

PROPOSTA PARA A REFORMA ESTRUTURAL DOS PREÇOS DA ELETRICIDADE NO BRASIL

Março 2003



APOIO
United States Agency for International Development and Winrock International

ÍNDICE

<u>INTRODUÇÃO</u>	2
<u>CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA ATUAL DAS TARIFAS DE FORNECIMENTO</u>	2
<u>RESUMO DA ESTRUTURA ATUAL</u>	2
<u>IMPACTOS DA ESCALA DO CONSUMO E DA TENSÃO DE INTERCONEXÃO</u>	5
<u>A RELAÇÃO DO CUSTO DA ENERGIA NA PONTA E FORA DA PONTA NA TARIFA HOROSAZONAL</u>	6
<u>PORQUE ACREDITAMOS QUE HÁ DISTORÇÕES NAS TARIFAS ELÉTRICAS</u>	7
<u>OUTROS PROBLEMAS ESTRUTURAIIS</u>	8
<u>PORQUE É URGENTE CORRIGIR AS DISTORÇÕES ESTRUTURAIIS DAS TARIFÁRIAS</u>	9
<u>ANEXO A – SIMULAÇÕES DO CUSTO DA ELETRICIDADE NA PONTA E FORA DA PONTA</u>	13

Introdução

No Brasil, o enfoque das discussões e análises sobre o preço da energia elétrica é sempre sobre os aumentos em relação à inflação geral – quer dizer os aumentos da tarifa média de fornecimento. Acreditamos que falta uma dimensão fundamental nesta discussão – a estrutura das tarifas regulamentadas de fornecimento.

Apesar das grandes mudanças no setor elétrico nos últimos anos, a estrutura dos preços regulamentados de fornecimento de energia elétrica mudou muito pouco desde os meados dos anos 80, quando foi implementada uma reforma tarifária que introduziu a tarifa horosazonal.

Dividimos o relatório em cinco partes.

- Características da estrutura atual das tarifas de fornecimento
- Porque acreditamos que há distorções nas tarifas elétricas
- Porque é urgente corrigir as distorções
- Como a reforma deve ser abordada
- Prováveis ganhadores e perdedores da reforma e implicações para a política

Características da estrutura atual das tarifas de fornecimento

Resumo da estrutura atual

Os consumidores são classificados primeiro pela tensão em que são atendidos. Há duas grandes modalidades tarifárias – baixa tensão e alta tensão.

Os consumidores atendidos em baixa tensão (127 ou 220 volts) têm tarifa monómia - são cobrados apenas pela energia (kWh) que consomem. As categorias para as tarifas são sócio-econômicas – diferente das categorias de alta tensão (que apenas diferenciam cooperativas rurais e iluminação pública para subsídios explícitos). Há grandes diferenças entre os preços para os diversos setores de baixa tensão, como se vê na Tabela 1:

**Tabela 1: Exemplo das Tarifas de Baixa Tensão – Em Reais por MWh
Empresa Bandeirantes de Energia (Resolução 571 de 22/10/ 2002)**

Categoria	Tarifa R\$/MWh
B1-Residencial	275,21
Residencial de Baixa Renda *	
Consumo mensal até 30 kWh	93,62
Consumo mensal de 31 a 100 kWh	160,47
Consumo mensal de 101 a 200 kWh	240,73
Consumo mensal de 201 a 220 kWh	267,45
B2-Rural	171,32
B2-Cooperativas de Elet. Rural	98,68
B2-Serviço de Irrigação	128,42
B3-Demais Classes	222,83
B4-Iluminação Pública	
B4a - Rede de Distribuição	114,81
B4b - Bulbo da Lâmpada	126,01
B4c - Nível de IP acima do Padrão	186,64

* Há diferenças entre concessionárias na definição das categorias de baixa renda e nos descontos.

Os consumidores atendidos em alta tensão (>2300 volts) têm tarifa binómia - são cobrados tanto pela demanda (kW) quanto pela energia (kWh) que consomem. Estes consumidores podem se enquadrar em uma de três alternativas tarifárias: a convencional e dois tipos de tarifa horosazonal - azul e verde

A tarifa convencional cobra para a demanda (R\$/kW por mês) e para o consumo (R\$/MWh). Há uma única valor de demanda contratada, independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta) ou período do ano (seco ou úmido). O consumidor pode se enquadrar na tarifa convencional apenas se for atendido em tensões abaixo de 69 kV e tiver uma demanda contratada < 300 kW.¹

As tarifas horosazonais são predominantes entre os consumidores de alta e média tensão. Diferenciam preços para a demanda (kW) e o consumo (kWh) durante a ponta e fora do horário da ponta. O horário de ponta tem três horas em dias úteis, escolhidas pela concessionária entre 17:00 até 21:00 horas. Também há uma sinalização sazonal do preço da energia (kWh) consumida. A época seca estende de maio até o final de novembro e o preço é um pouco mais alto do que durante a época úmida.

As duas alternativas de tarifa horosazonal são: (1) a Tarifa Azul, aplicada em todas as tensões a partir de 2,3 kV; (2) a Tarifa Verde, aplicada apenas nas tensões AS, A4 e A3a. O exemplo da Tabela 2 mostra as estruturas das duas alternativas.

Tabela 2: Tarifas Horosazonais
Caso: Empresa Bandeirantes de Energia (Resolução 571 de 22/10/ 2002)

Subgrupo	Demanda (R\$/kW)		Consumo (R\$/MWh)		Fora de Ponta	
	Ponta	F. Ponta	Ponta Seca	Úmida	Seca	Úmida
Azul						
A1 (230 kV ou mais)	12,68	2,65	72,21	63,15	51,08	43,42
A2 (88 a 138 kV)	13,64	3,16	76,53	71,39	54,84	50,30
A3 (69 kV)	18,28	4,97	86,68	76,88	59,73	51,53
A3a (30 a 44 kV)	21,34	7,15	140,20	129,77	66,68	58,90
A4 (2,3 a 25 kV)	22,18	7,39	145,37	134,52	69,12	61,08
AS (Subterrâneo)	23,19	11,35	152,11	140,78	72,35	63,92
Verde						
A3a (30 kV a 44 kV)	7,15	634,49	624,07	66,68	58,90
A4 (2,3 kV a 25 kV)	7,39	657,80	647,02	69,12	61,08
AS (Subterrâneo)	11,35	688,38	677,09	72,35	63,92

Ambas as tarifas horosazonais penalizam o consumo durante as horas de ponta. A Tarifa Verde difere em penalizar principalmente o consumo (R\$/MWh) no horário da ponta, sem aumentar o preço da demanda (R\$/MW). Em situações onde o fator de carga é relativamente baixo durante o horário da ponta, esta opção pode ser vantajosa para o consumidor.

Em seu formato básico, as tarifas horosazonais são difíceis para se comparar. Por tanto, utilizou-se cenários simplificados de fator de carga para calcular valores em R\$/MWh para fins de comparação. Consideramos apenas a tarifa Azul para os cálculos dos preços.

A Tabela 3 mostra a participação média dos níveis de tensão na compra da energia nos grandes setores de consumidores.

¹ Há um limite de seis meses entre os 11 meses anteriores com demanda registrada superior a 300 kW.

Tabela 3 : Consumo Elétrico por Tensão e Setor ²

Setor	Total Baixa Tensão	Total Alta Tensão	A1	A2	A3	A3a	A4
Residencial	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Industrial	4%	96%	23%	34%	7%	2%	30%
Comercial	57%	43%	0%	1%	1%	4%	37%
Rural	63%	37%	0%	0%	2%	3%	31%
Outro (incl Público)	51%	49%	1%	10%	2%	2%	34%
Total do Consumo	45%	55%	10%	16%	3%	2%	23%
Total da Receita	62%	38%	5%	9%	2%	1%	21%

Há um acompanhamento dos preços médios pagos por categorias e regiões de consumidores. No website da ANEEL encontra-se médios por setor (industrial, comercial, etc) e região. Os valores médios em 2002 (até novembro) são reproduzidos na Tabela 4.

**Tabela 4 : Tarifas Médias por Classe de Consumo - Regional e Brasil (R\$/MWh)
Tarifas referentes ao ano 2002 - Janeiro a Novembro**

Classe de Consumo	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro - Oeste	Brasil
Residencial	183,81	180,01	220,93	209,33	196,97	209,08
Industrial	57,39	75,27	102,73	106,97	102,74	95,50
Comercial	164,10	162,21	193,74	178,50	180,60	184,45
Rural	126,17	103,40	120,89	106,75	112,69	112,25
Poder Público	169,34	171,33	189,81	185,96	186,08	183,35
Iluminação Pública	105,93	102,69	119,64	108,37	105,10	112,22
Serviço Público	109,17	96,98	107,28	115,79	101,18	106,18
Consumo Próprio	171,04	169,71	87,97	103,25	199,61	102,38
Tarifa Média Total	110,30	117,71	150,99	145,19	154,95	142,38

Há um acompanhamento dos valores médios por categoria tarifária, mas as informações não são publicadas normalmente.

Ao avaliar as possíveis distorções estruturais nas tarifas, é preciso ir além dos valores médios do preço da energia normalmente publicados, porque misturam vários fatores. Analisamos as próprias tarifas com simulações do impacto sobre o custo da energia elétrica fornecida ao consumidor de mudanças na tensão da interconexão e do perfil da demanda.

A estrutura da tarifa é praticamente uniforme em todo o país. Em relação aos consumidores atendidos em alta tensão a razão do preço da demanda na ponta e fora da ponta é matematicamente igual em todas as concessões do país, como é também o impacto relativo de aumentar a tensão de A4 (2,3 kV) para A1 (230 kV). Assim, para a análise dos preços relativos em alta tensão é possível escolher qualquer concessionária; apesar das diferenças significativas nos valores absolutos entre as concessionárias.

Em relação aos consumidores atendidos em baixa tensão, há pequenas variações nos preços relativos entre os segmentos da baixa tensão e comparados com alta tensão. Algumas comparações são resumidas na tabela 5. ³

² Fonte: informações da ANEEL sobre participação de cada tensão e preço médio anual por tensão publicadas no Relatórios de Progresso #2 e #3 do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, fevereiro de 2002.

Tabela 5 : Preços Relativos de Segmentos de Baixa Tensão - Variações entre Concessionárias em 2000

Indicador	Faixa de Valores	Empresas
Razão B1 / A2	2,46-3,03	Baixo-CEMAT; Alto-CPFL
<i>Excluindo extremos</i>	<i>2,61-2,89</i>	<i>Baixo-Várias;Alto-Light</i>
Razão B1 normal / B1 100 kWh	1,67	
Razão B1 / B3	0,94-1,16	Baixo-CEMAT; Alto-CPFL
<i>Excluindo extremos</i>	<i>1,00-1,11</i>	<i>Baixo-Várias;Alto-Light</i>
Razão B3 / A4	1,35-1,38	Baixo-CERJ
Razão B3 / B2 (Coop Elet Rural)	2,17-2,26	Baixo-AES-Sul; Alto-todas
Razão B3 / B4a (Iluminação Púb-Rede)	1,94	

Vê-se que a categoria residencial (B1) mostra a maior variabilidade entre concessionárias em relação às tarifas de alta tensão. porém ainda restrita - dentro de 20%, e apenas 10% desconsiderando os dois casos extremos. O segmento comercial (B3) tem uma relação quase fixa com as tarifas de alta tensão e serve como referência para os outros setores não residenciais.

Impactos da escala do consumo e da tensão de interconexão

A tensão de interconexão é um fator muito importante diferenciando os preços pagos pelos consumidores pelo MWh fornecida.

Para começar, há a grande diferença entre os preços de baixa tensão e da alta tensão, já ilustrada na Tabela 5 acima. Por exemplo, os consumidores residenciais sem desconto (B1) e os consumidores comerciais sem desconto (B3) pagam 2½ a 3 vezes mais por MWh que um consumidor A2 típico.

Entre as classes de alta tensão, os preços são bem mais baixos para os consumidores maiores, independente do perfil da carga. A Tabela 6 compara os preços médios para as diferentes tensões, todos com os mesmos parâmetros de perfil de carga.

Tabela 6 : Impacto sobre o preço médio do aumento da tensão

Fator de Carga Total e na Ponta	85%	75%	60%	45%
A1 (230 kV e mais)	100%	100%	100%	100%
A2 (88 a 138 kV)	110%	110%	110%	110%
A3 (69 kV)	129%	130%	132%	134%
A3a (30 a 44 kV)	155%	157%	159%	162%
A4 (2,3 a 25 kV)	161%	162%	165%	168%

Demanda máxima e fator de carga igual na Ponta e Fora da Ponta.

Assim, com o mesmo fator de carga de, digamos, 60%, o preço médio sobe 65% na A4 em relação à A1. Um fator de carga de 60% seria baixo para consumidores típicos em A1 e geralmente seria alto para os consumidores típicos em A4. O fato que o fator de carga dos grandes consumidores é geralmente mais alta é muitas vezes usado para justificar a grande diferença nos preços pagos. O que a Tabela 6 mostra é que o consumidor menor pagaria muito mais, apesar de ter exactamente o mesmo perfil de carga.

³ Os valores são para o ano 2000. Em relação à variação entre concessionárias, acreditamos que não houve mudança significativa. A tabela foi preparada a partir de uma amostra de 21 concessionárias – ver A. Poole & J.B.N. Poole: *Acompanhamento dos Preços da Eletricidade no Brasil*, junho de 2002, no website do INEE.

A relação do custo da energia na Ponta e Fora da Ponta na tarifa horosazonal

Nas tarifas horosazonais de alta tensão, a energia é relativamente muito cara durante a Ponta e muito barato fora de Ponta. A Tabela 7 compara os preços de eletricidade comprada durante a Ponta e fora da Ponta, com base na Tarifa Horosazonal Azul.

Tabela 7 : Razão dos Preços por MWh para Eletricidade na Ponta e Fora da Ponta em 2001 ⁴

Classe de Tensão Fator de Carga	Razão Preço na Ponta / Fora de Ponta			
	85%	75%	60%	45%
A1 (230 kV e mais)	5,84	6,37	7,46	9,15
A2 (88 a 138 kV)	5,66	6,17	7,21	8,82
A3 (69 kV)	6,55	7,13	8,29	10,04
A3a (30 a 44 kV)	7,09	7,63	8,70	10,29
A4 (2,3 a 25 kV)	7,09	7,63	8,70	10,30

Os valores na tabela são ilustrativos das grandes diferenças entre o preço da energia na Ponta e fora da Ponta. A diferença é maior nas tensões mais baixas (A3a-A4) e aumenta com a redução do fator de carga. Na tensão A4 muitos consumidores têm fatores de carga relativamente baixos e por tanto enfrentam uma diferença de ~10 vezes no preço Ponta e Fora de Ponta.

⁴ Cálculo supõe Fator de Carga igual na Ponta e Fora da Ponta.

Porque acreditamos que há distorções nas tarifas elétricas

Descrevemos acima duas características chaves da estrutura tarifária atual:

- **Tensão de fornecimento** – O preço para as mais altas tensões (A1 e A2) é muito mais baixo que o preço médio para os consumidores de média (A4) e baixas tensões que não recebem subsídios.
- **Preço da energia no horário da ponta** – O preço da energia durante o horário da ponta é muito alto em relação ao preço fora da ponta.

Acreditamos que em ambos os casos, a diferença de preço entre as categorias é muito maior do que justificado pela realidade dos custos. Quer dizer, consumidores maiores devem pagar relativamente mais por MWh e o preço na ponta não deve ser tão mais alto que o preço da energia fora da ponta.

Ambas as distorções têm em comum uma desvalorização drástica do custo da geração da “energia firme” e da transmissão básica em relação ao custo da distribuição. Provavelmente, era conveniente para o Governo anterior manter a estrutura irrealista das tarifas durante a privatização das distribuidoras porque aumentou a margem da distribuição.

A distorção em relação à tensão de fornecimento é geralmente reconhecida. É mantida devido ao fortíssimo lobby dos grandes consumidores. A distorção da relação dos preços na Ponta com os preços fora da Ponta da tarifa horosazonal é geralmente desconhecida. Por tanto, preparou-se uma análise simplificada da estrutura dos custos do setor elétrico visando estimar aproximadamente o tamanho da distorção. A análise é resumida no Anexo A.

O ponto de partida da análise é o fato que >90% da geração no sistema interconectado nacional (SIN) é de origem hídrica. No sistema hidrelétrico brasileiro há uma “redundância” deliberada de capacidade de turbinas de geração e da capacidade de transmissão básica associada para assegurar um determinado nível de “energia firme” (average MWh cada mês) – até em situações de secas plurianuais. Aproveita assim da diversidade hidrológica existente entre as bacias hidrológicas e da capacidade dos reservatórios.

O resultado deste dimensionamento pela “energia firme” do sistema hidrelétrico é que a capacidade de geração e transmissão básica é maior que a demanda máxima da Ponta. Nos documentos de planejamento do antigo GCPS, o custo marginal da geração para a Ponta no SIN foi definido como = 0.

Este custo zero (ou quase zero) da geração na ponta da demanda é uma particularidade muito pouco comentada do sistema elétrico brasileiro. Em quase todos os sistemas elétricos do mundo, as horas de demanda máxima exigem o acionamento de capacidade de geração cada vez mais cara – com expressiva participação na formação dos preços

Apesar deste grande amortecedor do custo da G&T na Ponta no Brasil, a diferença nos preços na Ponta e Fora da Ponta é muito grande. Achamos que é maior que em qualquer país com um grande sistema termelétrico,⁵ enquanto pela lógica da estrutura dos custos deveria ser menor.

No Anexo A, apresenta-se simulações preliminares do custo da energia (MWh) fornecida durante a Ponta e Fora da Ponta para o conjunto dos consumidores de alta tensão. Considera-se, por um lado, a razão dos preços [Ponta/Fora da Ponta] resultando da tarifa atual e, por outro, a razão dos custos [Ponta/Fora da Ponta] baseada numa estimativa dos custos do sistema.

⁵ A constatação é preliminar baseada em algumas comparações internacionais específicas para consumidores da mesma faixa de voltagem da interconexão. É curiosamente difícil encontrar informações internacionais sistematizadas para comparar a estrutura das tarifas. Apenas informações sobre médias são fáceis de encontrar. Para obter informação sobre a estrutura tarifária é preciso ir de website em website das concessionárias. Apenas nos EUA são centenas de concessionárias com uma multidão de tarifas para consumidores dependendo de classe, tensão, opções, etc. Nos estudos para a reforma tarifária proposta, seria muito útil fazer uma análise sistemática da estrutura tarifária de alguns países.

Esta comparação preliminar sugere que a razão [Ponta/Fora da Ponta] do custo da energia é menos que a metade da razão com os preços de hoje. Sugere também que os preços Fora da Ponta são abaixo dos custos da categoria de Alta Tensão como todo – quer dizer, há um subsídio.

A análise é preliminar e deve ser aprimorada, porém as conclusões parecem válidas. A diferença detectada é muito grande e cabe observar que, numa análise inicial como esta, comparações relativas são mais robustas que a definição de valores absolutos. Não pretendemos sugerir qualquer valor tarifário em R\$, apenas mostrar que a distorção existe e é suficientemente grande para merecer atenção.

Outros Problemas Estruturais

A rigidez da estrutura tarifária atual merece comentário. (1) Apesar das grandes diferenças regionais, a estrutura é quase uniforme em todo o país, especialmente em relação às tarifas horosazonais como discutido acima. (2) A estrutura das tarifas horosazonais praticamente não mudou desde 1985. Havendo apenas um pequeno aumento no preço da Ponta em relação ao preço Fora da Ponta.

Um problema importante e pouco comentado é o tratamento dos subsídios de baixa tensão e A4 para certos setores, como residencial de baixa renda, cooperativas de agricultura e iluminação pública. Sem questionar necessariamente o mérito dos subsídios, há de reconhecer que o mecanismo de seu financiamento introduz distorções que complicam enormemente uma política de concorrência e pode também prejudicar os consumidores de baixa tensão não subsidiados.

Hoje quem arca com o custo do subsídio é a concessionária local e por extensão, seus consumidores não subsidiados. Os custos não são triviais, nem são iguais entre as concessionárias. Sendo que os consumidores de alta tensão (acima de 69 kV) são livres para a concorrência, a tendência natural é passar os custos adicionais aos consumidores cativos – que são no A4 e baixa tensão.⁶ Procura-se também limitar o prejuízo, o que praticamente garante um padrão baixo de serviço em muitos casos. Outra tendência é usar este subsídio cruzado como argumento para atrapalhar a introdução da concorrência.- que de fato nunca decolou.

Os subsídios a determinados consumidores são conseqüências de políticas nacionais e devem ser tratados de forma consistente com este fato. Em termos econômicos puros, a melhor solução seria que o contribuinte nacional pagasse o subsídio. Porém, esta solução sofre de muitas restrições práticas – começando pela absoluta impossibilidade do tesouro nacional assumir este fardo nos próximos anos.

Uma segunda alternativa seria o uso de taxas setoriais pagas por todos os consumidores e redistribuídas entre as concessionárias dependendo do volume de subsídio na área de cada uma. No Brasil, há dois exemplos relevantes de taxas setoriais que operam hoje.

O primeiro exemplo é a CCC (Conta de Compensação dos Combustíveis), da qual grande parte é gasto para subsidiar as tarifas dos sistemas isolados – um propósito muito parecido ao subsídio para a área rural. Com a CCC, todos os consumidores do Brasil compartilham o ônus.

Mais recentemente, com as privatizações, foi criada uma “taxa de benefício público” de 1% - hoje dividido entre o fomento do desenvolvimento tecnológico e o custeio dos programas das concessionárias de promover a eficiência entre os consumidores. O paralelo é menos exato que no caso da CCC (não há uma redistribuição de recursos entre as concessionárias), mas o princípio em relação ao fonte dos recursos é o mesmo - todos os consumidores devem compartilhar o ônus

Ambas as “taxas de benefício público” existentes têm seus problemas, que merecem atenção em outro lugar.⁷ No entanto, os problemas não invalidam o conceito que evitaria a incoerência aguda do atual esquema de subsídios para os segmentos de baixa renda, rural e iluminação pública. Simplesmente analisando a possibilidade permitiria, pela primeira vez, saber o tamanho destes subsídios. Transparência de subsídios é uma regra básica para sua administração adequada.

⁶ Consumidores potencialmente livres atendidos pela concessionária terão as tarifas regulamentadas

⁷ Os problemas se encontram principalmente na aplicação dos recursos e não na forma de seu recolhimento.

Porque é urgente corrigir as distorções estruturais das tarifárias

A reforma do setor energético iniciado pelo Governo de Fernando Henrique Cardoso foi denominada “liberal”. Na verdade, além da privatização a reforma acabou não sendo assim tão liberal nem um sucesso. A percepção geral hoje é que criou-se uma bagunça. Um dos problemas na raiz deste fracasso foi a falta de prioridade dada à questão de alinhar os sinais dos preços regulamentados aos consumidores com as realidades dos custos.

Um grande problema foi criada logo no início do *Plano Real*, como mostra a Figura 1. Congelou-se as tarifas elétricas durante mais que um ano, desfazendo a recuperação tarifária ensaiado a partir de abril de 1993. Como consequência, estima-se na Figura 2 que 1995 foi o ano com a tarifa média mais baixa da história brasileira – mais baixa ainda que 1993, supostamente o “ano horribilis” na memória do setor elétrico.

Quase ninguém se preocupava com isso na época por dois motivos. Primeiro, o Governo fez tudo para dificultar comparações históricas em moeda nacional – sob o pretexto de “apagar a memória da inflação”. Segundo, todo o mundo olhava a tarifa média em US\$. Com este critério a tarifa média foi satisfatória e estava subindo.

Com esses truques criou-se uma bomba de efeitos retardados, com explosões a partir da primeira desvalorização do Real no início de 1999 e ampliado em 2002. Criou-se também um complicador político – todo o mundo usa 1995 como o ano base para analisar o aumento das tarifas em moeda nacional – por falta de alternativa (dependem da série histórica do agente regulador – ANEEL).

Eis o problema. Quantas pessoas (especialmente jornalistas) sabem que aquele ano foi o ano da tarifa média mais baixa da história em moeda nacional? O problema não é só que houve desvalorização do Real. O ano base era muito problemático em termos de moeda nacional. Estamos pagando um preço muito caro hoje para a demagogia do início do Plano Real e uma parte deste custo é uma tremenda confusão sobre a questão dos preços.⁸

A dura realidade é que o conjunto dos consumidores tem que pagar mais Reais por MWh ou vai faltar energia de novo. Equacionar este problema sem criar outros no campo econômico e social (principalmente estimulando a inflação) é um dos maiores desafios para o novo Governo.

A reforma da estrutura tarifária pode ajudar. Pode ajudar mais ainda se for acompanhada por uma reforma da política de fomento da racionalização do uso energético pelos consumidores. Nos últimos quatro anos o Governo anterior mostrou uma paralisia neste assunto. Simplificando, não houve política.

A reforma da política de fomento da eficiência pode contribuir à viabilização política da reforma dos preços. Por sua vez seria reforçada por ela. Esta sinergia das duas linhas de ação pode facilitar muito o equacionamento dos desequilíbrios atuais do setor. Cabe observar que quanto mais rápido a economia crescer maior o impacto. Isso pode ser muito importante para equacionar oferta e demanda, caso haja um recuperação da economia.

A reforma da política de fomento da eficiência pode mitigar os impactos negativos da reforma dos preços para os “perdedores”. Um problema da política é que qualquer reforma de preços regulamentados ou tributos tem perdedores que são barulhentos enquanto os beneficiados geralmente se manifestam menos. Neste caso, os perdedores são os consumidores de alta tensão e especialmente os grandes consumidores de energia. Felizmente, muitos consumidores de alta tensão têm oportunidades para reduções substanciais no consumo de energia e outras otimizações que atenuam o impacto de um aumento dos preços energéticos sobre seus custos operacionais. Uma política de fomento ajudaria superar as conhecidas barreiras à viabilização de projetos economicamente interessantes. Enfraqueceria os argumentos contra a reforma.⁹

⁸ Outra legacia dessa demagogia é o debate sobre o uso de indicadores de inflação. No início do Plano Real o IGP-M era mais baixo que o IPCA – acho que foi escolhido por puro oportunismo.

⁹ Alguns setores muito energo-intensivos como alumínio e ferro-ligas que talvez não tenham muito potencial para redução podem (e devem) investir no próprio suprimento. Cabe observar que esses setores são exportadores e portanto foram beneficiados pela mesma desvalorização que exacerbou os desequilíbrios financeiros do setor elétrico.

Figura 1 : Evolução da Tarifa Média Mensal das Concessionárias: 1986-1995
Índice utilizado - IGP-DI

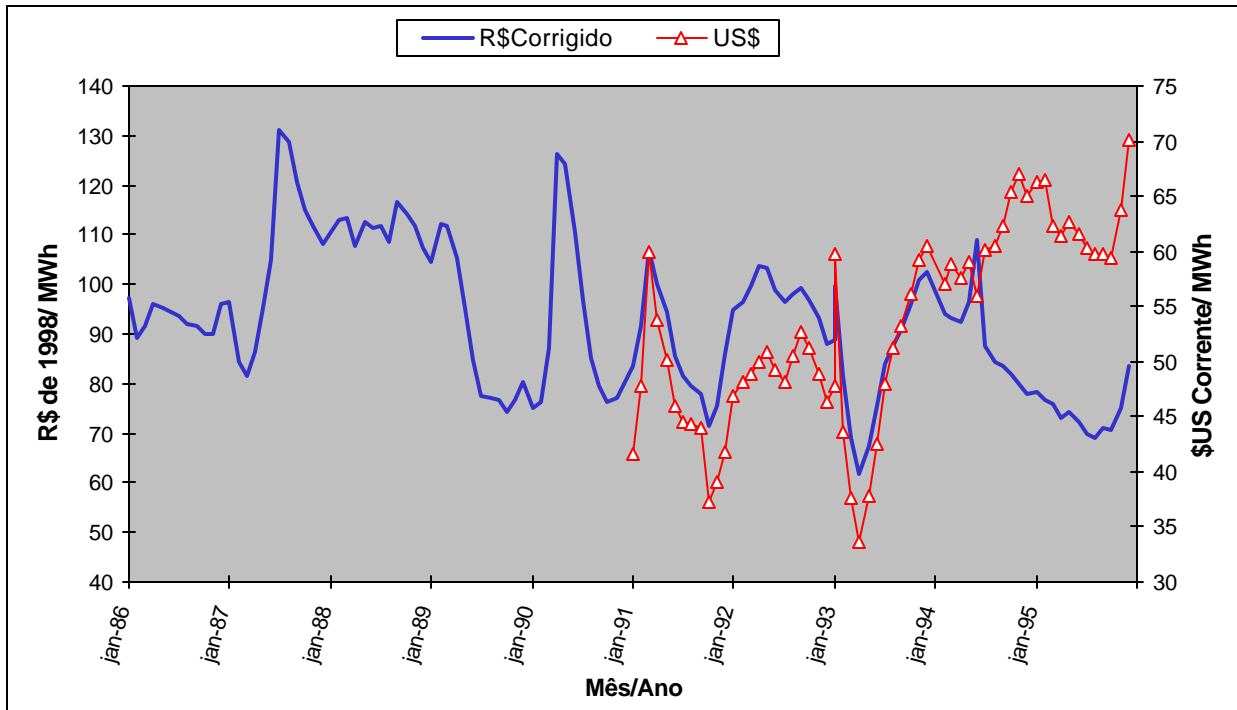
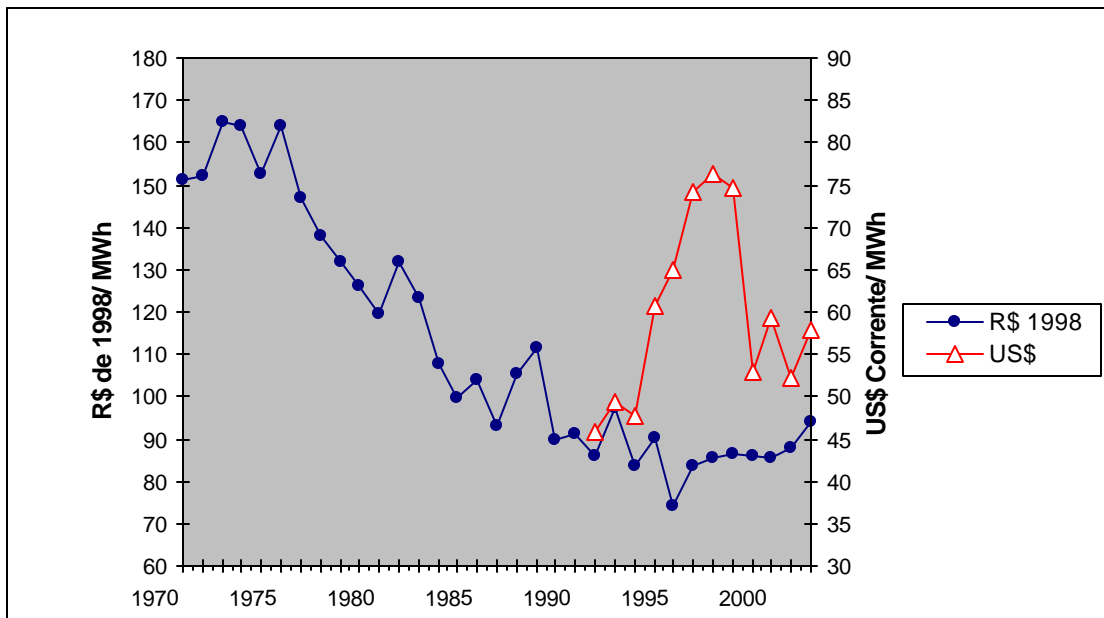


Figura 2 : Evolução da Tarifa Média Anual das Concessionárias: 1970-2002
Índice utilizado - IGP-DI



Ao mesmo tempo, uma reforma dos preços reforçaria os resultados de uma política de fomento da eficiência. Não apenas aumentaria o preço médio da energia para os consumidores mais capazes de reagir ao sinal, mudaria o enfoque das otimizações. Hoje e historicamente “otimização” geralmente quer dizer: (a) reduzir a demanda na Ponta (inclusive com geradores de ponta que proliferarem com a crise energética de 2001/02; (b) aumentar a tensão de atendimento. Aumentar a eficiência do consumo de energia fica no fim da fila.¹⁰

Destacamos esta sinergia porque raramente considera-se a política de preços junto com uma política de apoio à otimização. Há até uma tendência perversa de considerar políticas de fomento como substitutos para uma política realista de preços.

Voltando à urgência da reforma estrutural dos preços, podemos resumir a discussão acima:

- Ela permite o aumento necessário da tarifa média com impacto menor sobre os índices de inflação ao consumidor (como o IPCA). Isso porque esses índices são mais sensíveis aos aumentos na baixa tensão.
- Ela estimula mais investimento em eficiência, especialmente se acompanhado por uma política de fomento da eficiência, contribuindo ao equacionamento da oferta e demanda se o Brasil voltar a crescer. Esses investimentos seriam em grande parte de fontes diferentes das tradicionais fontes para a geração centralizada. O financiamento dos grandes centrais tem se mostrado muito difícil, uma diversificação de financiamento deve ser bem vindo como um complemento.

Outra consideração é o impacto nocivo da atual estrutura tarifária sobre a receita das concessionárias. Muitos consumidores estão saindo da Ponta, ligando seus geradores – uma medida altamente rentável para eles hoje. As concessionárias ficam com o osso – que é o consumo fora da Ponta. Assim, apesar de grandes aumentos de tarifa, a receita média por MWh da concessionária cresce muito menos e com alguns consumidores cai. Exacerba o significativamente o problema financeiro da perda de carga em geral experimentada pelas concessionárias desde a crise energética – mas até agora o efeito é pouco comentado.

A proliferação da geração na Ponta (principalmente com motores diesel) é um bom exemplo do desperdício causado pelas distorções de tarifa – sem falar de problemas ambientais em algumas cidades. Mostra também que os consumidores reagem aos sinais dos preços (incluindo quando os sinais são profundamente equivocados).

Esperamos que o novo Governo entenda a importância e conveniência de uma ampla reforma da estrutura tarifária. A estrutura atual, um fóssil dos anos 80, dificulta (em muitas maneiras) a resolução dos grandes desequilíbrios existentes no setor elétrico, que ameaçam o crescimento futuro do país. Fazer nada é fácil, mas o custo ao país – já alto – crescerá. Oportunidades de racionalização energética estão jogadas fora todo dia.

Recomendamos que o Governo organize o mais rápido possível um Grupo de Trabalho para definir e executar as análises necessárias. Criar uma base confiável para uma reforma exigirá um trabalho de envergadura. Participação no Grupo de Trabalho não deve ser restrito às instituições que tradicionalmente tratam do assunto das tarifas – que ao nosso ver trazem uma perspectiva viciada. É preciso também que o trabalho seja feito de forma transparente.

Se os recursos do MME e da ANEEL são inadequadas para mobilizar rapidamente, sugerimos buscar recursos complementares de fontes internacionais – como por exemplo os recursos a fundo perdido da GEF/Banco

¹⁰ Incluímos a cogeração – houve muitos casos onde consumidores correram para instalar geradores de ponta, pondo de lado projetos de cogeração que exigem investimentos maiores e tem retornos menores devido às distorções na tarifa.

Mundial estacionados há anos na Eletrobrás.¹¹ De qualquer forma, ainda um grande estudo é barato comparado com qualquer outra medida para recuperar o crescimento sustentável do setor elétrico em equilíbrio com as necessidades de consumo.

¹¹ A atual estrutura tarifária nasceu de um grande conjunto de estudos financiados em grande parte pelo Banco Mundial no início dos anos 80. Algum componente internacional seria interessante de qualquer forma para aprofundar comparações internacionais da estrutura tarifária, hoje não disponíveis de forma sistemática.

Anexo A – Simulações do Custo da Eletricidade na Ponta e Fora da Ponta

Procuramos estimar aproximadamente o custo relativa da energia na Ponta e Fora da Ponta no sistema brasileiro. Preparou-se um modelo simplificado dos investimentos e custos operacionais do setor elétrico como todo, discriminando depois o sub-sistema de baixa tensão do sub-sistema da alta tensão. A análise dos resultados é restrita ao sub-sistema de alta tensão, porque é apenas nele que a tarifa atual discrimina energia na Ponta e Fora da Ponta.¹²

Os custos são discriminados em cinco itens:

- Geração
- Transmissão
- Subtransmissão
- Distribuição
- Comercialização

Para cada item definimos se o custo é dimensionado principalmente pela demanda máxima, a energia consumida ou um outro fator (como número de consumidores no caso da comercialização). Os custos dimensionados pela demanda máxima são atribuídos ao custo da energia na Ponta. Os outros custos são atribuídos uniformemente por MWh na Ponta e Fora da Ponta.¹³

O custo médio histórico foi utilizado para analisar o sub-sistema de alta tensão. É mais simples e transparente. É relevante também à metodologia atual de regulamentação das tarifas elétricas de fornecimento. No entanto, começamos esboçar uma análise considerando custos marginais. Acreditamos que uma abordagem “marginalista” reforçará as conclusões da análise com custos históricos.¹⁴

A Tabela **A1** resume as suposições das simulações. Há quatro categorias:

1. Suposições econômicas sobre o sistema e os dois subsistemas incluindo os investimentos, custos operacionais e fatores de carga.
2. A participação de cada atividade nos investimentos e custos operacionais.
3. Parâmetros financeiros para cada atividade, incluindo tempo de amortização e o custo médio do capital.¹⁵
4. Atribuição do custo de cada atividade ao custo da energia na Ponta e Fora da Ponta.

Os valores supostos aqui são muito preliminares. Espera-se aperfeiçoá-los numa segunda rodada de simulações. Com o modelo será fácil fazer ajustes. No entanto, as diferenças encontradas entre a tarifa atual e a simulação de custos é tão grande que acreditamos que a tese básica é robusta e não mudará significativamente com os aperfeiçoamentos.

¹² O modelo é disponível do INEE para os que concordam em compartilhar os resultados e cálculos de suas análises. Contactar: Alan Poole no endereço inee@inee.org.br.

¹³ A discriminação entre transmissão e subtransmissão é importante sob esta ótica. A subtransmissão é dimensionada principalmente pela demanda máxima, enquanto é nossa tese que a transmissão básica é dimensionada principalmente pela energia firme.

¹⁴ A tendência é para a razão Ponta-Fora de Ponta diminuir mais nos próximos anos devido ao custo maior da geração. Observa-se que as termelétricas vão operar na base - sendo que as hidrelétricas continuarão suprindo a ponta. Portanto, a geração continuará sendo dimensionada principalmente pela energia consumida - não pela demanda máxima.

¹⁵ Como simplificação, o custo médio ponderado do capital, descontando a inflação, foi fixo em 14,3% para todas as atividades.

Tabela A1 – Suposições da Simulação dos Custos da Energia na Ponta e Fora da Ponta

	Sistema Total		Custo Médio- Atual	
	Custo Médio Atual	Custo Marginal	Baixa Tensão	Alta Tensão
Valor Investimento por kW	R\$ 4.000	R\$ 3.000	R\$ 4.690	R\$ 3.424
Fator de Capacidade do Sistema de Geração	55,0%	55,0%	55,0%	55,0%
Fator de Capacidade do Sub-Sistema			45,0%	63,3%
Participação no Investimento Total				
Geração	50,0%	40,0%	42,6%	58%
Transmissão	20,0%	20,0%	17,1%	23%
Subtransmissão	10,0%	15,0%	11,2%	9%
Distribuição	15,0%	20,0%	21,1%	8%
Comercialização	5,0%	5,0%	8,0%	2%
Prazo de Amortização do Investimento (Anos)				
Geração	25	20	25	25
Transmissão	15	15	15	15
Subtransmissão	15	15	15	15
Distribuição	10	10	10	10
Comercialização	7	7	7	7
Custo Operacional Total por kW por Ano	R\$ 100	R\$ 350	R\$ 155	R\$ 54
Participação no Custo Operacional				
Geração	15,0%	75,5%	9,7%	27,6%
Transmissão	10,0%	2,5%	6,5%	18,4%
Subtransmissão	5,0%	2,0%	4,3%	6,8%
Distribuição	35,0%	10,0%	37,3%	29,5%
Comercialização	35,0%	10,0%	42,3%	17,7%
Custo Anual Total por kW				
Geração	R\$ 311	R\$ 449	R\$ 311	R\$ 311
Transmissão	R\$ 142	R\$ 108	R\$ 142	R\$ 142
Subtransmissão	R\$ 71	R\$ 81	R\$ 94	R\$ 52
Distribuição	R\$ 151	R\$ 151	R\$ 250	R\$ 69
Comercialização	R\$ 82	R\$ 70	R\$ 153	R\$ 23
Total	R\$ 757	R\$ 860	R\$ 949	R\$ 597
Custo Anual Total por MWh				
Geração	R\$ 65	R\$ 93	R\$ 65	R\$ 65
Transmissão	R\$ 29	R\$ 22	R\$ 29	R\$ 29
Subtransmissão	R\$ 15	R\$ 17	R\$ 24	R\$ 9
Distribuição	R\$ 31	R\$ 31	R\$ 63	R\$ 13
Comercialização	R\$ 17	R\$ 15	R\$ 39	R\$ 4
Total	R\$ 157	R\$ 178	R\$ 220	R\$ 120
Parcela Dimensionado pela Demanda Máxima				
Geração	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Transmissão	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Subtransmissão	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Distribuição	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Comercialização	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total Ponderado	32,4%	30,3%	41,7%	22,2%

Para calcular a razão dos custos da energia na Ponta/Fora de Ponta dos consumidores de alta tensão é preciso estipular fatores de carga para os dois períodos. Não temos esta informação. Preparamos dois casos.

- A. O mais simplificado supõe que o Fator de Carga na Ponta = Fator de Carga Fora da Ponta.
- B. O segundo supõe que o Fator de Carga é maior na Ponta (25% mais que o FC Médio)

No Caso A os cálculos para o subsistema de Alta Tensão sugerem que o custo da energia é na média **4,26** vezes mais na Ponta que Fora da Ponta. Se o Fator de Carga na Ponta ser 25% acima do Fator de Carga médio do subsistema (79,2% x 63,3%), a razão dos custos médios [Ponta/Fora da Ponta} cai para **3,60** vezes. A queda da razão é devida ao fato que, ao aumentar o Fator de Carga durante a Ponta o custo por MWh cai.

Para comparar esses valores com os preços relativos resultantes da tarifa atual, preparamos um cenário que pondera a participação de cada classe da Tarifa Horosazonal Azul no consumo de alta tensão. Para cada classe estimamos um fator de carga médio e durante a Ponta. As suposições são resumidas na Tabela **A3**. Os fatores de carga para o subsistema são iguais aos valores para a estimativa dos custos.

**Tabela A3: Fator de Carga e Participação no Consumo das Classes de Alta Tensão
Suposições para a Simulação**

Classe Horosazonal Azul	Fator de Carga %		Participação Consumo	
	Total	Ponta	Total	Alta Tensão
A1 (230 kV ou mais)	85,0%	90,0%	10%	18%
A2 (88 a 138 kV)	75,0%	82,0%	16%	29%
A3 (69 kV)	65,0%	80,0%	3%	6%
A3a (30 a 44 kV)	55,0%	75,0%	2%	3%
A4 (2,3 a 25 kV)	46,5%	73,0%	23%	43%
Total	63,3%	79,20%	54,5%	100%

Como resultado a razão dos preços médios [Ponta/Fora da Ponta] é:

- **No Caso A** – Fator de Carga igual na Ponta e Fora da Ponta, a razão é **7,99**.
- **No Caso B** – Fator de Carga na Ponta 25% acima da média, a razão é **6,31**

Em ambos os casos a razão dos preços atuais é muito maior que a razão dos custos. No Caso A – **87%** mais, no Caso B – **75%** mais.

A relativa estabilidade da diferença sugere que o aperfeiçoamento dos valores para fatores de carga não mudará a conclusão básica, isto é que o preço da energia na Ponta está exageradamente alta em relação ao preço fora da ponta.

A disparidade entre custos e preços pode ser maior ainda. Nas simulações de custo foi suposto que 100% do custo da demanda é cobrado durante as horas da Ponta. Este período é curto, apenas 3 horas por dia útil - no total, apenas 8,5% do tempo no ano. É questionável carregar todos os custos da demanda num período tão curto – especialmente num país do tamanho e diversidade do Brasil. Em muitas indústrias a demanda máxima não ocorre durante o período da Ponta. Com o crescimento do ar condicionado a demanda máxima em muitas cidades vem antes da Ponta do SIN. Um período tão curto pode – e já está – incentivando respostas do tipo “esprimir o balão”, aperte aqui expande lá

A própria estrutura tarifária brasileira atribui apenas 75-83% dos custos da demanda ao período da Ponta, como se vê na Tabela **A4**.

Tabela A4- Alocação Atual do Custo da Demanda de 1 MW - Ponta e Fora da Ponta
Valores anuais para CEMIG em 04/2202 - Tarifa Azul

Classe	Custo Anual da Demanda		Participação da Ponta
	Ponta	F. Ponta	
A1 (>230 kV)	R\$ 159.600	R\$ 33.480	82,7%
A2 (88 a 138 kV)	R\$ 171.720	R\$ 39.480	81,3%
A3 (69 kV)	R\$ 230.400	R\$ 62.880	78,6%
A3a (30 a 44 kV)	R\$ 269.040	R\$ 89.880	75,0%
A4 (2,3 a 25 kV)	R\$ 278.880	R\$ 93.000	75,0%

Atribuindo 80% dos custos da demanda ao horário atual da Ponta reduz a razão dos custos [Ponta/Fora da Ponta] dramaticamente:

- **No Caso A**, cai para 2,18.
- **No Caso B**, cai para 2,03

Outra possibilidade seria esticar o período da Ponta - investigamos o impacto de aumentar de 3 para 4 horas. Aumenta-se o período da Ponta para **11,4%** do tempo. Com 100% dos custos da demanda atribuídos à Ponta, este pequeno ajuste também diminui a razão dos custos [Ponta/Fora da Ponta] substancialmente.

- **No Caso A**, cai para 3,44.
- **No Caso B**, cai para 2,95.

Os perfis de carga do sistema nacional e dos sistemas regionais devem ser estudados para verificar se o período de Ponta deve ser estendido. Experiências internacionais devem ser estudadas também.

A Tabela **A5** resume as comparações entre o custo estimado e os preços com a estrutura tarifária atual.

Tabela A5: Resumo dos Cenários da Razão dos Preços Na Ponta e Fora da Ponta

	Tarifa Atual	Custos Estimados		
		100% Custo da Demanda na Ponta Ponta 3 horas	Ponta 4 horas	80% Custo da Demanda na Ponta Ponta 3 horas
Caso A -FC na Ponta=FC Fora P	7,99	4,26	3,44	2,18
Caso B -FC na Ponta 25%> Médio	6,31	3,60	2,95	2,03

Esta comparação preliminar sugere que a razão [Ponta/Fora da Ponta] do custo da energia é menos que a metade da razão dos preços hoje. Um corolário é que o custo da energia Fora da Ponta é provavelmente subsidiado hoje para a categoria de Alta Tensão como todo.

Os valores apresentados são resultados de uma primeira rodada de simulações. Espera-se preparar uma segunda rodada depois uma avaliação dos parâmetros utilizados. No entanto, apesar de ser preliminares, as conclusões parecem válidas. A diferença detectada é muito grande e cabe observar que, numa análise preliminar, comparações relativas são mais robustas que a definição de valores absolutos. Não pretendemos sugerir qualquer valor tarifário em R\$.

Mostrar que há distorções importantes na estrutura das tarifas de energia é uma coisa. Redefinir as tarifas ao nível das concessionárias é outra – que exigirá informações sólidas e muita análise. Esperamos apenas mostrar que a distorção é suficientemente grande para justificar este esforço.