas algum esforço adicional podem, perfeitamente, serem implementadas.

Os procedimentos de cálculo, viabilizados, permitem a obtenção da estrutura tarifária ao nível de agregação desejado. Basta, então, que na definição do nível tarifário o DNAEE em seus procedimentos atuais utilize, nas simulações das receitas, a estrutura tarifária de referência encontrada. Um maior aperfeiçoamento do processo pode ser obtido facilmente na medida que os valores numéricos das tarifas de referência forem sendo manipulados. Por exemplo, o nível das tarifas de referência é aquele em que as receitas se igualam ao "Custo do Serviço". Um nível maior, para as mesmas, poderia ser autorizado pela Secretaria de Planejamento da Presidência da República se a política econômica global do país fosse orientada no sentido do setor elétrico operar, nos programas de investimento, com maior quantidade de recursos próprios.

7.2. Legislação Tarifária

Os aspectos legais da implementação da estrutura tarifária de referência estão associados a quatro pontos principais : (a) substituição de uma tarifa que incide sobre uma demanda máxima mensal e um consumo de energia, também mensal, por outra com quatro postos horo-sazonais (Ponta, Fora da Ponta, Período Úmido, Período Seco); (b) troca da relatividade de preços entre demanda de potência e consumo de energia; (c) manutenção do preço final das componentes de demanda e energia o mais próximo possível da estrutura tarifária de referência encontrada (efeitos na estrutura do Imposto Único, Empréstimo Compulsório); (d) Utilizar a tarifa de referência para determinar também o nível tarifário.

Os dois primeiros itens estão relacionados ao Decreto nº 62.724 de 17.05.68. Esse Decreto em seu artigo 22 prevê a aplicação de tarifas horo-sazonais, em caráter especial. Através de

seus dispositivos o DNAEE tem autorizado faturamento especial na demanda, desde que haja redução pelo consumidor, nos horários de ponta. O dispositivo, no entanto, não é suficiente para permitir o faturamento da energia com preços diferenciados segundo os postos horários e a sazonalidade anual. Também, no mesmo decreto, estão especificados os custos contábeis a serem cobertos pelas tarifas de demanda e de consumo, respectivamente. Assim, a implantação das tarifas de referência (horo-sazonais) implica em alterações no Decreto nº 62.724 de 17.05.68, no sentido de autorizar valores das tarifas de demanda e consumo diferentes dos estabelecidos e valores horo-sazonais em condições normais. Essas alterações, no referido Decreto, darão origem a uma série de medidas por parte do DNAEE, até que a nova tarifa seja completamente implementada. Serão necessários, entre outros, os seguintes regulamentos e medidas: (1) definição do esquema de cálculo da estrutura tarifária e sua periodicidade; (2) construção de tabelas tarifárias, com os ajustes necessários, tendo em vista os descontos, o Imposto Único e o Empréstimo Compulsório; (3) definição dos consumidores que estarão sujeitos às novas tarifas. Nessa definição poderá ser examinada, com detalhes, a aplicação da nova tarifa somente a consumidores optantes; (4) definição das etapas em que a implementação será realizada; (5) condições gerais de fornecimento e faturamento; (6) disposições quanto ao sistema de medição; (7) definição do processo de aquisição dos medidores; (8) orientação às concessionárias quanto à prioridade de instalação dos medidores; (9) esclarecimentos sobre as novas tarifas às concessionárias e consumidores; (10) respeito à igualdade de tratamento de consumidores nas mesmas condições de fornecimento; (11) instruções para o rateio de despesas não vinculadas diretamente à produção, transporte e distribuição; (12) convivência de dois sistemas tarifários durante um certo período; (13) procedimento para multas por fator de potência baixo nos postos tarifários; (14) ajustes gradativos nas tarifas atuais, por nível de tensão, de forma a aproximá-las aos valores encontrados nas tarifas de referência; (15) estabelecer coerência entre a venda de energia a consumidores finais e o suprimento a empresas.

O número de medidas, quer legais, quer operacionais (com

pra e instalação de medidores, por exemplo) colocam em evidência a necessidade de implantar gradativamente as novas tarifas, atingindo a meta dos 1.800 consumidores previstos no cálculo (grupos A.1, A.2, A.3 e grandes do A.4 num período mínimo de 4 anos. Esse período será contado a partir das alterações no Decreto nº 62.724 e tem seu caminho crítico, como se verá mais adiante, na alteração do sistema de medição.

Os demais pontos apresentados, no início deste item, se referem à operacionalização completa da nova estrutura tarifária, com a formalização de um modelo econômico-financeiro completo para o setor. Esses níveis de detalhes somente serão claramente visualizados após a implementação de toda a estrutura tarifária. Isso significa que se deverá, primeiro, estender a nova estrutura a todo o grupo A.4 e, segundo, aos consumidores em que seja justificável a nova tarifa, da baixa tensão. Sabe-se, no entanto, que o primeiro passo para racionalizar todos os procedimentos econômico-financeiros do setor elétrico é implementar e operacionalizar completamente uma estrutura tarifária racional.

7.3. Sistema de Medição

O sistema de medição é, sem dúvida, o item que sofrerá o maior impacto com a introdução das tarifas horo-sazonais. Pelo processo atual, apenas um registro de demanda máxima mensal é realizado, como também, somente um acumulado do consumo mensal é necessário. Com a nova estrutura tarifária, por horários, será preciso, no mínimo, dois registros de demanda máxima por mês, como também, um mínimo de dois registros do acumulado do consumo de energia: Ponta e Fora da Ponta. Em termos da medição normal, utilizada presentemente, equivale a utilizar dois medidores convencionais, para tarifa binômica, com um mecanismo de comutação capaz de ativar um ou outro conjunto conforme os horários.

Algumas empresas possuem instalados, hoje, um certo número de aparelhos registradores (Printômetros) que traçam, em papel, o gráfico da evolução do uso da demanda ao longo do dia. Esses aparelhos foram instalados com o objetivo de aumentar a precisão da leitura da demanda máxima junto aos grandes consumidores e também levantar com mais detalhes as curvas de carga. Esses aparelhos poderiam ser utilizados, precariamente, para uma

leitura horo-sazonal. Várias dificuldades se apresentam para o seu uso: (1) os valores de demanda e consumo, por posto tarifário, precisariam ser lidos de um gráfico por processo visual; (2) a escala dos gráficos é menor que os valores das leituras reais. Sua transformação em valores numéricos exige cuidados excepcionais; (3) o processamento visual desses gráficos é demasiadamente lento.

Os faturamentos especiais de demanda, autorizados pelo DNAEE (Portaria DNAEE nº 053/81, item III, nº 5), quando há redução da mesma, no horário de ponta da concessionária, exigem uma medição do tipo a ser utilizado com as tarifas de referência. Alguns arranjos de medição horo-sazonal já se encontram, por isso, instalados nas concessionárias.

Para realizar as medições preconizadas pelas tarifas de referência, numa primeira etapa, aproximadamente 1.800 consumidores e posteriormente ampliação para os 50.000 consumidores do subgrupo A.4, será necessário estabelecer a instalação de medidores adaptados para o fim proposto.

Levantamentos realizados, durante os estudos, permitiram determinar diversos tipos de arranjos de medição, capazes de realizar as medidas necessárias para a tarifa horo-sazonal: (1) Time-Switch; (2) Registrador de Impulsos; (3) Injeção de Onda de Frequência na Faixa de 100 a 1000 Hz (Ripple Control); (4) Modificação da Forma de Onda Primária (60 Hz); (5) Onda Portadora na Faixa de Frequência de 5 a 3000 kHz ("carrier"); (6) Medidores Eletrônicos: "Time-of-day Watt-Hour Meter System" e "Registrador de Impulsos em Fita Magnética ("cassete)". Qualquer um dos arranjos estudados pode resolver o problema de medição propriamente dito. Cada um deles, no entanto, apresenta vantagens e desvantagens dependendo das características particulares de cada sistema elétrico e do número de consumidores que se pretende atingir. A tendência natural, na maioria dos países do mundo, é optar pelos medidores eletrônicos, quer pela alta precisão e rapidez nas leituras, quer pela velocidade em que os preços dos mesmos diminuem com a evolução dos dispositivos de micro-processamento. A dificuldade imediata, quanto a esses últimos medidores, decorre do fato de que as partes eletrônicas, dos mesmos, não são produzidos no Brasil (micro-processador, equipamentos de leitura e

programação). Os fabricantes nacionais, consultados em sua maioria, estão interessados na produção desses medidores no Brasil. As quantidades encomendadas, no entanto, seriam o fator determinante da nacionalização. A importação dos medidores tipo "Time-of-day Watt-Hour Meter System" representariam uma despesa entre US\$ 850 e US\$ 1.200 por medidor. Essa quantia, na prática, pode ser considerada de pequena monta tendo-se em conta que um medidor convencional mecânico (uma leitura de demanda e uma de consumo), de fabricação nacional, custa aproximadamente US\$ 500, por unidade.

As empresas de energia elétrica, que atendem os 1.800 consumidores previstos para a primeira etapa de implantação das tarifas de referência, possuem posições bastante semelhantes. Cada uma delas gostaria de analisar, após especificadas as leituras mínimas exigidas pelas novas tarifas, o seu sistema em particular e somente após essa análise optar por um tipo de medidor. Deve-se ter em mente que cada empresa possui particularidades que justificam plenamente a posição por elas assumida.

O fato importante que pode ser adiantado em relação à medição horo-sazonal é que, tanto os medidores, quanto os procedimentos de instalação e manutenção são de tecnologia conhecida. O mesmo otimismo, no entanto, não pode ser mantido quanto aos prazos para colocar em operação a medição preconizada. Qualquer arranjo de medição que seja visualizado vai exigir: (1) especificação por parte do Poder Concedente das leituras mínimas exigidas pelo novo sistema tarifário; (2) análise particular dos sistemas de cada empresa e definição do arranjo de medição mais adequado; (3) colocação das encomendas no mercado, quer nacional, quer internacional; (4) recebimento das encomendas por lotes; (5) instalações dos novos medidores; (6) testes e simulações dos medidores e dos procedimentos de leitura; (7) treinamento das equipes ligadas ao assunto. O conjunto de atividades, enumeradas, define um tempo mínimo entre a decisão de implantar as tarifas e a primeira leitura pelo novo sistema. Esse tempo mínimo foi estimado em 18 meses. Adicionando as dificuldades que todo sistema novo representa e a necessária operacionalização gradativa do sistema, pode-se estimar mais 18 meses para colocar todos os 1.800 consumidores previstos sob a nova medição. Esses prazos re

presentam, sem sombra de dúvida, o caminho crítico em todo o processo de implementação.

Os tempos mínimos previstos para a implantação de toda a medição da primeira etapa, por um lado, pode prejudicar a obtenção dos resultados esperados com o novo sistema tarifário mas, por outro lado: (1) torna o processo mais seguro; (2) permite os aperfeiçoamentos necessários nos procedimentos de cálculo; (3) facilita o ajuste das instruções e regulamentações; (4) permite nacionalizar toda a fabricação dos medidores para as etapas posteriores.

7.4. Processo de Atendimento a Consumidores

O processo de atendimento a consumidores adquire conotação especial em cada empresa concessionária tendo em vista principalmente: (1) posição no organograma da empresa dos órgãos envolvidos; (2) porte dos consumidores atendidos; (3) existência ou não de documentação escrita para orientação; (4) capacitação profissional dos técnicos envolvidos; (5) sistema computacional de faturamento; etc.

De um modo geral, no entanto, a sequência de atividades desenvolvidas no atendimento a novos consumidores ou ampliações de cargas de antigos consumidores, ligados em alta tensão, são muito parecidas. Com a colaboração de duas empresas (COPEL e ELETROPAULO), a segunda responsável pelo atendimento de aproximadamente 1/3 dos consumidores previstos para a primeira etapa de implementação da nova tarifa, foi feito um levantamento minucioso dessas atividades cujo resumo apresenta-se a seguir:

- 01 - Consulta do consumidor à empresa sobre a viabilidade de atendimento;
- 02 - Empresa informa condições gerais de fornecimento, sistemática e valores numéricos das tarifas e entrega questionário a ser preenchido pelo consumidor e minuta de contrato a ser firmado no futuro;
- 03 - Consumidor preenche questionário com os dados solicitados;
- 04 - Empresa analisa os dados do consumidor, visita o local e define tensão e ponto de ligação à rede;
- 05 - Empresa através de estudos de operação e planejamento define as obras necessárias, prazos para execução e custos com

participação financeira do consumidor se for o caso;

- 06 - Empresa apresenta resultados dos estudos ao consumidor junto com contrato definitivo, em que está expressa a participação financeira do consumidor. Entrega ao consumidor instruções quanto às instalações a serem construídas pelo consumidor, inclusive posição e tipo do medidor;
- 07 - Consumidor aprova a proposta, assina o contrato e recolhe a contribuição financeira;
- 08 - Empresa realiza a construção das obras. Examina instalações da subestação. Realiza as inspeções técnicas;
- 09 - Empresa instala medidor. Faz cadastramento do medidor. Prepara ficha de leitura. Aciona inclusão do consumidor no processamento de dados. Faz ligação do consumidor;
- 10 - Empresa realiza as leituras conforme calendário previsto. Passa a leitura feita para a ficha de leitura e zera o medidor (esse ato é feito em presença de representante do consumidor);
- 11 - Valores da ficha de leitura são transcritos para cartão perfurado para computador. Segue processamento das faturas por lotes de consumidores.

A implantação da estrutura tarifária de referência terá implicações em muitas das atividades de atendimento ao consumidor. Destaca-se como implicações mais substanciais: (1) contatos iniciais com o consumidor; (2) o texto do contrato a ser assinado entre consumidor e empresa; (3) os procedimentos de leitura e faturamento.

Nos primeiros contatos com o consumidor a empresa informa condições gerais de fornecimento e dados sobre tarifa e recebe informações do consumidor quanto às cargas a serem instaladas. Essa atividade crescerá substancialmente de importância com a nova estrutura tarifária. Caberá à empresa explicar detalhadamente, ao consumidor, as diversas modalidades de aplicação das tarifas de referência, inclusive orientando-o quanto a melhor tarifa a ser aplicada e os possíveis benefícios propiciados. Para isso o consumidor deverá fornecer dados mais detalhados, de seu processo produtivo, regime de trabalho e possibilidades de desligamentos no horário de ponta e/ou utilizar a tarifa Curta

Utilização. Caberá à empresa a importante missão de verificar e indicar todas as possibilidades de aumentar o uso de energia útil nos horários em que custar menos para o consumidor e consequentemente para o sistema (coletividade). Nessa fase de atividades os formulários e questionários existentes hoje deverão ser alterados para se enquadrarem à nova sistemática tarifária e aos novos regulamentos emitidos pelo Poder Concedente. Os estudos operativos e de fluxo de carga, que serão feitos em seguida, dependerão da forma de consumir (tipo de tarifa) que será estabelecido entre o consumidor e a empresa.

O texto do contrato hoje realizado, entre consumidor e concessionária, prevê um valor de demanda mensal, duração normal de cinco anos e seus termos estão mais ou menos padronizados a partir de sugestões apresentadas e discutidas no Comitê de Distribuição - CODI. O texto do contrato a partir da nova tarifa vai depender do tipo de tarifa escolhida, nas discussões entre consumidor e empresa, e dos desligamentos no horário de ponta. Esses desligamentos darão benefícios tarifários quando fixados em contrato pois, caso contrário o planejamento não poderá dimensionar as redes e subestações para o atendimento do consumidor.

Os procedimentos de leitura, registros e as atividades sequenciais até o faturamento também sofrerão modificações com a nova estrutura tarifária. Se o arranjo de medição escolhido for dois medidores e um dispositivo de comutação o sistema de fichas terá que continuar. Será alterado somente o programa de computador para os cálculos da fatura. A escolha de medidores eletrônicos modifica completamente a sistemática de leitura e faturamento. As medições estarão armazenadas nos próprios medidores, quer na memória de um micro-processador, quer numa fita magnética. A passagem desses dados, do medidor para processamento pelo computador, exigirá um transdutor eletrônico, havendo possibilidades de transmissão dos dados ao computador por teleprocessamento. Existem hoje diversas formas para realizar essa atividade, inclusive a possibilidade de o próprio transdutor (quando é um micro ou mini-computador) interpretar os dados e fazer a emissão da fatura. Qualquer que seja, no entanto, o medidor escolhido existem hoje soluções tecnológicas conhecidas para as atividades de leitura e processamento.

Todas as alterações, visualizadas no processo de atendimento aos consumidores, são de realização relativamente rápida perto do tempo necessário para definir, encomendar, receber e instalar os medidores. Alterações de formulários, questionários e infra-estrutura de contatos da empresa com o consumidor são atividades internas da própria empresa que em último caso podem ser improvisadas. Os procedimentos de leitura e faturamento dependem basicamente do medidor escolhido. O mais sofisticado deles (Registrador de Impulsos em Fita Magnética) exigirá como transdutor um mini-computador. Para isso existem mini-computadores, importados, disponíveis no mercado que exigiriam despesas adicionais em moeda estrangeira. O mesmo resultado, no entanto, pode ser obtido pela adaptação da entrada de um mini-computador de fabricação nacional, conforme estudos já realizados. Resta, finalmente, as alterações do programa de computador para cálculo e emissão da fatura. Esse programa processa por lotes as faturas dos consumidores e está adaptado à tarifa atual. Para a primeira etapa de implantação da nova tarifa o ideal é um processamento independente dos consumidores sujeitos a elas. Conhecidas, as características do medidor, e os itens de leitura um programa de faturamento é de fácil confecção necessitando um máximo de seis meses para sua operacionalização, conforme opinião unânime dos especialistas no assunto.

7.5. Empresas Concessionárias

A implantação da estrutura tarifária de referência terá, nas empresas concessionárias, outras implicações além das já citadas nos itens anteriores. A mais importante delas será sem dúvida a alteração de sua função perante o sistema elétrico e o consumidor. A partir do enunciado da nova estrutura tarifária nela estarão espelhados os custos incorridos em cada fornecimento. Com esses custos deverá a empresa se tornar um verdadeiro agente de transformação em seus hábitos e hábitos dos consumidores. Deverá agir como o elemento responsável pela redução de seus próprios custos, pois deverá explicá-los aos consumidores, e velar para que os consumidores façam o melhor uso possível da energia a eles fornecida. Isso significará um necessário aumento do relacionamento entre o consumidor e a empresa.

Durante o processo de transição até a implantação da nova estrutura tarifária serão múltiplas as demais implicações nas empresas concessionárias. Para aperfeiçoar o cálculo dos custos marginais terão que aperfeiçoar seus procedimentos de planejamento e orçamentos. Terão que aprofundar o conhecimento das curvas de carga dos consumidores e nos diversos pontos da rede. Terão que preparar pessoal para as novas necessidades tais como: (1) função de agente de racionalização do uso da energia; (2) redução de custos em todos os níveis; (3) instalação, controle e manutenção dos equipamentos de medição; (4) acompanhamento da aplicação da nova tarifa e análise das modificações do comportamento dos consumidores e do sistema; (5) aperfeiçoamento em seus procedimentos administrativos e operacionais; etc.

7.6. Consumidores Finais

Para os consumidores finais as principais implicações, da implantação da nova estrutura tarifária, estão relacionadas à defasagem existente entre a estrutura de custos dos fornecimentos e a estrutura das tarifas atuais.

No item 6.2 ajustou-se as tarifas de referência fazendo a hipótese de que as receitas obtidas, pelas tarifas atuais, em cada região não seriam alteradas quando da implantação das novas tarifas. Nessa hipótese está expressa a idéia de que o esquema atual, de obtenção de recursos, por via tarifária, em cada região é desejada pela administração superior. Mantida essa hipótese, e a estrutura das tarifas de referência por região, verifica-se no item 6.3 que a fatura dos consumidores sofreria as seguintes alterações em média (Quadro 7.6-1):

Quadro 7.6-1 - Alteração das Faturas Médias -
Igualdade de Receita por Região

GRUPO TARIFÁRIO	NORDESTE %	SUDESTE/C.OESTE %	SUL %
A.1	19,59	15,73	24,36
A.2	-	16,45	23,33
A.3	3,13	(2,56)	6,01
A.4	(10,09)	(12,17)	(2,57)

Pela hipótese apresentada o Poder Concedente, ao implantar as novas tarifas, deverá providenciar o ajuste gradativo da estrutura atual até chegar aos aumentos e diminuições das tarifas atuais em valor real conforme o Quadro 7.6-1. Esses valores, evidentemente, colocam em pauta a seguinte pergunta: Conhecendo os custos dos fornecimentos em cada região é razoável retirar a mesma receita que a tarifa atual em cada uma delas? Não seria mais lógico, talvez, igualar as receitas das duas tarifas em nível nacional? Essa segunda hipótese representaria aplicar um ajuste homogêneo no nível das tarifas de referência permanecendo, nesse caso, as seguintes diferenças entre a estrutura atual e a nova estrutura:

Quadro 7.6-2 - Alterações das Faturas Médias -
Igualdade de Receita Nacional

GRUPO TARIFÁRIO	NORDESTE %	SUDESTE/C.OESTE %	SUL %
A.1	14,39	18,52	14,01
A.2	-	19,26	13,06
A.3	(0,13)	(0,02)	(2,81)
A.4	(14,00)	(10,05)	(10,68)

Verifica-se que na hipótese de receita constante entre as duas tarifas, em cada região, os maiores ajustes se farão nos níveis A.1 e A.2 da região Sul. Na hipótese de receita constante entre as duas tarifas para todo o Brasil os maiores ajustes se farão nos níveis A.1 e A.2 da Região Sudeste/Centro Oeste. Esse caso era previsível já que o maior afastamento entre as duas tarifas está na Região Sudeste.

Sob qualquer ângulo que se analise o problema chega-se sempre às mesmas conclusões (apresentadas no item 6.3, gráficos 6.3-1 a 6.3-3, para a Região Sudeste). Ao se aplicar as tarifas de referência, praticamente todos, os consumidores dos níveis A.1 e A.2 terão suas faturas aumentadas em relação às tarifas atuais. Nesse mesmo caso estão os consumidores Longuíssima Utilização (LLU) do nível A.3 e os de Longa Utilização (LU) do nível

A.4. Os consumidores "Curta Utilização" dos níveis A.3 e A.4 terão suas faturas diminuídas. Deve-se salientar que, em dezembro de 1980, foram faturados 17 consumidores em A.1, 291 em A.2, 1.389 em A.3 e 52.587 em A.4. Infelizmente não se conhece ainda o número de consumidores "Curta Utilização" dos níveis A.3 e A.4. Estima-se, no entanto, que eles representam a maioria nos dois níveis. Assim, em termos de número de consumidores a maior parte deles seriam beneficiados com a implantação da nova estrutura tarifária. Em termos de atividade econômica predomina, nos quatro níveis, o ramo industrial, concentrando-se nos níveis A.1 e A.2 as indústrias de grande porte (Metalúrgica, Química e Extração e Tratamento de Minerais). Isto significa que na estrutura atual as pequenas indústrias tem os preços da energia elétrica acima dos custos que provocam para compensar os preços menores que os custos provocados pela grande indústria. Esse fato coloca na base da problemática de implementação da nova estrutura tarifária, a compreensão, por parte das grandes indústrias, dos objetivos da mesma e a sensibilidade do Poder Concedente para reajustar as diferenças de forma a que sejam facilmente absorvidas.

Existem dois fatores que facilitarão a compreensão dos objetivos das novas tarifas e a capacidade de assimilação dos reajustes pela grande indústria. O primeiro deles é a presença de grupos multinacionais, entre as indústrias de grande porte, os quais estão acostumados com tarifas horo-sazonais em seus países de origem ou nas filiais em várias partes do mundo. O segundo fator é a forte inflação existente no país tornando pouco perceptível ajustes tarifários moderados em valor real.

Apesar dos fatores favoráveis, da estrutura e conjuntura da economia nacional, será necessário dialogar com os consumidores de grande porte, aumentar a troca de informações entre eles e as empresas, com o objetivo de tornar bem clara a proposta apresentada. Com isso grande parte dos consumidores poderá utilizar convenientemente seus equipamentos com grandes possibilidades de tornar quase nula a diferença acima estimada. Verificou-se no item 5.3 que a redução de 50% na demanda e no consumo durante o horário de ponta, sem reduzir o consumo total de energia de um consumidor A.4 - LU do N/NE reduziria sua fatura em 29,8%. Um

consumidor A.2 da região SE/CO, nas mesmas condições, consegue uma redução de fatura de 17%.

Um ponto importante, ainda, deve ser salientado sobre o impacto da implantação da estrutura tarifária de referência nos consumidores finais. Trata-se da substituição de outras fontes de energia por energia elétrica e vice-versa. Os valores numéricos das tarifas atuais são obtidos em cada categoria de consumidores sem regras estabelecidas podendo, em valor real, variar aleatoriamente. Os valores numéricos das tarifas de referência representam os custos dos fornecimentos e possuem uma base teórica e estável para sua determinação. Com esses valores a estrutura estabelecida fica estável e os cálculos de custo/benefício, de uma substituição energética ou, de investimentos em conservação, adquirem seu verdadeiro sentido.

7.7. Conclusões e Recomendações

A implantação da estrutura tarifária de referência, a consumidores finais, apresenta implicações técnicas, econômicas, políticas e psicológicas. Trata-se, na realidade, de uma modificação profunda do sistema tarifário de energia elétrica, tanto em sua concepção, quanto em sua forma de utilização pelas empresas concessionárias e pelos órgãos de decisão superior.

Uma alteração profunda no sistema tarifário exige, como foi visto nos itens anteriores, transformações em quase todas as práticas atualmente incorporadas à vida cotidiana do sistema produtor de energia elétrica e consumidores. Este fato coloca o problema de implementação como uma solução política e estratégica associada à vontade expressa no Modelo Energético Brasileiro de: "Estabelecer uma política de preços que induzam os consumidores a poupar energia, reduzir as perdas, moderar o crescimento do consumo de energia total e aumentar o consumo de energia útil" (1).

Sob o ponto de vista técnico, econômico, político e psicológico, aparecerão, sem dúvida, dificuldades e resistências. As dificuldades técnicas poderão, sem dúvida, serem superadas estruturando o setor elétrico com a base tecnológica indispensável para enfrentar um longo período de escassez energética. Os custos financeiros da implantação são de pequena envergadura já

que estão associados principalmente à troca da medição que, mais cedo, ou mais tarde, seria feita pela necessidade de conhecer mais detalhadamente as formas de consumo e aumentar a rapidez dos faturamentos. As resistências políticas e psicológicas se não inevitavelmente superadas pela possibilidade de se praticar preços da energia elétrica próximos aos custos tornando viável um processo de decisão racional e o estabelecimento de uma política energética coerente em todos os seus níveis.

Grande parte dos problemas, relacionados ao sistema tarifário, estão associados ao tradicional ciclo vicioso de todas as economias em desenvolvimento: "não se tem um sistema tarifário racional porque não se conhece suficientemente a estrutura de consumo e a estrutura de oferta de eletricidade; não se conhece bem essas duas estruturas porque não se tem um sistema tarifário que facilite o conhecimento". A racionalização da estrutura tarifária torna-se, por isso, o primeiro passo indispensável para todas as outras decisões necessárias ao rompimento do ciclo vicioso existente. Os valores numéricos das tarifas de referência calculadas, são suficientemente confiáveis e, representam um bom compromisso entre adequação aos custos e simplicidade. É possível recomendar, por isso, a sua implantação, respeitando a necessária cautela e progressividade das grandes transformações.

8. APLICAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DE REFERÊNCIA AO SUPRIMENTO E INTERCÂMBIO ENTRE EMPRESAS E SUAS IMPLICAÇÕES

8.1. Aspectos Institucionais dos Suprimentos e Intercâmbios

A legislação, dos serviços públicos de eletricidade, estabelece que os suprimentos, de energia elétrica a empresas concessionárias, sejam regulados por contratos feitos entre as partes.

Os contratos de suprimento entre as empresas concessionárias que integram os sistemas interligados brasileiros são regidos pela Lei nº 5.899, de 05.07.73, que criou os Grupos Coordenadores da Operação Interligada - GCOI's e o respectivo decreto de regulamentação - Decreto nº 73.102, de 07.11.73. Nesta legislação estão, também, definidas as bases da operação coordenada dos sistemas elétricos interligados nacionais.

Para efeito de suprimento, a legislação estabelece que serão regulados através de contratos os fornecimentos de demanda de potência e consumo de energia, não sendo, legalmente reconhecidas quaisquer garantias ou titulações associadas a estas modalidades de fornecimentos. Assim, são reconhecidas por via contratual, uma demanda contratada e uma energia reservada, as quais as supridoras se obrigam a colocar à disposição das compradoras, nos respectivos pontos de entrega. Os valores de demanda contratada deverão ser obrigatoriamente pagos, independentemente de sua efetiva utilização. Aos valores de energia, reservados em contrato, não se associam obrigações de compra ou pagamento, por parte das receptoras, sendo faturados apenas os valores medidos.

A regulamentação que define as bases da operação, dos sistemas interligados, estabelece princípios de racionalização dos sistemas elétricos, caracterizando o perfil da ação coordenadora a ser exercida pelos GCOI's. Integram esta regulamentação: (a) a obrigatoriedade de elaboração dos Planos de Operação Anual que estabelecem, tanto os valores contratados de demanda, quanto os de energia reservada; (b) os programas de operação trimestrais e respectivas revisões mensais, para acompanhamento e ajustes do Plano Anual; (c) a capacidade dos GCOI's em referendar suprimentos de energia e/ou potência máxima horária que, embora

não contratuais, visam uma melhor racionalização do uso dos re cursos energéticos; (d) a conta de Consumo de Combustíveis Fos seis - CCC, fundo financeiro, composto por quotas proporcionais ao mercado de cada empresa e que se destina ao pagamento dos com bustíveis utilizados na geração de energia termoelétrica; (e) au toridade dos GCOI's de propor condições compensatórias para su primentos, extra-contratuais, dando base, à criação de intercâm bios de caráter específico de otimização do sistema, tais como: Substituições de Unidades Geradoras em Manutenção; Substituição de Energia Térmica; Substituição de Ponta Térmica, Armazenamento em Reservatório de Terceiros; etc.

8.2. Operação Coordenada e Processo de Contabilização dos In tercâmbios

A atuação dos GCOI's, na operação interligada se efetua através de duas grandes linhas de ação que se distinguem, tanto pelos objetivos, quanto pelo nível em que se processa a operação coordenada.

A primeira linha se caracteriza pelo enfoque global dos procedimentos de coordenação, onde, pelo uso de modelos adequados de simulação a nível de sistema, se busca o estabelecimento de um ótimo econômico da operação interligada, sem preocupações específicas com o caráter isolado de cada empresa componente.

A outra linha se preocupa, basicamente, das compensações financeiras e ajustes, a nível de empresa, necessários ao "justo rateio dos ônus e benefícios da operação interligada" preconizada na legislação.

Para efeito de operacionalização deste processo, que se inicia com os Planos Anuais de Operação e que finda no período pós-operativo, em função das necessárias análises estatísticas, de controle e de contabilização que o mesmo exige, contam os Grupos Coordenadores com uma organização completa, na qual se destacam as figuras do Comitê Executivo, Sub-Comitês de Estudos e a Secretaria de Supervisão e Coordenação.

Constitue função do Comitê Executivo o exercício de co mando da operação interligada, razão pela qual é, legalmente com posto, pelos Diretores aos quais está afeta a área de operaç ão de todas as empresas envolvidas. Sua ação é colegiada e dela e

manam as diretrizes operacionais, as normas, os procedimentos, os estudos ou instruções que se revelem necessárias à coordenação da Operação Interligada. Os Planos Anuais e os Programas Trimestrais de Operação, são preparados pelos Subcomitês de Estudos, que servem de suporte à ação colegiada do Comitê.

Os Planos Anuais de Operação tem os seguintes objetivos básicos:

- o estabelecimento dos valores contratuais de demanda e energia reservada para o ano de operação a que se refere;
- a previsão do intercâmbio de demanda e energia entre empresas, a respectiva previsão de geração térmica, ao longo do horizonte de cinco anos de simulação do Plano;
- o estudo das condições de atendimento do mercado, ao longo do mesmo horizonte.

Os programas Trimestrais de Operação, os quais pelas imposições do Sistema, já vem sendo revisados mensalmente pelo Comitê Executivo, objetivam, entre outros, os seguintes:

- a definição, a nível semanal, das manutenções e restrições operativas das unidades geradoras do sistema;
- a fixação da geração térmica média mensal e ponta térmica máxima, individualizadas por usina;
- a fixação da geração média mensal para cada usina hidráulica do sistema;
- a definição dos valores médios e máximos semanais de intercâmbio entre empresas;
- alocação da reserva de potência para a ponta máxima esperada na semana.

Para efeito de implantação dos princípios e procedimentos os Grupos Coordenadores contam com os serviços permanentes de uma Secretaria de Supervisão e Coordenação, à qual cabe resolver, segundo determinação do Comitê, sobre a capacidade de gerar das centrais termelétricas e hidrelétricas, sobre a reserva girante a ser mantida, sobre o programa de manutenção de unidades geradoras e de transmissão, sobre medidas de emergência.

Em razão das várias modalidades de energia presentes no

intercâmbio entre empresas do sistema interligado e, ainda, do tratamento diferenciado no que toca a seu controle e preços, uma das exigências do processo de sua contabilização é a de caracterizar cada uma destas modalidades, de forma a possibilitar seu respectivo faturamento e controle.

Dada a impossibilidade evidente, de medição simultânea dos vários tipos de suprimentos envolvidos no intercâmbio, o processo de contabilização implantado no GCOI baseou sua filosofia de atuação nas características do controle automático de carga-frequência, presente na totalidade das empresas supridoras em grosso do sistema interligado.

O sistema de controle caracteriza-se pela ação sobre o fluxo de potência entre cada empresa e a malha interligada, ou seja, controla através da soma algébrica dos diversos recebimentos e fornecimentos de uma empresa de/para todos os demais que com ela programam intercâmbios.

Tal característica tem permitido, a nível de sistema, o controle do intercâmbio líquido da empresa com a malha interligada, o qual, confrontado com os valores programados para a hora de operação, permitem estabelecer os desvios negativos ou positivos horários entre os intercâmbios programados e realizados com o sistema. Baseada nesta possibilidade, a sistemática de contabilização em vigor prescreve que os valores mensais dos intercâmbios, para efeito de faturamento, serão iguais à soma dos valores programados no hora a hora da operação, devendo os desvios verificados serem compensados entre a empresa e o sistema, segundo o programa decidido a nível do GCOI.

Cada empresa controladora de área somente controlará o intercâmbio líquido programado da sua área, o que significa que os fluxos energéticos poderão fluir por qualquer caminho elétrico em função dos parâmetros da malha e, não havendo desvios, sempre ocorrerá o intercâmbio líquido programado. Entretanto, é próprio de um sistema interligado a ocorrência de desvios de intercâmbios. O cálculo de tais desvios será feito pela diferença entre o intercâmbio líquido medido e o intercâmbio programado (contabilizado). Resultam destes desvios de intercâmbio, desvios de geração própria para mais ou para menos, que deverão ser interpretados, respectivamente, como "crédito" ou "débito" que a em

presa tem para com o Sistema Interligado. Esses desvios devem ser compensados em intervalos de tempo e quantidades definidas de uma forma coordenada para todo o Sistema Interligado de modo que a somatória das parcelas de correção de desvios de cada área seja zero a fim de serem evitados desvios na frequência do sistema. O objetivo será sempre a manutenção dos desvios acumulados o mais próximo possível do valor zero.

A compensação deverá ser feita a nível de programação, devendo cada empresa colocar em sua folha de planejamento diário dos intercâmbios, os valores de correção de desvios definidos a priori pela empresa coordenadora.

8.3. Efeitos da Aplicação das Tarifas de Referência sobre os Suprimentos e Intercâmbios

Para efeito das análises desenvolvidas neste item serão consideradas as seguintes funções exercidas a título de coordenação operacional do sistema interligado:

- Demanda Contratada;
- Energia Reservada;
- Manutenção de Unidades Geradoras;
- Substituição de Energia Térmica;
- Substituição de Ponta Térmica;
- Armazenamento em Reservatórios de Terceiros.

8.3.1. Demanda Contratada

A metodologia do Plano Anual de Operação, para efeito de fixação da demanda contratada, utiliza o conceito de balanço de ponta mensal, individualizado por empresa. O balanço é feito confrontando disponibilidades próprias com os requisitos. São disponibilidades: (a) a capacidade efetiva das usinas hidráulicas; (b) a soma das capacidades máximas das usinas térmicas; (c) demandas garantidas por contratos feitos antes da existência dos GCOI's. São requisitos: (a) a demanda máxima mensal da carga própria da empresa, inclusive parcelas correspondentes a suprimentos a empresas não pertencentes aos GCOI's; (b) reserva de potência de responsabilidade da empresa. Os "deficits" apontados no balanço definem a demanda mensal a contratar, não podendo, em cada mês, ser inferior ao mês imediatamente anterior, exceto

quando da entrada de novas unidades geradoras na empresa contra tante. Nesse caso, as novas unidades são consideradas na disponibi lidade mas, os contratos já vigóntes não podem ser diminui dos.

Uma segunda etapa de cálculos é adicionada em que serão consideradas as disponibilidades e requisitos de ponta, de cada empresa, advindas, respectivamente, das demandas adicionais associadas à contratação de energia para suprimento de deficits de energia firme e às demandas adicionais associadas às necessi dades de manutenção.

O alto preço da demanda, presente na estrutura tari fária atual, tem levado as empresas a estimar suas necessida des de ponta de forma a se prevenir de despesas desnecessárias por potência não utilizada, como também de desembolso para demanda que ultrapasse os contratos (cobrada pela tarifa de demanda normal), despesa essa não considerada na previsão do "Custo do Serviço".

O mecanismo de associar uma demanda à energia re servada, por deficit de energia firme, é recente (Portaria do Ministro das Minas e Energia nº 356, de 24.03.81). Seu objetivo foi compensar o baixo preço da energia firme, presente na estru tura tarifária atual.

A implantação da estrutura tarifária de referên cia não terá em princípio nenhum efeito imediato sobre a forma de determinar os contratos de demanda mensais.

A melhor adaptação aos custos, nos preços da de manda nas tarifas de referência, terá influências, principalmen te nas decisões de expansão, evitando instalações de demanda adi cional com o intuito de aproveitar o alto preço de venda atual.

O primeiro problema que pode ser apontado, quan do da implantação das novas tarifas, ocorrerá no momento que os regulamentos permitam a opção de redução na solicitação de potência nos horários de ponta da empresa supridora. Pelos valores de custos calculados essa redução, quando contratual, autoriza um desconto na tarifa de demanda (para suprimento no nível A.0 > 345 kV) de 95%. Este caso deverá ocorrer com muita frequência no futuro já que a instalação de usinas nucleares, usinas a carvão e transporte de grandes massas de energia de locais distan

tes, ocasionarão a construção de usinas especializadas em ponta próximas aos centros de carga. A empresa concessionária dessas usinas especializadas em ponta poderá reduzir suas compras nos horários de ponta do sistema interligado, necessitando, por isso, de demanda fora do horário de ponta com redução de 95% na tarifa. Deve ser salientado que o preço da demanda e da energia estarão compatibilizados com seus verdadeiros custos.

A ocorrência do fato acima descrito, tornará apenas, um pouco mais sofisticado o balanço para efeito de determinação da demanda contratada. Trará por outro lado um benefício imediato que será o uso da usina especializada em ponta próxima ao local de produção reduzindo a rede de transporte que hoje é construída para transportar demanda, face ao seu alto preço.

O segundo problema a ser apontado, com a introdução da nova estrutura tarifária, está associado à medição da demanda e sua contabilização. Será necessário substituir a medição hoje existente nos pontos de entrega por medidores capazes de leituras horo-sazonais. Esses medidores, somente pela complexidade e necessidades do sistema atual, já poderiam ter sido instalados.

Um terceiro problema, a ser apontado, se associa ao fato de que a demanda de potência terá preço bastante inferior ao atual. Isto colocará em pauta as ultrapassagens da demanda contratual. Será necessário um sistema de preços penalizantes, para estas ultrapassagens, sob pena de por em risco a programação da expansão do sistema.

Um quarto problema, ainda, pode ser apontado. As reduções de potência nos horários de ponta da supridora, por parte da compradora, deverá ser programado por ponto de entrega de tal forma a utilizar de maneira ótima as redes da empresa supridora.

Todos os problemas apontados merecerão análises mais detalhadas, aperfeiçoamentos nos modelos de simulação dos intercâmbios e maior número de atribuições aos Grupos Coordenadores da Operação Interligada.

8.3.2. Energia Reservada

Os contratos vigentes definem como energia reservada o montante obtido pela aplicação à demanda contratada de

um determinado fator de carga, a qual, embora obrigatoriamente colocada à disposição da recebedora, não terá, por esta, obrigatoriedade de compra e/ou pagamento.

Por outro lado, a lei de criação do GCOI, através de seu decreto de regulamentação, estabelece que os valores de energia reservada serão fixados anualmente, mês a mês, através de balanços energéticos de energia com base na ocorrência de período hidrológico crítico, observadas que sejam as respectivas disponibilidades de transmissão.

Conforme especificado na lei, tais balanços tem sido regularmente apresentados nos Planos Anuais de Operação do GCOI e retratam, basicamente, o confronto entre as disponibilidades e requisitos mensais de energia firme de cada empresa do sistema interligado.

As disponibilidades próprias de energia são definidas, no balanço, como iguais à soma da capacidade de produção de energia firme do conjunto hidrelétrico da empresa, obtida por simulação com balanço estático, com a capacidade firme das pequenas usinas hidráulicas, consideradas em bloco nas simulações, e com a capacidade máxima mensal, exceto manutenções programadas, de suas unidades térmicas.

De outra parte, seus requisitos de energia se medem pelos valores de carga própria, aprovadas no âmbito do GCOI, onde se incluem os fornecimentos efetuados a outras empresas não pertencentes ao Grupo Coordenador para Operação Interligada.

A diferença entre as disponibilidades e requisitos, presentes no balanço de energia, se negativa, constituirá a energia reservada da empresa e, como tal, deverá estar coberta por seus compromissos contratuais, dentro dos limites do fator de carga neles estabelecidos.

Eventuais saldos negativos não cobertos pelos contratos vigentes, deverão ser assegurados junto às respectivas empresas regionais, através da contratação de uma demanda adicional, atualmente calculada pela adoção de um fator de carga de 0,85.

O atual sistema tarifário brasileiro prevê a definição da tarifa de energia como resultado do quociente de suas despesas de exploração, acrescidos de seus impostos e taxas le

gais, pelos valores do mercado de energia previsto.

Evidentemente as empresas supridoras e recebedoras incluem, seja no mercado previsto, seja na despesa de exploração, respectivamente, os valores de energia firme saídos do balanço de energia do Plano de Operação e que servem legalmente de base a definição do seu custo de serviço. Como balanço de energia com base no período crítico de afluências históricas está vinculado à garantia de atendimento, na ocorrência de períodos hidrológicos mais favoráveis que o crítico, as supridoras de energia firme ficam com o seu mercado diminuído.

Devido à pequena probabilidade de ocorrência de períodos iguais ou piores que o crítico, conclui-se que o cálculo da receita, no que toca especificamente a energia reservada contratual, penaliza as empresas supridoras que, em muitas ocasiões, vêm-se impossibilitadas do ressarcimento da integralidade de seus custos de exploração.

Do lado da recebedora, naturalmente, a situação se inverte, pelo aparecimento de um ganho financeiro que as prováveis afluências acima da crítica ajudam a criar. Embora os procedimentos de otimização operacional em prática não vêm sendo afetados pelo exposto acima, há de se destacar, a este propósito, que a utilização de outros critérios permite compensar indiretamente estas diferenças, resultantes da substituição pela empresa recebedora de seu recebimento firme, por sua energia secundária. O mais significativo para as empresas mais afetadas, que são as empresas supridoras regionais, é que está previsto no seu custo de serviço um montante correspondente a aquisição de substituição de sua energia térmica, neste caso não deverá ser utilizado, visto que, com a diminuição dos seus suprimentos, a sua substituição de térmica não se fará necessária.

A implantação da nova estrutura tarifária vai acentuar substancialmente os problemas apontados, dado o alto preço da energia firme em relação ao preço da demanda. Será necessário, por isso, estabelecer novas regras quanto aos procedimentos compensatórios sobre o uso ou não da energia reservada. Ainda, pela nova estrutura tarifária a energia reservada terá preços diferenciados para períodos de ponta, fora da ponta, período úmido e período seco.

Os dois pontos, levantados acima, indicam que pe la nova estrutura tarifária regras completamente diferentes das atuais deverão ser estabelecidas no tratamento da energia reservada. Os conceitos de otimização, por outro lado, poderão ser bastante aperfeiçoados. O fato da energia reservada ter preços, na nova tarifa, próximos a seus custos e diferenciados por postos horo-sazonais facilitarão os seguintes tipos de intercâmbios: (a) compra de energia garantida com demanda fora do horário de ponta; (b) compra de demanda e energia somente no horário de ponta; (c) compras diferenciadas no período úmido e período seco; etc. Estas opções embora necessitem de medição apropriada darão uma grande flexibilidade para a otimização das transferências de energia mas aumentarão, proporcionalmente, as responsabilidades dos Grupos Coordenadores da Operação Interligada.

Para o detalhamento dos critérios a serem adotados, com a introdução das novas tarifas, serão necessários estudos um pouco mais detalhados com a participação dos Grupos Coordenadores da Operação Interligada.

8.3.3. Manutenção de Unidades Geradoras

Os critérios atuais do GCOI permitem que cada empresa tenha autoridade na fixação de seu programa de manutenção o qual, em geral, tem sido utilizado como dado de entrada nos modelos de planejamento da operação.

As compras adicionais de demanda e energia, provo cadas pelos efeitos da manutenção, tem sido valorizadas, segundo contrato e sistemas tarifários vigentes, pelos preços estabelecidos para a demanda e energia firme contratuais.

Tal fato tem levado as empresas compradoras de demanda a programarem suas manutenções fora dos períodos de balanço de ponta desfavorável, de modo a minimizar suas despesas com demanda, justamente a maior componente do custo de serviço.

Destacamos o fato que as manutenções previstas no Plano de Operação visam atender somente a parte contratual, de forma que a empresa tenha recursos, inclusive financeiros, para efetuar paralizações em seus equipamentos.

Entretanto, no decorrer da programação efetuada através dos Programas de Operação, as manutenções previstas pe

las empresas serão ajustadas às necessidades do sistema como um todo, sendo, portanto, deslocadas ao longo do ano, sem qualquer ônus adicional à empresa em questão, através da programação de intercâmbios de demanda compensatórios com o sistema interligado.

A implantação da estrutura tarifária de referência não terá efeitos sobre o presente item.

8.3.4. Substituição de Energia Térmica

Basicamente, o programa de substituição da geração térmica, no sistema interligado, se processa em três etapas.

Numa primeira etapa, através de modelos adequados de otimização energética e de simulação elétrica, são definidos os valores de geração térmica mensais necessários aos atendimentos energéticos, elétrico e de confiabilidade para o período em referência.

Numa etapa posterior são caracterizadas, já a nível individualizado, as usinas, tanto as térmicas quanto hidráulicas, que irão atuar ao longo do mês, bem como suas respectivas gerações, visando atender às metas de produção fixadas na primeira etapa.

Uma vez otimizada a operação do sistema, conforme estabelecido nas etapas anteriores, a terceira e última fase trata, basicamente, dos benefícios financeiros resultantes do processo, ou seja, cuida de definir critérios que permitem compensar, de forma justa, a participação de cada empresa no resultado global da otimização. Dentro destes critérios de compensação surge como de grande importância o da "substituição de energia térmica", figura pela qual se procura dirigir a cada empresa o resultado de sua participação no esforço de redução da geração de energia termoelétrica no sistema.

A filosofia desta participação está calcada, primeiramente, no princípio de que os eventuais excedentes hidráulicos, provocados por afluições hidrológicas acima daquelas de referência, previstas no processo de dimensionamento do sistema, deverão ser utilizadas em seu processo de otimização, através da consequente redução da eventual energia térmica necessária no período.

Em segundo lugar é admitido o princípio de que os benefícios auferidos pela substituição deverão ser rateados pro

porcionalmente à participação de cada empresa supridora de substituição, conforme fixado pelo programa referido na 2a. etapa, complementado pelos balanços de energia, empresa a empresa, realizado para o propósito de fixação deste tipo de intercâmbio.

De acordo com o sistema de compensações financeiras, a energia de substituição térmica somente é considerada no custo do serviço da empresa compradora, e seu preço é fixado igual ao da tarifa de energia firme da empresa regional correspondente.

Desta feita o produto decorrente das transações efetuadas a título de substituição de energia térmica se, de um lado, representam custos devidamente cobertos pelas tarifas aprovadas para as empresas compradoras, por outro, representam um caixa adicional às supridoras, que não os consideram como vendas na previsão de seu custo do serviço. Fica, pois, evidente no atual sistema, duas linhas de ação bastante distintas. A primeira refere-se a falta de motivação das compradoras no recebimento da substituição de energia térmica, uma vez que tais intercâmbios representarão desembolsos financeiros evitáveis à medida em que tenham autorizada a correspondente geração térmica em suas unidades próprias. A segunda relaciona-se ao evidente interesse das empresas supridoras em assumirem a substituição térmica em virtude da possibilidade de arrecadação adicional, proporcionada por este tipo de intercâmbio. Nestes termos, esta receita, vinculada a este intercâmbio, age como forte incentivo a se conseguir os objetivos buscados de minimização de geração térmica, ou em última análise, de otimização do sistema.

Destacamos o fato de que, como a contribuição a CCC é feita por todas as empresas, proporcionalmente a seus consumos finais, as próprias empresas arcarão com as despesas referentes a geração térmica, inclusive a proprietária da usina, servindo este procedimento também como um forte incentivo a minimização da geração térmica, através da sua substituição por energia hidráulica excedente, visto que as próprias empresas que arcarão com as despesas serão estimuladas a promover esta substituição.

Ressaltamos o caso da prioridade que é dada à empresa possuidora da usina térmica efetivar a sua substituição,

através de sua própria energia secundária, medida esta consequência direta do fato de que as energias não são contratadas e sim reservadas. Como as próprias empresas receptoras utilizam suas energias secundárias, inclusive para substituir seus recebimentos firmes, as empresas fornecedoras muitas vezes ficam impossibilitadas, por falta de mercado, de gerar inclusive sua energia firme, fazendo desta maneira, a substituição de sua própria energia térmica de forma indireta, isto é, por falta de carga para atender.

Isto resulta, para as empresas que possuem geração térmica, um caixa adicional resultante da diferença do montante previsto no seu custo do serviço e o montante realmente efetivado, saldo este, que não onera as empresas fornecedoras, visto que o benefício financeiro desta substituição não foi considerado na sua receita, entretanto como um ganho adicional, caso se realize. Por outro lado, as empresas receptoras que substituem suas compras firmes por sua própria energia secundária, tem também um caixa adicional, gerado pela diferença entre o recebimento de energia firme previsto no Plano de Operação e o valor efetivamente realizado.

Tais aspectos não chegam, entretanto, a impactar os objetivos da substituição, uma vez que a facilidade de controle da geração termoelétrica, em razão da configuração predominantemente hidráulica do parque interligado brasileiro, bem como os mecanismos de controle a nível de sistema com que conta o GCOI, permite realizar a otimização global do sistema interligado.

Os mesmos procedimentos, quando olhados sob a ótica da maior valorização da energia, somente fará reforçar os incentivos já proporcionados às supridoras e, em consequência, agirão em sentido contrário relativamente às compradoras.

Caso a substituição de energia térmica venha a ser feita pelo valor marginal da água na época da substituição, permanecerá ainda sem solução, ainda neste caso, a falta de motivação das compradoras, o que, diga-se de passagem, somente existiria numa situação em que estas empresas arcassem diretamente com o custo do combustível de suas termoelétricas, o que lhe permitiria dimensionar diretamente os benefícios de sua subs

tituição. Ressalva-se que a adoção desta sistemática poderá implicar em se distribuir os benefícios financeiros da substituição de maneira diferente da atual, uma vez que mantido o atual critério de considerar no custo do serviço o preço da energia de substituição igual ao preço da energia firme, as receptoras passarão também a dispor de um caixa adicional gerado pela diferença entre o custo da energia firme e o custo marginal da água.

Finalmente, cabe ressaltar que qualquer modificação nos critérios existentes de substituição de energia térmica deve ser olhado em conjunto com a existência da CCC, visto este mecanismo estar intimamente ligado aos procedimentos relativos a geração térmica do sistema.

8.3.5. Substituição de Ponta Térmica

Analogamente ao processo de substituição de energia térmica, os critérios que levam à substituição de ponta térmica podem ser ordenados em três etapas principais:

Numa primeira etapa são determinados os valores globais de geração térmica, a nível de sistema, necessários ao atendimento dos requisitos energéticos.

Em etapa posterior, tendo em conta as restrições de ponta e de confiabilidade igualmente a nível do sistema, são individualizadas, através de critérios econômicos, as usinas termoelétricas que serão despachadas no mês.

Finalmente, uma última etapa, meramente contábil, cuida da distribuição às empresas interligadas dos benefícios financeiros resultantes deste tipo de tratamento global das necessidades de geração de ponta do sistema.

A filosofia da distribuição dos benefícios baseia-se no princípio de respeito à individualidade da empresa no processo de definição de suas reais necessidades de ponta.

Nestes termos, os balanços individualizados de ponta, entendidos como a diferença entre a totalidade dos recursos que a empresa possa dispor, inclusive térmicas próprias, e o montante total de seus requisitos, podem provocar o aparecimento de geração de ponta em unidades térmicas não relacionadas no programa de atendimento global do sistema.

É óbvio que tais montantes, vistos sob o enfoque de otimização global não terão autorizadas suas produções, as quais, em consequência, serão substituídas pelas disponibilidades de ponta hidráulica presente no balanço de ponta a nível de sistema. Assim, as empresas envolvidas que apresentaram individualmente recursos suficientes ao atendimento de sua ponta, não serão gravadas com valores adicionais de demanda em seus contratos normais de compra de potência. Por outro lado, as empresas supridoras de ponta hidráulica de substituição e que, portanto, tiveram descapitalizados seus estoques energéticos deverão ser compensados desta ocorrência, o que hoje é feito, via pagamento da energia associada à ponta substituída. Em outras palavras, o processo atual de substituição prevê que as empresas com ponta térmica a ser substituída, não serão oneradas pelo recebimento adicional de demanda, sendo entretanto, obrigadas ao pagamento da energia associada ao recebimento da ponta de substituição, cujos montantes serão valorizados através de tarifa igual a da energia firme da empresa regional correspondente.

Os benefícios desta venda adicional de energia são repartidos entre as supridoras na razão direta de suas potencialidades de substituição, detetadas por ocasião da elaboração dos programas de substituição.

No que toca ao procedimento em vigência, as empresas supridoras não incluem em seu custo do serviço o mercado extraordinário criado pela necessidade de substituição de ponta térmica.

Nestes termos a receita igualmente extraordinária, vinculada a este tipo de intercâmbio age como forte incentivo a se conseguir os objetivos de minimização de geração termelétrica, ou em última análise, de otimização do sistema.

Por outro lado, as empresas receptoras de energia de substituição são autorizadas a incluir em seu custo do serviço as despesas previstas de substituição de ponta térmica através da previsão de substituição de energia térmica. Desta forma, os comentários já feitos sob o título de substituição de energia térmica permanecem válidos.

8.3.6. Armazenamento em Reservatórios de Terceiros (Energia de Otimização)

O armazenamento de energia em reservatórios de terceiros visando uma otimização global do sistema, foi recentemente redefinido nos processos de intercâmbio, como Energia de Otimização, sendo sua caracterização, identificação e compensação completamente diferentes dos critérios anteriormente utilizados para este tipo de intercâmbio utilizado.

Os critérios de armazenamento de energia em reservatórios de terceiros utilizados no passado, desempenharam um papel importante na otimização energética, nos anos em que havia grande disponibilidade de energia na maioria das empresas geradoras e limitações de transmissão significativas entre as regiões Sul e Sudeste, visto que, pouco a pouco modificava os intercâmbios de energia firme, com pequena repercussão financeira nas empresas envolvidas.

A medida em que o sistema foi crescendo, com maiores interligações entre empresas e regiões, bem como a implantação do sistema de contabilização pelo valor programado, etc., que permitiu uma maior agilidade nas programações de armazenamento entre todas as empresas controladoras de área. Este processo de intercâmbio entre empresas, visando a otimização global do sistema, passou a interferir diretamente nos fornecimentos de energia firme, conflitando portanto, o interesse global do sistema com o interesse individual de cada empresa.

Havia portanto, necessidade de se manter os intercâmbios visando a otimização energética global e ao mesmo tempo identificar para cada empresa qual a modalidade de energia que ela estaria recebendo, ou seja, recebimento de energia contratual, substituição térmica e/ou energia de otimização.

Os critérios ora em discussão, pressupõe a otimização do sistema como um todo sob o ponto de vista energético, resultando então intercâmbios de energia globais entre as empresas. O próximo passo seria identificar quais as parcelas deste intercâmbio global constitui a energia firme contratual, a energia de substituição térmica e a energia de otimização.

Os critérios ora em fase de aprovação pressupõem, implicitamente ou explicitamente, a utilização do valor da água de cada empresa no momento do planejamento da operação para identificação de cada uma das parcelas que compõe o intercâmbio.

Caso o valor da água na empresa recebedora seja tal que indique necessidade de receber energia contratual, substituição térmica ou otimização, cada uma destas parcelas serão identificadas e contabilizadas como tal. A energia firme contratual e de substituição térmica são apropriadas e faturadas conforme critérios já descritos.

8.3.7. Conclusões

Conforme se constata pela análise efetuada, nos itens anteriores, os critérios que atualmente regem os intercâmbios de energia elétrica tem permitido o cumprimento, por parte do GCOI, dos objetivos de otimização do sistema.

Alguns obstáculos à essa otimização que ainda existem, motivações por incompatibilidade de ordem econômico-financeira, estão sendo superados graças aos mecanismos à disposição do GCOI que permitem, como primeira prioridade, fixar metas globais de otimização.

A implantação da nova sistemática tarifária proposta no presente estudo terá algumas implicações relacionadas principalmente às reduções de demanda contratual no horário de ponta da supridora e nos procedimentos quanto ao uso ou não pela compradora da energia reservada. O porte da mudança nesse último item poderá ser substancial pois deverá introduzir conceitos do tipo: (a) energia firme fora do horário de ponta; (b) energia e demanda somente no horário de ponta; (c) energia transferida do período úmido para o período seco. Todas elas, no entanto, introduzindo maior flexibilidade à otimização e maior coerência com os custos reais dos suprimentos.

Conclui-se, portanto, que antes da implantação das tarifas de referência, aos suprimentos e intercâmbios entre empresas, se faça um estudo específico, sobre o problema, envolvendo todos os aspectos operativos e econômico-financeiros relacionados com a mudança. Esse estudo terá tempo suficiente para ser realizado pois, como foi visto no item 7, o caminho crítico de todo o processo de implantação da nova estrutura tarifária se encontra na troca de medidores nos consumidores finais (mínimo de 18 meses).

9. PROPOSTA DE CRONOGRAMA PARA A IMPLANTAÇÃO DAS TARIFAS DE RE FERÊNCIA

A passagem, da estrutura tarifária vigente, para uma estrutu
ra de tarifas com base nos custos dos fornecimentos representa u
ma remodelação completa das bases e procedimentos ligados à fixa
ção de preços, com reflexos em quase todos os aspectos da comer
cialização da energia elétrica.

Nenhuma transformação deste porte poderá ser feita sem que,
cada passo seja dado com a segurança devida e a análise dos fenô
menos reais seja realizada de tal forma a dosar o ritmo da trans
formação.

É necessário, por isso, que as transformações se façam por e
tapas e que, em cada uma delas, os objetivos definidos sejam a
tingidos mantendo a visão de todos os aspectos envolvidos no pro
blema.

Verificou-se, nos itens anteriores, que o impacto da mudança
para a nova estrutura tarifária se faz sentir sobre aspectos téc
nicos, econômicos, legais, políticos e psicológicos. Cada um de
les representará um desafio, para os órgãos de decisão superior,
já que a mudança é proposta como imperativo estratégico no senti
do de cumprir as metas do Modelo Energético Brasileiro de: "fixar
uma política de preços que induzam os consumidores a poupar ener
gia, reduzir as perdas, moderar o crescimento do consumo de ener
gia total e aumentar o consumo de energia útil".

Face ao contexto, e as observações já feitas, deduz-se que, a
implantação da nova estrutura tarifária é uma decisão de estratê
gia política e tecnológica de Governo e como tal deverá ser vi
sualizado todo o processo de implementação.

Toda decisão, de estratégia política e tecnológica de Governo,
tem repercussões profundas sobre o meio a que se destina, desdo
brando-se posteriormente em decisões táticas de ajustes que se
propagam por muitos anos no futuro. Assim, é proposto a seguir u
ma estimativa de cronograma, focalizando os aspectos e eventos mais
significativos que a decisão de implantar as novas tarifas pro
vocará. Todos os prazos foram estimados, para uma implantação gra
dativa, sem apelo a medidas e situações excepcionais. Uma implan
tação mais rápida poderá ser obtida se, por decisão superior, os
1.800 medidores previstos na primeira etapa receberem prioridade para
importação.

ATIVIDADES	MESES 00 01 02 03 04 05 06 07 08 09 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25
01. Alteração no Decreto 62.724, de 17.05.68, autorização para aplicar tarifas horo-sazonais em condições normais	X
02. Preparação de exemplos de portarias tarifárias de fornecimentos e suprimentos para simulações	X X
03. Preparação de instruções sobre a nova medição: (a) leituras mínimas exigidas; (b) consumidores onde serão instalados; (c) sequência de implantação da medição	X X
04. Esclarecimento aos concessionários sobre: uso das tarifas, exemplos e problemática da medição	X X X
05. Ajustes gradativos na estrutura tarifária atual: aproximação às tarifas de referência	X X X X X X X X X
06. Simulações das novas tarifas sobre o mercado dos concessionários: (a) análise particular de cada fornecimento A.1, A.2, A.3 e A.4; (b) análise dos efeitos sobre os suprimentos e intercâmbios; (c) proposições de ajustes e aperfeiçoamentos	X X X X X X
07. Estudo, pelos concessionários, do melhor arranjo de medição e especificação técnica do medidor	X X X X

continua ..

ATIVIDADES	MESES	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
		08. Encomendas dos medidores								X	X	X	X														
09. Preparação de infra-estrutura para a instalação dos medidores, leitura e procedimentos da medição												X	X	X	X	X	X	X	X	X	X						
10. Contatos com os consumidores a serem tarifados na nova forma. Esclarecimentos, negociações e avaliações												X	X	X	X	X											
11. Detalhamento das prioridades de instalação de medidores. Definição se a tarifa será optativa ou compulsória																	X	X	X	X							
12. Instruções sobre a convivência de dois sistemas tarifários. Condições de equilíbrio econômico-financeiro das concessões																	X	X	X	X							
13. Especificação das condições gerais de fornecimentos, comercialização e faturamento, pela nova tarifa																	X	X	X	X							
14. Estudo detalhado de toda a problemática de suprimento e intercâmbio entre empresas												X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			
15. Estudo detalhado do universo de consumidores dos níveis A.4 e Baixa Tensão - campanhas de medição												X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			
16. Revisão das tarifas de referência do nível A.4																					X	X	X				

continua ..

<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> MESES 00 01 02 03 04 05 06 07 08 09 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 </div>	
17. Definição de critérios para a implantação das novas tarifas ao universo do subgrupo A.4	X X X
18. Especificação das condições gerais de suprimentos, intercâmbios e seus faturamentos	X X X X
19. Regulamentação dos procedimentos de cálculo das tarifas de referência e sua periodicidade	X X X X
20. Estudo de custos marginais de fornecimentos em cada empresa concessionária	X X X X X X X X X X X X X X X X
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> MESES 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 </div>	
21. Instalação progressiva dos medidores, conforme ritmo de recebimento e prioridades estabelecidas	X X X X X X X X X X X X X
22. Simulações práticas de faturas, análises e ajustes	X X X X X X
23. Preparação de tabelas tarifárias definitivas	X X
24. Implantação definitiva das novas tarifas aos consumidores com medição ou optantes	X continua ..

ATIVIDADES	MESES	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	
	25. Orientação aos concessionários quanto à análise e avaliação dos efeitos das tarifas. Aceitação de revisões contratuais que visem racionalização		X	X	X																						
26. Especificação de medidores para o universo do subgrupo A.4				X	X	X																					
27. Encomendas dos medidores para o subgrupo A.4							X	X	X																		
28. Cálculo das tarifas de referência para a Baixa Tensão			X	X	X	X	X	X	X																		
29. Revisão dos postos horo-sazonais de tarifas - Revisão dos horários de ponta			X	X	X	X	X	X	X																		
30. Ajuste das regras e condições de equilíbrio econômico-financeiro dos concessionários face à nova sistemática tarifária										X	X	X	X	X	X												
31. Revisão da legislação do setor de energia elétrica, face às novas realidades																X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
32. Liberação da aplicação das novas tarifas a todos os consumidores - include Baixa Tensão, se for conveniente																									X	--	
33. Recebimento e instalação dos medidores do nível A.4																X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	--

BIBLIOGRAFIA

- /1/ - Ministério das Minas e Energia; "Modelo Energético Brasileiro" - Brasília - Novembro de 1979.
- /2/ - Magalhães, L.C.A; "Modelo Energético Brasileiro"; Encontro sobre o Estudo do Balanço Energético em seus Aspectos Físicos e Econômicos; Centrecon; Itaipava; Rio de Janeiro - Março de 1981.
- /3/ - Cavalcanti, J.C.; "A Energia Elétrica no Brasil na Atual Conjuntura Energética" - Palestra Proferida pelo Presidente da ELETROBRÁS na Comissão de Minas e Energia na Câmara dos Deputados - Brasília - Maio de 1981.
- /4/ - Turvey, R.; Anderson, D.; "Electricity Economics" - Johns Hopkins University Press, Baltimore e Londres - 1977.
- /5/ - Francony, M.; "La Tarification au Coût Marginal en Théorie et en Pratique: L'Experience de Electricité de France" - Colóquio do CIREC sur la Tarification d'Électricité - Liège - Maio de 1979.
- /6/ - Ministério das Minas e Energia - Grupo de Trabalho DNAEE/ELETROBRÁS/EMPRESAS: "Caracterização da Demanda"; "Custo Marginal de Produção"; "Custo Marginal de Redes"; "Determinação das Tarifas de Referência"; "Estrutura Tarifária de Referência e Modalidades de Aplicação" - Minuta Preliminar Brasília - Abril de 1981.
- /7/ - Electricité de France - Service d'Etude et de Promotion de l'Action Commerciale - "La Tarification de l'Electricité" - Fevereiro de 1978.

2

