

A estrutura tarifária de energia elétrica com base nos custos dos fornecimentos

IZALTINO CAMOZZATO

Superintendente de Planejamento de FURNAS Centrais Elétricas. Engenheiro eletricitista pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, mestre em Ciências da Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e mestre em Ciências de Sistemas pela Escola Nacional Superior de Aeronáutica de Paris; engenheiro estagiário de Pesquisas no Centro de Estudos e Pesquisas em Automação da ENSA, Paris. Foi engenheiro do Departamento de Planejamento Energético de FURNAS e assessor da Diretoria Geral e da Divisão de Controle Econômico-Financeiro do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.

Durante o ano de 1982 o Ministério das Minas e Energia — MME, através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica — DNAEE, iniciou um processo de alteração da estrutura das tarifas de energia elétrica com a introdução de tarifas horo-sazonais. Estas tarifas serão obrigatórias para uma boa parte dos consumidores do Grupo A (acima de 2,3 kV) a partir de 1987.

As tarifas horo-sazonais são resultantes de estudos do "custo dos Fornecimentos" de energia elétrica no Brasil, iniciados em 1977.

O presente trabalho apresenta alguns aspectos conceituais sobre custos dos fornecimentos de energia elétrica, descreve como tais custos foram obtidos no Brasil, discute e analisa alguns aspectos importantes das tarifas de referência, resultantes dos custos calculados.

1. Tarifas, estrutura tarifária e nível tarifário para energia elétrica

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 do mercado (duplicidade de instalações, economia de escala, diversidade de usuários, etc.).

A necessidade de fiscalização pública do monopólio decorre naturalmente, quer para evitar os excedentes e a persistência de lucros extraordinários, quer

para melhorar a eficiência das empresas.

Os fatos acima condicionam substancialmente os processos de fixação de tarifas de energia elétrica com forte interferência dos poderes governamentais. Assim, o preço final da energia elétrica entregue aos consumidores acaba condicionado a fatores econômicos, financeiros, legais, sociais e políticos. O grau de influência de cada um deles depende do regime econômico e político em que vive cada país; da relação de forças entre o setor elétrico, os consumidores e o governo; das estratégias políticas, econômicas e sociais, etc.

Em países como o Brasil, onde predominam os conceitos da livre iniciativa e do lucro, é comum existir o seguinte princípio: "Não é somente o consumidor que necessita de proteção para não ser explorado pelo monopolista, mas também as empresas e seus acionistas precisam de certas condições mínimas de estabilidade econômica e financeira, para que possam garantir o atendimento do mercado em expansão". Vista sob este ângulo e tendo em conta a necessária interferência do Estado, a tarifa de energia elétrica deve satisfazer critérios:

- Econômicos: induzir à eficiência econômica global para a nação, i.e., produção de energia ao mínimo custo;
- Financeiros: prover recursos para que os investimentos sejam remunerados e que a expansão do sistema seja sustentada;
- De Equitatividade: cada consumidor deverá contribuir de forma justa, i.e., pagar a fração equivalente ao custo do serviço que lhe for prestado;
- Sociais: para permitir um desenvolvimento equilibrado, quer das diversas classes de consumidores, quer das diversas regiões do país;
- Políticos: para que as diretrizes políticas dos governos sejam respeitadas.

A obtenção de um equilíbrio mínimo entre os diversos critérios exige um certo ordenamento do cálculo, fixação e aplicação das tarifas. Primeiro é necessário a determinação dos custos das instalações postas ou previstas para serem colocadas à disposição do serviço e os custos operacionais respectivos. Com base nestes "Custos de Referência" é determinado o "Nível Tarifário de Refe-

rência" (receita das tarifas) que cobrirá o "Custo do Serviço". Através de regras de distribuição dos custos, aos diversos grupamentos de consumidores, são obtidos os Custos de Referência por categorias de consumidores, base para a determinação da "Estrutura Tarifária de Referência" (relatividade de preços). Considerando, na seqüência, os aspectos políticos e sociais (subsídios, impostos, incentivos, etc.) são obtidas as tabelas tarifárias que serão aplicadas no cálculo das faturas dos consumidores.

2. Tarifas com base nos custos dos fornecimentos

A energia elétrica é um serviço que ao longo da cadeia, produção-transporte-distribuição, se transforma e se valoriza aumentando seu custo. O nível de tensão de entrega representa bem uma elaboração comercial da energia fornecida. Entre as duas extremidades da cadeia — produção e venda em baixa tensão — custos se adicionam: operação, manutenção, amortizações de equipamentos ou dívidas, atendimento a consumidores, etc. Assim, quilowatts-hora fornecidos em níveis diferentes de tensão são inevitavelmente produtos comerciais diferentes, com usos diferentes, com custos diferentes. São estes custos, de cada ponto de entrega, que deverão ser buscados para que se tenha uma base sólida de referência na definição de uma tarifa que satisfaça todos os objetivos a ela propostos.

Para obter os custos dos fornecimentos em cada ponto de entrega ou de forma agregada por grupamento de consumidores, estabelecia a Legislação Brasileira uma repartição do "Custo do Serviço", seguindo a cadeia produção-transporte-distribuição: (1) O "Custo do Serviço" associado ao investimento (Remuneração Legal, Depreciação, Quotas de Reintegração, etc.) proporcionalmente à demanda de cada nível de tensão, servindo o número resultante como tarifa de referência para a parcela "demanda de potência"; e (2) O "Custo do Serviço" associado aos custos operacionais proporcionalmente ao consumo de energia, servindo o número resultante como ta-

rifa de referência para o "consumo de energia". Este procedimento, por mais aperfeiçoado que possa ser, não garante que se obtenha os custos dos fornecimentos em cada ponto de entrega, face à grande dificuldade de repartir os custos comuns a vários grupamentos de consumidores ou pontos de entrega.

Para um país com as características do Brasil 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 que exigem novas fontes produtoras, novos sistemas de transmissão e 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 para as tarifas. Pode-se repetir os argumentos da *Eléctricité de France*⁽¹⁾:

"O custo marginal, como referencial tarifário para os novos consumos, e não o custo médio de usinas 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.e., 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 de que todo o consumo pode ser considerado como suplementar, 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".

"Assim, a estrutura tarifária determinada a partir dos custos marginais será uma estrutura justa, estável e racional, pois será "neutra", "equitativa" e "eficaz". Neutra, porque conduzirá a faturar cada prestação de serviço a seu custo real para a coletividade; Equitativa, porque fará cada consumidor pagar segundo o custo que provoca, eliminando, por princípio, toda subvenção oculta, toda discriminação e todo o jogo de influências; Eficaz, porque a tarifa resultante orienta de forma ótima a expansão do consumo, para as horas e os locais onde

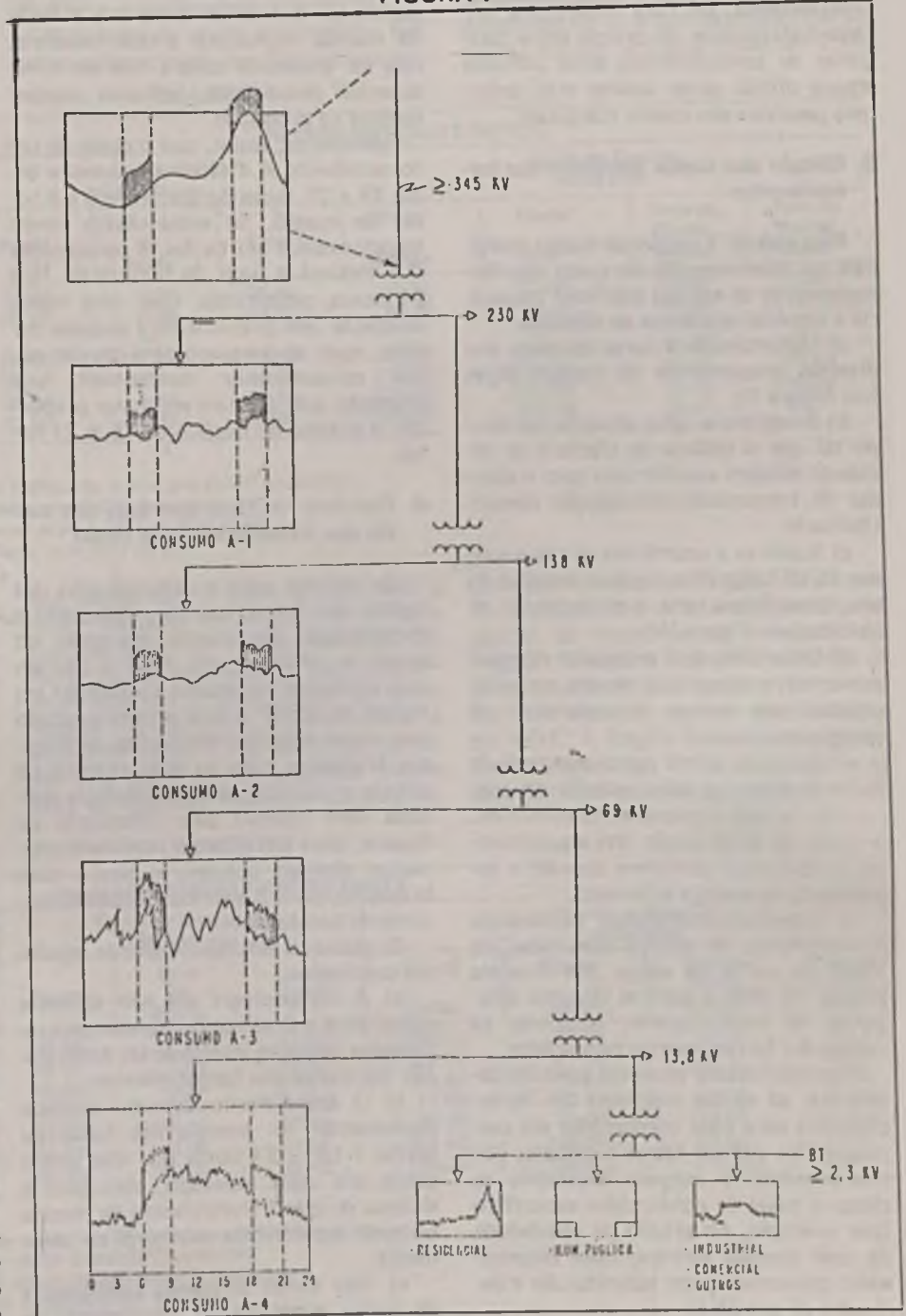
o suplemento de fornecimento é globalmente o menos oneroso para a Nação".

Para um sistema de energia elétrica programado para ser construído a um mínimo custo global atualizado, demonstra-se que os custos marginais de longo prazo são crescentes no decorrer do tempo. Nestas condições, o custo marginal de longo prazo, e não o custo médio das usinas já em serviço, é que informa corretamente qual o nível tari-

fário (quantidade de receita) que será necessário, no futuro, para manter o equilíbrio econômico e financeiro das concessões. Pode-se repetir de forma simplificada os argumentos do Dr. Luiz Carlos Menezes⁽⁷⁾:

"Para compatibilizar o nível tarifário com o custo marginal de longo prazo e manter o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, pode-se proceder de acordo com as seguintes etapas: (a)

FIGURA 1



Calcular o custo marginal de longo prazo da geração; (b) Adicionar os custos marginais de transporte e distribuição; (c) Simular diversos orçamentos globais para o mesmo horizonte, variando o crescimento do nível tarifário até o limite superior (custo marginal de longo prazo); (d) Tendo em vista as simulações, definir uma política tarifária que permita o equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor no período e que corresponda a menores dispêndios para os consumidores; (e) Para a estrutura tarifária (relatividade de preços entre categorias de consumidores) seria utilizada aquela obtida pelos valores mais próximos possíveis dos custos marginais”.

3. Cálculo dos custos marginais dos fornecimentos

Para aplicar a noção de custos marginais na determinação do custo dos fornecimentos de energia elétrica é necessária a seguinte seqüência de cálculos:

a) Determina-se a curva de carga dos diversos agrupamentos de consumidores (ver Figura 1);

b) Encontra-se uma situação no tempo tal que o sistema de oferta e de demanda estejam equilibrados com o sistema de transmissão/distribuição compatibilizado;

c) Supõe-se a ocorrência de um suplemento de carga num horário, estação do ano, posição na rede e grupamento escolhido (ver Figura 1);

d) Determina-se o programa de equipamentos e obras que devem ser antecipados para atender o suplemento de energia solicitado;

e) Define-se como custo marginal do fornecimento, na hora, estação do ano, posição na rede e grupamento escolhido, o custo de antecipação dos equipamentos e obras que permitam atender o suplemento de energia solicitado;

f) Repetindo o processo, deslocando o suplemento de energia solicitado, ao longo da curva de carga, aos diversos pontos da rede e para as diversas categorias de consumidores, obtêm-se os custos dos fornecimentos procurados.

Teoricamente o processo permite determinar os custos marginais dos fornecimentos para cada consumidor em particular. Na prática faz-se o cálculo, por grupamentos, e quando necessário se chega a nível de consumidor específico (por exemplo, no estudo de viabilidade de usar energia elétrica, num determinado consumidor, em substituição a derivados de petróleo).

Para exemplificar: um suplemento de consumo, entre 18 e 21 horas num consumidor A.4 (13,8 kV) (Figura 1), vai encontrar a rede imediata com folga, pois a mesma estava dimensionada para o pico de 11 horas. Ao encontrar a rede 69 kV, o consumo suplementar visualizado se junta aos consumos de baixa tensão ($\leq 2,3$ kV). Para atender ao suplemento novas redes a partir de 69 kV até a produção e máquinas nas usinas deverão ser antecipadas. O mesmo suplemento, ocorrendo entre 6 e 9 horas da manhã, vai saturar a rede imediata, mas vai encontrar toda a rede em nível superior desocupada, inclusive equipamentos na produção.

Verifica-se, assim, que o custo de um fornecimento A.4 (13,8 kV) é maior entre 18 e 21 horas do que entre 6 e 9 horas da manhã. Se estes custos forem transformados em tarifas, o consumidor A.4 tenderá a fugir do horário de 18 a 21 horas, permitindo, quer uma maior ocupação dos circuitos fora daquele horário, quer abrir espaço para atender novos consumidores residenciais, por exemplo, que utilizam em maior proporção o sistema no horário de 18 às 21 horas.

4. Estrutura tarifária com base nos custos dos fornecimentos no Brasil

Os estudos para a determinação dos custos dos fornecimentos, utilizando a metodologia dos custos marginais no Brasil se iniciaram em 1977 e tiveram seus primeiros resultados publicados em março de 1979⁽²⁾. Este primeiro estudo teve como objetivo familiarizar os técnicos brasileiros com os instrumentos de cálculo e verificar se a metodologia aplicada com sucesso pela *Électricité de France*, para um sistema predominantemente térmico, aplicava-se para o caso brasileiro, onde o sistema é predominantemente hidráulico.

O primeiro estudo chegou às seguintes conclusões:

a) A metodologia era não somente viável para o Brasil como apresentava resultados bastante interessantes com relação aos custos dos fornecimentos;

b) O atendimento de uma unidade suplementar de energia nas horas de ponta (18 – 21 horas dos dias úteis) custa, em valor esperado, mais para o sistema do que o atendimento da mesma unidade suplementar nas horas de carga média;

c) Não existe diferença significativa de custos marginais no atendimento de

uma unidade suplementar de energia nas horas de carga leve (madrugada) e nas horas de carga média;

d) O custo marginal de produção possui uma sazonalidade marcante ao longo do ano, que acompanha a sazonalidade das afluições hidráulicas;

e) A relatividade de custos marginais entre demanda e energia se mostrava completamente diferente da relatividade das tarifas correspondentes aplicadas aos consumidores. Este resultado, embora considerando as imprecisões do cálculo da época, confirmou sentimento generalizado no setor de que: a demanda (potência) custava pouco para construir e era vendida por preço elevado, enquanto para a energia, acontecia o inverso;

f) As possibilidades apresentadas pela metodologia indicavam que um maior esforço deveria ser feito na obtenção de valores numéricos mais confiáveis para os custos marginais, face aos benefícios previsíveis de sua implementação.

Os estudos foram retomados em 1980 e publicados em agosto de 1981⁽⁶⁾. Os resultados gerais citados nos itens anteriores foram confirmados já agora com valores numéricos mais confiáveis. Dos resultados dos custos diferenciados entre horas de ponta e fora de ponta e variação sazonal anual resultou numa tarifa de referência em quatro postos horosazonais: Horário de Ponta, Horário Fora de Ponta, Período Úmido, Período Seco. Período Úmido: dezembro, janeiro a abril; Período Seco: maio a novembro; Horário de Ponta: 18 – 21 horas dos dias úteis; Horário Fora de Ponta: demais horas dos dias úteis, fins de semanas e feriados nacionais.

Os custos marginais de produção, bem como a estrutura horosazonal, foram determinados, levando-se em conta: (a) o programa de obras do período 1980/1990 contido no “Plano 95” da Eletrobrás e corrigido pelas últimas informações disponíveis na época; (b) a divisão do sistema produtor em dois grandes sistemas regionais: um, formado pela Região Nordeste mais a parte da Região Norte a ser atendida pela usina de Tucuruí; e outro, formado pelo sistema interligado das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul; (c) as características dos consumidores dos diversos grupamentos tarifários por nível de tensão.

As tarifas de referência foram obtidas pela alocação dos custos marginais de

produção, de redes e perdas, à demanda de potência e ao consumo de energia, nos diversos postos tarifários, segundo o comportamento da curva de carga dos consumidores e tipos de tarifas escolhidas.

Os valores numéricos das tarifas de referência, em dólares americanos de junho de 1980, podem ser examinados nos Quadros 1 – Região Nordeste/Norte (N/NE); 2 – Região Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO); 3 – Região Sul (S). O estudo não chegou a resultados confiáveis de custos na baixa tensão ($\leq 2,3$ kV).

ra 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.e., uma economia de 86,1%.

O sistema de oferta fica também bastante caracterizado nos valores numéri-

Verifica-se que, nas três regiões, o custo de 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 1 kW

QUADRO 1

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 \geq 345 kV	(1)	34.43	1.97	39.40	18.86	23.49	12.99	16.87
A.1 \geq 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%

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 pa-

cos 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/S. Da mesma forma, o atendimento de 1 kW contínuo no nível A.0 significa os seguintes custos para os sistemas regionais (Quadro 4).

contínuo é maior na Região SE/CO que nas demais. Isto reflete de imediato as opções de investimentos realizados. Às Regiões 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 a Sul

QUADRO 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 \geq 345 kV	(1)	39.89	2.10	41.99	25.22	27.05	18.08	19.71
A.1 \geq 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%

QUADRO 3

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 Suprimento – 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 4

CUSTO ANUAL DE 1 kW CONTÍNUO NO NÍVEL A.0

REGIÕES	DEMANDA US\$/kW.ano	%	ENERGIA US\$/ano	%	TOTAL 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
S	37.40	18,48	165.16	81,52	202.56	100

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 S. Estes valores caracterizam o sistema de redes adicionado. Enquanto o Nordeste necessitou de 432.9 US\$/kW para levar 1 kW de potência da tensão de 500 kV para 69 kV, o Sudeste/Centro-Oeste necessitou de 379 US\$/kW e o Sul de apenas 308 US\$/kW.

Um aspecto importante que deve ser analisado é que a tarifa de referência orienta de forma ótima a expansão do consumo, para horas e 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 propõem. Veja-se, por exemplo, um consumidor do N/NE, do subgrupo A.4, com fator de carga médio de 61%: 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.

Tomando por base os consumidores médios das amostras estudadas, têm-se os seguintes custos unitários de fornecimento nas diversas regiões (Quadro 5).

Verifica-se que a nível de suprimento (A.0), os custos são crescentes na ordem: N/NE, S e SE/CO. Os custos das redes, por sua vez, são mais elevados no N/NE, vindo em seguida os do S 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 S e por fim a Região N/NE. Assim, quanto mais próximo o esgotamento dos potenciais, mais altos os custos de produção; (b) a densidade de consumo é maior na Região SE/CO, em seguida a S e finalmente a 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 na S e o mínimo possível na Sudeste (a Região Centro-Oeste foi colocada no estudo junto com a Região Sudeste por razão de interligação elétrica. Suas características, no entanto, são parecidas com as da Região N/NE).

QUADRO 5

CUSTOS MÉDIOS DE FORNECIMENTOS

Nível Tarifário	FC	N/NE mills/kWh	SE/CO mills/kWh	S 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

Tendo em vista as grandes possibilidades de incentivo a economias de investimentos que esta nova tarifa propiciava, o Ministério das Minas e Energia tomou a decisão de implementá-las no Brasil. O processo teve como ponto de estrangulamento a inexistência de medidores capazes de realizar leituras por posto horário de tarifas. Durante o ano de 1982 esta deficiência foi sendo sanada com a fabricação de medida nacionais. Assim, em 04 de agosto de 1982, com a publicação das Portarias DNAEE nº 075 e 076, as tarifas foram chamadas de "horo-sazonais" e implementadas nos sistemas interligados, por opção, nos subgrupos A.1 (≥ 230 kV), A.2 (88 a 138 kV) e A.3 (69 kV). Com a publicação da Portaria-DNAEE nº 165, de 05.11.84, a opção foi estendida, a partir de 01.01.85, aos consumidores dos subgrupos A.4 (2,3 a 13,8 kV), A.3 (20 a 69 kV) e AS (Subterrâneo) com demandas superiores a 500 kW. Ainda na Portaria-DNAEE nº 165 foram estabelecidos prazos a partir dos quais as tarifas horo-sazonais serão obrigatoriamente aplicáveis aos subgrupos do Grupo A citados.

fas de Energia Elétrica — Brasília — Brasil — julho de 1980

- (5) Camozzato, I.; Bitu, R. — "Estrutura Tarifária com Base em Custos Marginais — Aspectos Técnicos, Econômico-Financeiros e Políticos de sua Implementação — III Seminário Latino-Americano e do Caribe sobre Tarifas de Energia Elétrica — México — A.C. — agosto de 1981
- (6) Ministério das Minas e Energia — Grupo de Trabalho DNAEE/ELETRORÁS — "Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica" — Brasília — agosto de 1981.
- (7) Menezes, L. C. — "A Tarifa e o Modelo Econômico-Financeiro", ABCE Informa, Carta de Energia — Número 91 — outubro de 1984.

BIBLIOGRAFIA

- (1) Electricité de France — Service d'Etude et de Promotion de l'Action Commerciale — "La Tarification de l'Electricité" — fevereiro de 1978.
- (2) Ministério das Minas e Energia — Grupo de Trabalho DNAEE/ELETRORÁS — "Estudo do Sistema Tarifário Brasileiro de Energia Elétrica com Base nos Custos Marginais" — Brasília — março de 1979.
- (3) Camozzato, I. — "Cálculo dos Custos Marginais de Produção de Energia Elétrica no Sistema Hidrotérmico Brasileiro" — I Seminário Latino-Americano e do Caribe sobre Tarifas de Energia Elétrica — Medellín — Colômbia — novembro de 1979
- (4) Camozzato, I. — "Estrutura Tarifária, Nível Tarifário e Custos Marginais de Energia Elétrica" — II Seminário Latino-Americano e do Caribe sobre Tari-