

## ***XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI 2002***

### **Subsídios Cruzados / Estrutura Tarifária**

**N. P. Antunes – CEMIG/STILB, W. J. Koprik – COPEL, S. C. Cabral Valadares – COELBA, J. S. Ferreira – ESCELSA, C. M. Souza – CEMIG, S. T. Castilho – ELEKTRO, F. Slade, J. Koole**

E-mail: [neusapa@cemig.com.br](mailto:neusapa@cemig.com.br)

#### ***Palavras-chave: Estrutura – subsídios - tarifária Custo do Fornecimento***

O custo total de fornecimento ao consumidor final é a soma das despesas com compra de geração, das despesas com transporte na rede básica, das despesas com transporte em tensão de distribuição, dos custos próprios de comercialização e encargos. Seja para atendimento de um cliente livre ou cativo.

O preço será então estabelecido a partir desses custos mais uma margem de comercialização.

#### ***Comercialização a Clientes Livres***

As tarifas de transporte na rede básica bem como as tarifas de transporte em tensão de distribuição serão reguladas pela ANEEL. A resolução 264 de 1998 estabelece que esses preços serão os mesmos, seja para atendimento dos consumidores livres atendidos pela própria comercializadora, seja para atendimento de consumidores atendidos por outro agente comercializador.

Assim, deve-se ter bem claro que no atendimento aos consumidores livres somente a compra de geração e a margem de comercialização são de livre negociação. O mercado regularia esses preços.

O preço final ao consumidor será o resultado dessas operações, algumas reguladas pela ANEEL e outras pelo mercado.

#### ***O consumidor Livre***

Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, poderão exercer opção de comprar livremente energia elétrica:

consumidores com demanda contratada  $\geq 3$  MW atendidos em tensão  $\geq 69$  kV ;

consumidores ligados após 08.07.95, com demanda contratada  $\geq 3$  MW, atendidos em qualquer tensão;

consumidores com demanda contratada  $\geq 500$  kW, atendidos em qualquer tensão que compre de produtor independente ou autoprodutor cuja potência total final esteja entre 1 e 30 MW.

Os clientes livres podem ser atendidos pelas D/C's ou por agentes comercializadores independentes. Os consumidores livres podem optar por comprar da própria D/C local a preços livremente negociados, ou optar por outro fornecedor. Pela 264, quando o consumidor, que optou por outro fornecedor, quiser voltar a ser atendido pela D/C local, ele será considerado como consumidor livre.

Era de se esperar que um cliente novo fosse sempre atendido através de livre negociação, mas ele pode ser atendido em tarifas reguladas. Esperava-se que findo o período de transição, o cliente livre ficasse definitivamente livre, isto é, não fosse mais atendido em tarifas reguladas, mas pelo desenrolar da implantação final do novo modelo isto se mostra muito improvável.

#### ***Os Contratos***

A comercialização de energia elétrica a consumidores livres implicará na celebração dos seguintes contratos (artigo 7o ):

- Contrato de compra e venda de energia elétrica com o fornecedor;
- Contrato de conexão com o concessionário proprietário do sistema de distribuição ou transmissão;
- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição e/ou Transmissão com a Distribuidora.

Veja que isto define que a compra de energia é com o gerador ou fornecedor e que o transporte é com a distribuidora. São contratos diferentes e, em princípio, com diferentes agentes envolvidos.

#### ***As Tarifas reguladas e o Mercado Livre***

Estima-se que atualmente haja no Brasil quase mil e duzentos consumidores potencialmente livres, responsáveis por um consumo de quase 100 TWh<sup>1</sup>. Em 2003, poderão ser reduzidos os níveis de potência contratada dos consumidores livres. Uma minuta de resolução de consumidores livres, que foi colocada no site da ANEEL, propunha a liberação nesse ano de todo mercado do grupo A e propõe em 2005 a liberação de todo mercado do Grupo B, ou seja em 2005 todos os consumidores seriam livres.

<sup>1</sup> Estima-se que 14% do consumo do A4 e 0,4% do número de consumidores tenham potência igual ou superior a 3 MW

Tabela 1

Estimativa de Número de Consumidores Livres

ANO	Número de consumidores	Consumo, em MWh
A1	85	31.989
A2	562	53.470
A3	379	10.137
A3a	193	3.864
A3a LIVRE	33	700
A4	104.922	70.838
A4 LIVRE	111	2.181
TOTAL LIVRE	1.169	98.478

Isto tudo seria muito radical se funcionasse. É muito fácil escrever uma resolução colocando que os consumidores estão livres. Difícil é criar condições, regras adequadas, que façam com que eles queiram ser livres.

Até que haja a total desconstrução dos CI's, as D/C's terão um mix de compra de geração inferior aos preços praticados no mercado livre, que ao contrário, terá altos preços. Logicamente, as tarifas de fornecimento até lá também estarão, em média, abaixo dos preços finais negociados no mercado livre.

Além disso, as tarifas reguladas possuem enormes subsídios cruzados. Como se sabe, os clientes em tensão igual ou superior a 138 kV pagam menos que os custos médios de fornecimento, isto é, menos que a soma do mix de compra de geração mais o pagamento da rede básica e o pagamento do uso do sistema de distribuição, além de encargos e custos de comercialização. E este é basicamente o mercado livre!

Conclusão: o mercado livre para consumidores hoje está inviabilizado, pois os clientes sempre optarão pelas tarifas reguladas, mesmo o cliente do subgrupo A4, como mostraremos adiante. O mercado livre está na prática entre D/C's e geradores.

#### **Comercialização ao Mercado Cativo**

Somente as D/C's atendem ao mercado cativo.

Os preços finais ao mercado cativo serão regulados pela ANEEL:

- transporte está regulado;
- existe uma fórmula de repasse das compras de geração para as tarifas reguladas estimulando o comercializador a procurar e negociar o menor preço;
- a soma geração (definida pela fórmula de repasse), transporte, comercialização e encargos, definirá a Receita Permitida de Fornecimento ao Mercado Cativo.

As D/C's atenderão seus mercados com energia dos Contratos Iniciais, Contratos Bilaterais com Produtores Independentes, Contratos Bilaterais com Concessionários de Serviço Público (leilões) e compras de curto prazo no MAE. Somente as D/C's têm Contratos Iniciais .

Deve-se ter claro que existe uma tarifa de transporte selo atrelada aos Contratos Iniciais e uma tarifa zonal atrelada aos demais contratos bilaterais. As resoluções 022/2001, 256/2001 e 248/2002 definem a fórmula de repasse para as tarifas reguladas tanto das compras de geração quanto do transporte associado a cada tipo de contrato.

O montante de potência pago pelo uso da Rede Básica na tarifa selo atrelada aos CI's, reduz no período de transição na mesma proporção dos volumes dos CI's.

Denominou-se Tarifa de Referência, a tarifa que deveria ser praticada, sem subsídios em cada subgrupo tarifário, ou seja, a soma do mix de compra de geração mais o pagamento da rede básica e o pagamento do uso do sistema de distribuição além de encargos e custos de comercialização.

Os clientes do subgrupo A2 e também A1 (mesmo sem pagar uso do sistema de distribuição) do SU/SE/CO sempre foram e continuam sendo subsidiados por outros consumidores.

Já a Tarifa de Referência do subgrupo B3, está abaixo das tarifas praticadas. Ou seja, os clientes do B3 continuam suportando os subsídios do A1 e A2.

Esses subsídios trazem ineficiência, desperdício e alocação inadequada dos escassos recursos, além de ser injusto para com a maioria dos consumidores. É sempre a mesma equação: os pequenos subsidiando os grandes!

Como o mix de compra de energia das D/C's é bem menor que os preços do mercado livre, e ainda, a margem das tarifas reguladas dos grandes consumidores atualmente é negativa (as D/C's vendem abaixo dos custos), os preços finais de compra no mercado livre ficam absolutamente desinteressantes (muito acima das tarifas reguladas).

Conclusão: para que haja comercialização com consumidores livres, deve-se corrigir a estrutura das tarifas de fornecimento e esperar o fim dos contratos iniciais.

#### **Evolução dos Custos e Tarifas ao Consumidor Final**

Para fazer um estudo dos subsídios cruzados existentes nas tarifas de fornecimento e propor sua correção é necessário observar os custos de atendimento em cada subgrupo no médio/longo prazo. A estrutura dos custos muda com a alteração dos preços em cada unidade de negócio – Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Encargos.

Como os custos de Geração (para a D/C) aumentarão bastante com a redução e subsequente extinção dos Contratos Iniciais, haverá uma mudança significativa na estrutura das tarifas, pois o impacto relativo da geração é maior na alta tensão que na baixa tensão. Ou seja, o aumento do mix de compra de geração da D/C provoca um aumento percentual maior de custos no A2, por exemplo, que no B1.

Assim, o estudo consiste, não só em calcular as tarifas de referência, mas sua evolução nos próximos 9 anos. Levou-se em consideração as expectativas de compras de geração e os respectivos transportes associados mais os custos de comercialização nesse período.

Além disso, foram calculadas as tarifas médias praticadas em cada subgrupo e seu reajuste anual com o IRT “flat”, que é a prática da ANEEL até hoje.

As diferenças entre as tarifas de referência e as tarifas praticadas definirão os subsídios cruzados e os índices de reajuste para sua correção.

A seguir serão apresentados os custos de cada unidade de geração, transmissão, distribuição e comercialização, e sua previsão para os próximos dez anos.

#### **As Compras de Geração**

##### **Os Contratos Iniciais**

Os volumes dos Contratos Iniciais reduzirão 25% em 2003, 50% em 2004, 75% em 2005 e serão extintos em 2006.

Os Contratos Iniciais – CI’s – do SE/CO estão com um preço médio de 49,39 R\$/MWh, sendo que o preço de energia representa 42,12 R\$/MWh e o preço de potência 3,51 R\$/kW.mês. Os Contratos Iniciais com a CESP Paraná resultaram em uma média de 55,23 R\$/MWh. Furnas está com média de 51,96 R\$/MWh e Paranapanema, com 53,85 R\$/MWh, enquanto a média da CEMIG ficou em 40,35.

A média Brasil dos Contratos Iniciais, mais Itaipu já está em 52,70 R\$/MWh.

A tabela a seguir resume estas informações:

Tabela 2

Valor dos contratos iniciais no SE/CO

Empresa / Região	Potência R\$/kW.mês	Energia R\$/MWh	Média R\$/MWh
CEMIG	3,06	34,97	40,35
CESP GERAÇÃO	3,75	42,67	55,23
FURNAS	3,47	45,39	51,96
PARANAPANEMA	3,52	45,65	53,85
TODAS SE/CO	3,51	42,12	49,39

##### **Os Contratos Bilaterais com Concessionário de Serviço Público - CBCSP**

Atualmente 70% da energia dos CI’s são de propriedade de empresas estatais. Assim em 2003, dos 25% de redução dos CI’s, 70% seria transformado em Contratos Bilaterais com Concessionário de Serviço Público cujas energias deverão ser vendidas em leilão. Os outros 30% serão comercializados bilateralmente a preços livremente acordados. Supõe-se que os preços do leilão serão os mesmos do mercado livre: próximo ao custo marginal.

##### **Contratos Bilaterais Livremente Negociados**

Foi suposto que o preço no mercado livre fique por volta de 32 US\$/MWh.

##### **Evolução do Mix de Compra de Geração**

A partir das informações e premissas descritas anteriormente foi calculada a evolução do mix de compra de geração das D/C’s de 2002 a 2010 (ver Tabela 2).

Estima-se que os preços médios de compra de geração para as D/C’s do SE/CO se elevem de uma média de

58,60 R\$/MWh para 83,87 R\$/MWh em 2006 e para 83,89 R\$/MWh em 2010.

Para calcular as tarifas de referência, no entanto, é necessário calcular o mix de compra para cada subgrupo tarifário, que é diferente conforme o comportamento de sua carga.

Por exemplo, para atender o consumidor do subgrupo A2 do SE/CO, cujo fator de carga mensal é de 70% e modulação de 34% na ponta, o “mix” de compra seria um pouco menor devido ao uso na ponta proporcionalmente menor que todo mercado da empresa – 56,59 R\$/MWh. O mesmo vale para o A1, A3 e A3a. Considerou-se que o preço contrato bilateral livre será mais caro na ponta, dado que os acertos de mercado serão feitos pelos preços de curto prazo.

Para atender um consumidor do subgrupo A4 do SE/CO, cujo fator de carga mensal é de 42% e modulação de 29% na ponta, o “mix” de compra seria ligeiramente maior que o A2 – 58,61 R\$/MWh.

Para atender o mercado residencial da baixa tensão do SE/CO, cujo fator de carga mensal é da ordem de 50% e com carga concentrada na ponta, o “mix” de compra é maior que do grupo A, e igual a 60 R\$/MWh.

Tabela 3 – Evolução dos preços médios de compra de Geração pelas D/C's do SE/CO

Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Requisito – MWh	218.553.280	235.180.720	250.576.950	262.467.120	275.896.200	290.175.000	305.180.880	320.064.120	337.479.000
Contratos Iniciais – MWh	156.107.106	117.080.330	78.053.553	39.026.777					
ITAIPU – MWh	56.624.479	56.624.479	56.624.479	56.624.479	56.624.479	56.624.479	56.624.479	56.624.479	56.624.479
Bilateral Livre – MWh	5.821.695	31.245.323	55.437.741	76.124.099	98.349.368	112.628.168	127.634.048	142.517.288	159.932.168
Bilateral C.S. Público – MWh		30.230.588	60.461.177	90.691.765	120.922.354	120.922.354	120.922.354	120.922.354	120.922.354
PM CIs – R\$/MWh	49,00	49,00	49,00	49,00	49,00				
PM Itaipu – R\$/MWh	82,47	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34
PM Bilateral Livre – R\$/MWh	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00
PM Bilateral C.S. Público – R\$/MWh		84,00	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00
Preço Médio – R\$/MWh	58,60	66,42	72,95	78,65	83,87	83,87	83,88	83,88	83,89

#### As Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

Arelado aos Contratos Iniciais, existe um montante contratado com a rede básica a uma tarifa selo. Esse montante reduz na mesma proporção dos Contratos Iniciais e é contratado na tarifa zonal ou estadual, atrelado a partir daí aos contratos livremente negociados. Esta tarifa mensal selo está em R\$ 3.612,19 R\$/MW (Resolução No. 244 de 2001) e representa em média 8,37 R\$/MWh (mercado de toda D/C) no SE/CO.

As tarifas atreladas às compras no mercado livre são aplicadas aos geradores (tarifas nodais ou por barra) e às cargas (tarifas por estado).

No período de transição, nas transações associadas aos Contratos Iniciais, apenas a “Carga” paga tarifa de uso de transmissão. Em 2006, toda potência contratada pelas D/C's (exceção da carga atendida por Itaipu) com a RB

Tabela 4

Evolução das Tarifas Médias de Transporte de Transmissão no SE/CO

TRANSPORTE REDE BÁSICA + TRANSPORTE ITAIPU - R\$/MWh									
Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
SELO	8,33	9,19	8,74	8,80	8,61	8,25	8,07	7,89	7,65
ZONAL	5,46	6,03	5,73	5,77	5,65	5,41	5,29	5,17	5,02
ITAIPU	1,17	1,08	1,00	0,94	0,89	0,85	0,80	0,76	0,72
MÉDIA + Itaipu	9,43	9,44	8,35	7,81	7,15	6,81	6,61	6,42	6,18

O mix de pagamento pelo transporte em transmissão do SE/CO sairá de 9,43 R\$/MWh em 2002 para 6,18 R\$/MWh em 2010.

O transporte para o cliente do subgrupo A2 do SE/CO – plano, com fator de carga de 85% e modulação de 35% – fica menor em R\$/MWh porque o fator de carga é alto e a tarifa só é cobrada na ponta. Assim, a tarifa de transmissão estadual ficaria 3,05 R\$/MWh e a tarifa selo 4,65 R\$/MWh. Para o cliente A2 a tarifa de Itaipu equivale a 0,65 R\$/MWh. Isto acontece também com os clientes dos subgrupos A1, A3 e A3a.

seria na tarifa estadual e todos os geradores também estarão pagando pelo uso do sistema de transmissão. Por isso, as tarifas médias de uso do sistema de transmissão cai, para as D/C's, com o fim dos CI's.

Além dessa tarifa, as empresas das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste deverão pagar a tarifa de transporte associada a compra de energia de Itaipu, cujo valor é 1,9538 R\$/kW.mês. Isto equivale a 1,17 R\$/MWh (para todo mercado da D/C). Este valor, em R\$/MWh, é bem menor que o selo porque é pago apenas sobre a demanda de Itaipu e não sobre a carga própria total da empresa.

O valor médio do transporte (incluindo Itaipu) para as cargas das regiões SE/CO é 9,39 R\$/MWh (para todo mercado da D/C).

A tabela a seguir apresenta o mix de preços ou custos de transmissão. Considerou-se a gradativa substituição da tarifa selo pela tarifa zonal.

Como o subgrupo A4 tem um menor fator de carga, apesar de menor uso de potência na ponta, a tarifa média de transporte em R\$/MWh é maior que a do subgrupo A2, isto é 9,30 R\$/MWh.

A Baixa tensão, além do menor fator de carga, tem praticamente toda carga está concentrada na ponta. Logo, a tarifa média de transporte ficou em 11,84 R\$/MWh, maior que a do Grupo A.

A Tabela 4, a seguir, mostra o mix de pagamento do Uso da Rede Básica de cada subgrupo tarifário de cada região, hoje, em 2006 e 2010.

Tabela 5

Região	Sudeste/Centro-Oeste		
	Ano	2002	2006
A1	5,48	4,18	3,62
A2	5,26	4,01	3,47
A3	10,16	7,71	6,71
A3a	9,61	7,32	6,34
A4	9,30	7,08	6,13
AS	9,97	7,59	6,57
B1	12,36	9,41	8,15
B2	12,64	9,63	8,34
B3	11,02	8,40	7,27
B4	9,92	7,56	6,54
TOTAL	5,48	4,18	3,62
IRT flat	9,43	7,15	6,18

#### As Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição

O valor médio da TUSD do SE/CO, está 6,55 R\$/kW.mês na ponta e 1,62 R\$/kW.mês fora de ponta para o subgrupo A2. Isto equivale a uma tarifa de 10,42 R\$/MWh para esse mercado. Excluindo-se as perdas técnicas de compra de geração, e fazendo ajuste para fechar a receita total de fornecimento da região, a tarifa “fio” fica 7,98 R\$/MWh.

Para o subgrupo A3 a tarifa média está por volta de 24,65 R\$/MWh (11,02 R\$/kW na ponta e 3,07 R\$/kW fora de ponta) e para o A3a 42,28 R\$/MWh (13,54 R\$/kW de ponta e 4,85 R\$/kW fora de ponta). A tarifa média “fio” ajustada ficou em 18,54 R\$/MWh para o A3 e 34,75 R\$/MWh para o A3a.

O valor médio da TUSD do subgrupo A4 está no entorno de 17,71 R\$/kW.mês na ponta e 6,06 R\$/kW.mês fora de ponta. Isto define uma tarifa de 52,28 R\$/MWh para o mercado global do A4, que excluindo as perdas de compra de geração e fazendo ajuste para fechar a receita cai para 43,51 R\$/MWh.

O valor médio da TUSD até a baixa tensão é de 61,24 R\$/MWh – 32,44 R\$/kW na ponta e 4,54 R\$/kW fora da ponta. E a TUSD “fio” ajustada é 45,94 R\$/MWh.

Nessas tarifas já estão incluídas a receita necessária à cobertura dos custos de conexão e encargos da Distribuição. Não está incluída a maior parte dos custos de comercialização (somente leitura e medição).

Um resumo destes valores pode ser observado na tabela 5.

Tabela 6

TUSD por Subgrupo		
Subgrupo	Sudeste/Centro-Oeste	
	c/ perdas	s/ perdas
A2	10,42	7,98
A3	24,65	18,54
A3a	42,28	34,75
A4	54,48	45,41
AS	97,73	90,17
B1	61,16	46,54
B2	53,82	24,53
B3	63,48	49,04
B4	58,91	44,61
Média	44,89	35,11

As TUSD's médias aqui apresentadas foram calculadas com os valores publicados pela ANEEL, cujas tarifas do A4 estão relativamente altos. Por causa disso o resultado de subsídio não ficará exato para este subgrupo.

#### Evolução da TUSD

Considerou-se que a TUSD “fio” irá reduzir nas revisões tarifárias e a partir daí com a aplicação do fator X. Em contrapartida, as despesas com compra de geração para cobrir as perdas no sistema de distribuição vão subir devido ao aumento das tarifas de geração. A tabela a seguir apresenta a evolução da TUSD do A2 do SE/CO.

Tabela 7

#### Evolução das Tarifas Médias de Transporte na Distribuição no SE/CO

TRANSPORTE NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO A2 - R\$/MWh									
Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Fio	35,11	33,00	32,01	31,69	31,53	30,59	30,13	29,98	29,90
Perdas	9,78	11,10	12,20	13,16	14,04	14,04	14,04	14,05	14,05
Total	44,89	44,10	44,21	44,85	45,57	44,63	44,17	44,02	43,95

#### Custo de Comercialização ou Atendimento

Os outros níveis estão detalhados no anexo.

#### Os custos de Comercialização e os Encargos

Os custos de atendimento são compostos dos custos de faturamento, arrecadação, cobrança e das agências de atendimento, além dos custos de compra de energia.

A Tabela 7 a seguir mostra os custos de atendimento em R\$/MWh utilizados neste estudo para cada subgrupo tarifário.

Tabela 8

Custos de Atendimento	
Subgrupo Tarifário	R\$/MWh
A1	0,30
A2	0,50
A3	1,00
A3a	1,50
A4	2,00
AS	1,50
B1	18,00
B2	10,00
B3	8,00
B4	1,00

#### Encargos

- CCC (sistema interligado e sistema isolado)  
a CCC do sistema interligado será reduzida em 25% a partir de 2002 (mesma forma dos CI's) e será extinta em 2006. Equivale, em média a 4,54 R\$/MWh no SE/CO. Este era um encargo que seria extinto, mas foi transformado em CDE – Conta de desenvolvimento Energético, que vigorará por 25 anos Assim, por simplificação mantivemos este encargo constante no horizonte de nosso estudo;  
a CCC do sistema isolado durará por mais 20 anos. Equivale, em média, a 2,74 R\$/MWh no SE/CO.

- CPMF

O CPMF representa 0,38% do preço final de fornecimento com ICMS;

- COFINS e PIS/PASEP

Esses encargos representam 3,65% sobre a receita com ICMS (3% de COFINS e 0,65% de PIS/PASEP).

- Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica - ANEEL

Segundo a resolução 265 de 13/07/98, os comercializadores pagarão taxa da ANEEL. Por dedução, entende-se que será, como definido na Lei 9427 de 26/12/96: 0,5% sobre o benefício auferido na comercialização, já que essa lei refere-se à distribuidora (distribuição mais comercialização). Não se sabe claramente o que seja benefício auferido para agente comercializador. Considerou-se 0,5% da margem bruta de comercialização.

- MAE

Esses encargos representam, em média, 0,10 R\$/MWh.

- Adicional tarifário devido às Perdas do Racionamento

Esses encargos representam em média 8,42 R\$/MWh, sendo 2,9% da tarifa de fornecimento dos subgrupos, B1 e B2, e do clientes com tensão igual ou superior a 138 kV que assinarem contrato e 7,9% para os demais.

Estamos considerando neste estudo que todos clientes A1 e A2 (maioria é de 138 kV) Terão reajuste de 7,9%. Esses encargos aumentam em R\$/MWh com o aumento das tarifas.

- Encargos do Serviço do Sistema

Estima-se que este encargo a ser repassado nos próximos reajustes ou revisões deva ser da ordem 3,00 R\$/MWh devido aos valores acumulados de 2001 e 2002. Nos anos seguintes espera-se uma redução até chegar no máximo em 1,00 R\$/MWh.

#### As Tarifas Atuais de Fornecimento

As tarifas médias de fornecimento em cada subgrupo tarifário de cada região foram calculadas com a última resolução de tarifas de cada concessionária de distribuição.

Tabela 9

Média das Tarifas em R\$/MWh	
Subgrupo	Região SE/CO
A1	71,39
A2	78,91
A3	100,25
A3a	130,21
A4	137,82
AS	176,41
B1	202,00
B2	111,55
B3	207,32
B4	105,81
TOTAL	143,44

#### Evolução das Tarifas de Fornecimento Com IRT "flat"

A Tabela 9 abaixo calcula a variação dos custos não gerenciáveis que são totalmente repassáveis às tarifas. A simulação trabalha a preços constantes - sem inflação, para melhor entendimento da evolução dos preços. A variação da TUSD (VPB) depende das recomposições tarifárias e dos fatores X simulados.

Nessa condição a expectativa de IRT para os próximos 10 anos para o SE/CO é a seguinte:

Tabela 10

## Índice de Reajuste Tarifário – SE/CO

Varição dos Custos em R\$/MWh	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Aumento Compra Geração	-	7,81	14,35	20,05	25,26	25,27	25,28	25,28	25,29
Redução transporte	-	0,02	(1,08)	(1,61)	(2,28)	(2,61)	(2,82)	(3,01)	(3,24)
Redução CCC	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento perdas RB	-	0,28	0,52	0,72	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Aumento perdas D	-	1,32	2,42	3,38	4,25	4,26	4,26	4,26	4,27
Aumento encargos	-	4,40	3,42	4,16	4,83	4,13	4,03	3,99	3,95
Varição da TUSD	-	(2,11)	(3,10)	(3,42)	(3,57)	(4,52)	(4,98)	(5,13)	(5,21)
Total da variação	-	11,72	16,52	23,28	29,40	27,43	26,68	26,31	25,97
Tarifa Média Fornecimento	144,53	156,25	161,05	167,81	173,93	171,96	171,21	170,84	170,50
IRT		1,0811	1,0307	1,0420	1,0365	0,9887	0,9956	0,9978	0,9981

Esta é uma simulação para atendimento de todo mercado da D/C. Há um aumento nas compras de geração devido à transição dos contratos iniciais para os contratos bilaterais livremente negociados. Com isto, há um aumento nas compras para cobrir perdas no transporte na transmissão e na distribuição.

Há uma redução do transporte na transmissão devida à transição da tarifa selo para a tarifa estadual (carga).

Há uma variação (em R\$/MWh) dos encargos porque as tarifas finais crescem.

O IRT acumulado – aumento real – nas tarifas médias do SE/CO será de 17,97% o que equivale a 25,97 R\$/MWh até 2010.

Com base nos Índices de Reajuste Tarifários acima calculados e aplicando o mesmo índice em todos os subgrupos tarifários, como é feito hoje, as tarifas de fornecimento das quatro regiões serão as seguintes nos próximos 9 anos:

Tabela 11

## Evolução das Tarifas de Fornecimento com IRT “flat” – SE/CO- R\$/MWh

Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
A1	71,39	77,18	79,55	82,89	85,92	84,94	84,57	84,39	84,22
A2	78,91	85,31	87,93	91,62	94,96	93,88	93,47	93,27	93,09
A3	100,25	108,37	111,70	116,39	120,64	119,27	118,75	118,49	118,26
A3a	130,21	140,77	145,09	151,19	156,70	154,92	154,25	153,91	153,61
A4	137,82	148,99	153,57	160,02	165,86	163,97	163,26	162,90	162,59
AS	176,41	190,71	196,58	204,83	212,30	209,89	208,97	208,52	208,11
B1	202,00	218,38	225,09	234,54	243,10	240,34	239,29	238,77	238,30
B2	111,55	120,59	124,30	129,52	134,24	132,72	132,14	131,85	131,59
B3	207,32	224,13	231,02	240,72	249,50	246,67	245,59	245,06	244,58
B4	105,81	114,39	117,91	122,86	127,34	125,89	125,35	125,07	124,83
BT	192,14	207,72	214,10	223,09	231,23	228,60	227,61	227,11	226,67

### As Tarifas de Referência e Evolução das Tarifas Atuais com Correção de Estrutura

Neste item serão apresentadas as tarifas atuais e as Tarifas de Referência de cada subgrupo tarifário e sua evolução até 2010 com a aplicação do IRT “flat” e com a correção da estrutura. Serão comparadas as tarifas atuais com correção pelo IRT “flat” com as tarifas de referência. Calculou-se também a correção das tarifas com o proposta do Relatório de Progresso 3. A proposta consiste quebrar as tarifas em G-T-D-C deixando o subsídio

cruzado em G e em seguida corrigir G conforme a desconstrução dos CI's, da seguinte forma:

- Preço de G do subgrupo em 2002 = Receita do subgrupo – TUST – TUSD – C – Encargos

O preço de geração embutido nas tarifas atuais de fornecimento de cada subgrupo tarifário é calculado supondo o custo de transmissão e distribuição igual a TUST e TUSD publicadas para clientes livres e deduzindo todos os respectivos custos de comercialização.

- Preço de G do subgrupo em 2003 = 0,75\*preço G 2002 + 0,25\* preço bilateral livre
- Preço de G do subgrupo em 2004 = 0,5\*preço G 2002 + 0,5\* preço bilateral livre
- Preço de G do subgrupo em 2005 = 0,25\*preço G 2002 + 0,75\* preço bilateral livre
- Preço de G do subgrupo em 2006 = preço bilateral livre

Se vingasse esta proposta todas as tarifas estariam ao nível dos custos em 2006 sem nenhum subsídio cruzado. O relatório de progresso 3, no entanto deixa meio

nebulosa a correção, deixando espaço para praticar subsídios em alguns casos (os mesmos de sempre).

#### As Tarifas de Referência do Sudeste/Centro-Oeste

##### Subgrupo A1

A tabela seguinte apresenta as Tarifas de Referência e sua comparação com as tarifas atuais corrigidas pelo IRT “flat” para o subgrupo A1. Mostra o subsídio atual e uma simulação para correção da estrutura, com a proposta do relatório de progresso 3.

Tabela 12

Evolução das Tarifas Reguladas Subgrupo A-1 do SE/CO – R\$/MWh

SUBSÍDIOS CRUZADOS A1 - R\$/MWh									
SUBGRUPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Geração	56,86	64,24	70,41	75,81	80,73	80,70	80,67	80,64	80,61
Transmissão	5,48	5,50	4,87	4,56	4,18	3,98	3,86	3,75	3,62
Atendimento	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
CCC	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
1/2 Perdas RB	1,76	1,99	2,18	2,34	2,50	2,50	2,49	2,49	2,49
MAE	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Encargos Serviço Sistema	0,00	3,00	1,50	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00
TFSEE	0,09	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11
CPMF	0,38	0,44	0,46	0,49	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51
COFINS PIS/PASEP	3,69	4,24	4,46	4,73	4,97	4,96	4,93	4,92	4,91
Perdas Racionamento	4,70	5,40	5,68	6,02	6,33	6,31	6,27	6,26	6,25
Preço de Referência	80,53	92,60	97,34	103,25	108,52	108,26	107,53	107,37	107,18
Tarifa Atual IRT Flat	71,39	77,18	79,55	82,89	85,92	84,94	84,57	84,39	84,22
Subsídio R\$/MWh	-9,14	-15,42	-17,79	-20,35	-22,60	-23,32	-22,95	-22,98	-22,96
Subsídio %	-11,3%	-16,6%	-18,3%	-19,7%	-20,8%	-21,5%	-21,3%	-21,4%	-21,4%
Corringindo Estrutura RP3	71,39	83,93	90,52	99,17	108,51	107,68	107,51	107,36	107,17
Geração RP3	49,00	56,76	64,53	72,29	80,73	80,70	80,67	80,64	80,61
VPA	80,23	92,30	97,04	102,95	108,22	107,96	107,23	107,07	106,88
prejuízo só no VPA	-8,84	-15,12	-17,49	-20,05	-22,30	-23,02	-22,65	-22,68	-22,66

Observe que a tarifa média deveria sair de 71,39 R\$/MWh para 107,18 R\$/MWh, aumento de 50,13% e não de 17,97% como será se aplicado o IRT “flat”!

Se não houvesse nenhum subsídio, a tarifa do subgrupo A1 deveria ser hoje 80,53 R\$/MWh em média, mostrando um subsídio de 9,14 R\$/MWh.

Denominou-se VPA todas as despesas pagas a outros fornecedores ou encargos não relacionados ao serviço de distribuição/comercialização. Veja que no A1 a tarifa atual não cobre nem esses custos, ou seja a D/C paga para atender esse consumidor do SE/CO.

Observe uma constatação mais importante: hoje o subsídio médio do A1 do Sul é de 9,14 R\$/MWh, o que equivale a 11,3 %. Se continuar a aplicação do IRT “flat” o subsídio irá aumentar para 22,96 R\$/MWh ou 21,4 %, isto é, aumentará para mais do dobro. Se atualmente a

comercializadora já paga para atender os clientes no subgrupo A1, pagará ainda mais se não forem alteradas as regras de reajuste tarifário!



**Subgrupo A2**

A tabela a seguir apresenta as Tarifas de Referência e sua comparação com as tarifas atuais corrigidas pelo IRT “flat” para o subgrupo A2. Mostra o subsídio atual e a

simulação para correção da estrutura, com a proposta do relatório de progresso 3

Tabela 13

Evolução das Tarifas Reguladas Subgrupo A2 – SE/CO– R\$/MWh

SUBSÍDIOS CRUZADOS A2 - R\$/MWh									
SUBGRUPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Geração	56,59	63,91	70,03	75,38	80,26	80,22	80,18	80,15	80,11
Transmissão	5,26	5,28	4,67	4,38	4,01	3,82	3,71	3,60	3,47
Distribuição s/ perdas	7,98	7,50	7,28	7,21	7,17	6,96	6,85	6,82	6,80
Perdas D	2,43	2,75	3,01	3,24	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45
Atendimento	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
CCC	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
1/2 Perdas RB	1,83	2,06	2,26	2,43	2,59	2,59	2,59	2,59	2,58
MAE	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Encargos Serviço Sistema	0,00	3,00	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00
TFSEE	0,10	0,12	0,12	0,12	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12
CPMF	0,44	0,49	0,52	0,55	0,57	0,57	0,57	0,57	0,56
COFINS PIS/PASEP	4,21	4,75	4,97	5,25	5,50	5,45	5,44	5,43	5,42
Perdas Racionamento	5,37	6,05	6,33	6,68	7,00	6,94	6,92	6,91	6,90
Preço de Referência	91,99	103,81	108,56	114,62	120,06	118,99	118,70	118,50	118,30
Tarifa Atual IRT Flat	78,91	85,31	87,93	91,62	94,96	93,88	93,47	93,27	93,09
Subsídio R\$/MWh	-13,08	-18,50	-20,64	-23,00	-25,10	-25,11	-25,23	-25,23	-25,21
Subsídio %	-14,2%	-17,8%	-19,0%	-20,1%	-20,9%	-21,1%	-21,3%	-21,3%	-21,3%
Corrigindo Estrutura RP3	78,91	92,08	104,70	115,73	120,04	118,98	118,69	118,49	118,28
Geração RP3	45,80	54,21	66,84	76,31	80,26	80,22	80,18	80,15	80,11
VPA	83,51	95,80	100,78	106,91	112,39	111,54	111,35	111,19	111,00
prejuízo só no VPA	-4,60	-10,50	-12,86	-15,29	-17,42	-17,65	-17,88	-17,92	-17,91

Observe que o preço médio deveria sair de 78,91 R\$/MWh para 118,30 R\$/MWh, aumento de 49,92% e não de 17,97%, como será se aplicado o IRT “flat”!

A tarifa do subgrupo A2 deveria ser hoje 91,99 R\$/MWh em média, mostrando um subsídio de 13,08 R\$/MWh ou 14,2%.

Se continuar a aplicação do IRT “flat” o subsídio irá aumentar para 25,21 R\$/MWh ou 21,3%.

A tarifa atual do subgrupo A2 não cobre as despesas pagas a outros fornecedores ou encargos não relacionados ao serviço de distribuição/comercialização, ou seja a D/C paga para atender esse mercado.

**Subgrupo A3**

A tabela a seguir apresenta as Tarifas de Referência e sua comparação com as tarifas atuais corrigidas pelo IRT

“flat” para o subgrupo A3. Mostra o subsídio atual e uma simulação para correção da estrutura, com a proposta do relatório de progresso 3.

Tabela 14

Evolução das Tarifas Reguladas Subgrupo A3 – SE/CO - R\$/MWh

SUBSÍDIOS CRUZADOS A3 - R\$/MWh									
SUBGRUPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Geração	59,80	67,90	74,68	80,60	86,01	86,04	86,07	86,10	86,13
Transmissão	10,16	10,25	9,03	8,45	7,71	7,35	7,15	6,95	6,71
Distribuição s/ perdas	18,54	17,42	16,90	16,73	16,65	16,15	15,91	15,83	15,79
Perdas D	6,12	6,94	7,64	8,24	8,80	8,80	8,80	8,81	8,81
Atendimento	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CCC	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
1/2 Perdas RB	2,04	2,31	2,55	2,75	2,93	2,93	2,93	2,94	2,94
MAE	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Encargos Serviço Sistema	0,00	3,00	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00
TFSEE	0,12	0,14	0,14	0,14	0,15	0,14	0,14	0,14	0,14
CPMF	0,56	0,62	0,65	0,68	0,71	0,70	0,70	0,70	0,70
COFINS PIS/PASEP	5,40	5,98	6,21	6,52	6,79	6,72	6,70	6,69	6,68
Perdas Racionamento	6,88	7,62	7,91	8,30	8,65	8,56	8,53	8,52	8,50
Preço de Referência	117,87	130,57	135,58	142,29	148,26	146,78	146,32	146,05	145,77
Tarifa Atual IRT Flat	100,25	108,37	111,70	116,39	120,64	119,27	118,75	118,49	118,26
Subsídio R\$/MWh	-17,63	-22,20	-23,87	-25,90	-27,63	-27,51	-27,57	-27,56	-27,51
Subsídio %	-15,0%	-17,0%	-17,6%	-18,2%	-18,6%	-18,7%	-18,8%	-18,9%	-18,9%
Corrigindo Estrutura RP3	100,25	115,62	131,43	145,19	148,25	146,76	146,30	146,03	145,75
Geração RP3	46,03	56,20	71,45	82,88	86,01	86,04	86,07	86,10	86,13
VPA	98,34	112,14	117,68	124,56	130,61	129,63	129,41	129,22	128,98
prejuízo só no VPA	1,91	-3,77	-5,97	-8,16	-9,98	-10,36	-10,66	-10,73	-10,72

Observe que o preço médio deveria sair de 100,25 R\$/MWh para 145,77 R\$/MWh, aumento de 45,41%, e não de 17,97% como será se aplicado o IRT “flat”!

Se não houvesse nenhum subsídio, a tarifa do subgrupo A3 deveria ser hoje 117,86 R\$/MWh em média, mostrando um subsídio de 17,63 R\$/MWh.

Hoje o subsídio médio do A3 é de 15,0%. Se continuar a aplicação do IRT “flat” o subsídio irá aumentar para 27,51 R\$/MWh ou 18,9%.

### Subgrupo A3a

A tabela a seguir apresenta as Tarifas de Referência e sua comparação com as tarifas atuais corrigidas pelo IRT “flat” para o subgrupo A3a.

Tabela 15

Evolução das Tarifas Reguladas Subgrupo A3a – SE/CO- R\$/MWh

SUBSÍDIOS CRUZADOS A3a - R\$/MWh									
SUBGRUPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Geração	58,89	66,77	73,36	79,12	84,38	84,39	84,40	84,41	84,42
Transmissão	9,61	9,64	8,53	8,00	7,32	6,98	6,77	6,58	6,34
Distribuição s/ perdas	34,75	32,67	31,69	31,37	31,21	30,28	29,82	29,67	29,60
Perdas D	7,53	8,54	9,38	10,12	10,79	10,79	10,80	10,80	10,80
Atendimento	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
CCC	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
1/2 Perdas RB	2,05	2,33	2,56	2,76	2,94	2,94	2,94	2,94	2,95
MAE	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Encargos Serviço Sistema	0,00	3,00	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00
TFSEE	0,12	0,15	0,14	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
CPMF	0,61	0,66	0,68	0,71	0,74	0,73	0,73	0,73	0,72
COFINS PIS/PASEP	5,87	6,37	6,56	6,85	7,10	7,02	6,98	6,97	6,95
Perdas Racionamento	7,48	8,11	8,36	8,72	9,04	8,93	8,89	8,87	8,85
Preço de Referência	135,70	147,11	151,65	158,17	164,06	162,09	161,37	161,00	160,66
Tarifa Atual IRT Flat	130,21	140,77	145,09	151,19	156,70	154,92	154,25	153,91	153,61
Subsídio R\$/MWh	-5,49	-6,34	-6,56	-6,98	-7,36	-7,17	-7,12	-7,09	-7,05
Subsídio %	-4,0%	-4,3%	-4,3%	-4,4%	-4,5%	-4,4%	-4,4%	-4,4%	-4,4%
Corringindo Estrutura RP3	130,21	140,50	151,38	161,60	164,04	162,07	161,35	160,98	160,65
Geração RP3	54,04	61,69	73,16	81,77	84,38	84,39	84,40	84,41	84,42
VPA	99,45	112,94	118,46	125,30	131,34	130,31	130,04	129,82	129,56
prejuízo só no VPA	30,76	27,83	26,63	25,89	25,36	24,61	24,20	24,09	24,05

Atualmente a margem de comercialização da D/C é muito pequena, ou seja a tarifa praticada, de 130,21 R\$/MWh está muito próxima da tarifa de referência, de 135,70 R\$/MWh.

Se continuar a aplicação do IRT “flat” o subsídio existente tende a se manter em torno dos 4%.

### **Subgrupo A4**

A evolução das tarifas do subgrupo A4 está exposta na tabela a seguir.

Tabela 16

Evolução das Tarifas Reguladas Subgrupo A4 – R\$/MWh

SUBSÍDIOS CRUZADOS A4 - R\$/MWh									
SUBGRUPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Geração	58,61	66,43	72,97	78,67	83,89	83,89	83,90	83,91	83,91
Transmissão	9,30	9,32	8,25	7,74	7,08	6,75	6,55	6,36	6,13
Distribuição s/ perdas	45,41	42,69	41,40	40,99	40,79	39,56	38,97	38,77	38,68
Perdas D	9,07	10,28	11,29	12,18	12,98	12,98	12,98	12,99	12,99
Atendimento	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
CCC	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
1/2 Perdas RB	2,09	2,37	2,61	2,81	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
MAE	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Encargos Serviço Sistema	0,00	3,00	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00
TFSEE	0,14	0,16	0,16	0,16	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16
CPMF	0,72	0,77	0,79	0,82	0,85	0,84	0,83	0,83	0,83
COFINS PIS/PASEP	6,88	7,38	7,59	7,89	8,16	8,06	8,02	8,00	7,98
Perdas Racionamento	8,77	9,40	9,66	10,04	10,39	10,26	10,21	10,18	10,16
Preço de Referência	150,26	161,18	165,59	172,18	178,18	175,88	175,00	174,57	174,22
Tarifa Atual IRT Flat	137,82	148,99	153,57	160,02	165,86	163,97	163,26	162,90	162,59
Subsídio R\$/MWh	-12,44	-12,19	-12,02	-12,16	-12,32	-11,91	-11,74	-11,67	-11,63
Subsídio %	-8,3%	-7,6%	-7,3%	-7,1%	-6,9%	-6,8%	-6,7%	-6,7%	-6,7%
Corrigindo Estrutura RP3	137,82	149,94	162,99	174,97	178,17	175,86	174,98	174,56	174,20
Geração RP3	49,37	58,03	71,03	80,78	83,89	83,89	83,90	83,91	83,91
VPA	102,85	116,50	122,18	129,19	135,39	134,32	134,03	133,80	133,54

Se fosse corrigida a estrutura, o preço final deveria passar de 137,82 R\$/MWh para 174,22 R\$/MWh, isto é, um aumento de 26,41%, maior que o de 17,97% como no IRT flat.

**Subgrupo AS**

A tabela a seguir apresenta as Tarifas de Referência e sua comparação com as tarifas atuais corrigidas pelo IRT

“flat” para o subgrupo AS. Mostra o subsídio atual e uma simulação para correção da estrutura, com a proposta do relatório de progresso 3.

Tabela 17

Evolução das Tarifas Reguladas Subgrupo AS – R\$/MWh

SUBSÍDIOS CRUZADOS AS - R\$/MWh									
SUBGRUPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Geração	59,09	67,02	73,66	79,45	84,74	84,76	84,77	84,79	84,81
Transmissão	9,97	9,99	8,85	8,29	7,59	7,24	7,02	6,82	6,57
Distribuição s/ perdas	90,17	84,76	82,22	81,40	80,99	78,56	77,38	77,00	76,80
Perdas D	7,56	8,57	9,42	10,16	10,84	10,84	10,84	10,85	10,85
Atendimento	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
CCC	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
1/2 Perdas RB	2,06	2,34	2,57	2,77	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96
MAE	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Encargos Serviço Sistema	0,00	3,00	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00
TFSEE	0,16	0,18	0,17	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
CPMF	0,89	0,93	0,94	0,97	0,99	0,98	0,97	0,97	0,96
COFINS PIS/PASEP	8,58	8,91	9,04	9,30	9,54	9,38	9,31	9,29	9,27
Perdas Racionamento	10,92	11,35	11,51	11,84	12,15	11,95	11,86	11,83	11,80
Preço de Referência	198,18	205,94	208,75	214,73	220,35	216,71	215,18	214,54	214,07
Tarifa Atual IRT Flat	176,41	190,71	196,58	204,83	212,30	209,89	208,97	208,52	208,11
Subsídio R\$/MWh	-21,77	-15,23	-12,17	-9,90	-8,05	-6,82	-6,20	-6,02	-5,96
Subsídio %	-11,0%	-7,4%	-5,8%	-4,6%	-3,7%	-3,1%	-2,9%	-2,8%	-2,8%
Corringindo Estrutura RP3	176,41	186,93	202,36	216,74	220,34	216,69	215,16	214,52	214,06
Geração RP3	41,47	52,38	68,74	81,01	84,74	84,76	84,77	84,79	84,81
VPA	106,50	119,67	125,03	131,83	137,86	136,65	136,29	136,04	135,77

Observe que o preço médio deveria sair de 176,41 R\$/MWh para 214,07 R\$/MWh, aumento de 21,35% e não de 17,97% como será se aplicado o IRT “flat”!

Se não houvesse nenhum subsídio, a tarifa do subgrupo AS deveria ser hoje 198,18 R\$/MWh em média, mostrando um subsídio de 21,77 R\$/MWh., o que equivale a 11,0 % Se continuar a aplicação do IRT “flat” o subsídio diminuirá para 5,96 R\$/MWh ou 2,8 %.

### Subgrupo B1

A tabela a seguir apresenta as Tarifas de Referência e sua comparação com as tarifas atuais corrigidas pelo IRT “flat” para o subgrupo B1.

Tabela 18

Evolução das Tarifas Reguladas Subgrupo B1 – R\$/MWh

SUBSÍDIOS CRUZADOS B1 - R\$/MWh									
SUBGRUPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Geração	60,00	68,15	74,98	80,93	86,37	86,41	86,44	86,47	86,51
Transmissão	12,36	12,39	10,97	10,29	9,41	8,97	8,71	8,46	8,15
Distribuição s/ perdas	46,54	43,75	42,44	42,02	41,81	40,55	39,94	39,74	39,64
Perdas D	14,61	16,60	18,26	19,71	21,04	21,05	21,06	21,06	21,07
Atendimento	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
CCC	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
1/2 Perdas RB	2,31	2,62	2,88	3,11	3,32	3,32	3,32	3,33	3,33
MAE	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Encargos Serviço Sistema	0,00	3,00	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00
TFSEE	0,24	0,26	0,26	0,26	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26
CPMF	0,86	0,92	0,95	0,98	1,01	1,00	1,00	0,99	0,99
COFINS PIS/PASEP	8,29	8,85	9,08	9,41	9,72	9,61	9,56	9,54	9,53
Perdas Racionamento	10,56	11,26	11,56	11,99	12,37	12,23	12,18	12,15	12,13
Preço de Referência	181,05	193,19	198,25	205,57	212,19	209,78	208,85	208,39	207,99
Tarifa Atual IRT Flat	202,00	218,38	225,09	234,54	243,10	240,34	239,29	238,77	238,30
Sobrepreço R\$/MWh	20,96	25,19	26,84	28,97	30,91	30,56	30,44	30,38	30,32
Sobrepreço %	11,6%	13,0%	13,5%	14,1%	14,6%	14,6%	14,6%	14,6%	14,6%
Corringindo Estrutura RP3	202,00	207,00	209,00	212,82	212,18	209,76	208,83	208,38	207,97
Geração RP3	74,63	77,76	82,45	85,97	86,37	86,41	86,44	86,47	86,51
VPA	116,50	131,44	137,81	145,56	152,39	151,23	150,91	150,65	150,34

As tarifas praticadas no B1 estão bem acima das tarifas de referência, ou seja, neste subgrupo não existe subsídio e sim um sobrepreço de 20,96 R\$/MWh, o equivalente a 11,6%.

Observe que o preço médio deveria sair de 202,00 R\$/MWh para 207,99 R\$/MWh, aumento de 2,96% e não de 17,97% como será se aplicado o IRT “flat”. Isto aumentará o sobrepreço para 30,32 R\$/MWh, ou 14,6% em 2010. Os residenciais suportam os subsídios de outras classes e caso não forem alteradas as regras de reajuste de cada subgrupo esta situação irá piorar.

**Subgrupo B2**

A tabela a seguir apresenta as Tarifas de Referência e sua comparação com as tarifas atuais corrigidas pelo IRT

“flat” para o subgrupo B2. Mostra também a correção da estrutura.

Tabela 19

Evolução das Tarifas Reguladas Subgrupo B2 – R\$/MWh

SUBSÍDIOS CRUZADOS B2 - R\$/MWh									
SUBGRUPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Geração	59,50	67,53	74,25	80,11	85,47	85,49	85,52	85,54	85,57
Transmissão	12,64	12,67	11,22	10,52	9,63	9,18	8,91	8,65	8,34
Distribuição s/ perdas	24,53	23,06	22,36	22,14	22,03	21,37	21,05	20,94	20,89
Perdas D	29,29	33,24	36,55	39,44	42,08	42,09	42,10	42,11	42,13
Atendimento	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
CCC	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
1/2 Perdas RB	2,75	3,12	3,43	3,70	3,94	3,95	3,95	3,95	3,95
MAE	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Encargos Serviço Sistema	0,00	3,00	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00
TFSEE	0,19	0,22	0,21	0,22	0,23	0,22	0,22	0,22	0,22
CPMF	0,78	0,86	0,89	0,94	0,98	0,97	0,96	0,96	0,96
COFINS PIS/PASEP	7,51	8,23	8,58	9,00	9,37	9,29	9,26	9,24	9,22
Perdas Racionamento	9,57	10,48	10,92	11,45	11,93	11,83	11,79	11,77	11,75
Preço de Referência	164,02	179,79	187,30	196,39	204,52	202,75	202,13	201,77	201,40
Tarifa Atual IRT Flat	111,55	120,59	124,30	129,52	134,24	132,72	132,14	131,85	131,59
Subsídio em R\$/MWh	-52,48	-59,20	-63,00	-66,87	-70,28	-70,04	-69,99	-69,92	-69,80
Subsídio %	-32,0%	-32,9%	-33,6%	-34,1%	-34,4%	-34,5%	-34,6%	-34,7%	-34,7%
Corrigindo Estrutura RP3	111,55	138,04	170,78	197,36	204,50	202,73	202,11	201,75	201,38
Geração RP3	29,16	43,37	64,69	80,69	85,47	85,49	85,52	85,54	85,57
VPA	129,50	146,73	154,93	164,25	172,49	171,39	171,08	170,82	170,51

A tarifa de referência deste grupo é de 164,02 R\$/MWh enquanto a tarifa praticada está 111,55 R\$/MWh. Ou seja, existe um subsídio de 32,0%, ou 52,48 R\$/MWh. Se continuar a aplicação do IRT “flat” o subsídio aumentará para 34,7 %, ou seja, continuará praticamente igual.

Para de corrigir este subsídio, o preço médio deveria sair de 111,55 R\$/MWh para 201,40 R\$/MWh, o que significa um aumento de 80,55% e não de 17,97% como será se aplicado o IRT “flat”!

**Subgrupo B3**

As tarifas do subgrupo B3 sofrem, atualmente, um sobrepreço ainda maior que o do B1 – 37,29 R\$/MWh,

ou 21,9%. Os subgrupos B1 e B3 são os que suportam os subsídios dos demais.

Tabela 20

Evolução das Tarifas Reguladas Subgrupo B3 – R\$/MWh

SUBSÍDIOS CRUZADOS B3 - R\$/MWh									
SUBGRUPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Geração	59,28	67,26	73,94	79,76	85,08	85,11	85,13	85,15	85,17
Transmissão	11,02	11,05	9,79	9,18	8,40	8,01	7,77	7,54	7,27
Distribuição s/ perdas	49,04	46,09	44,71	44,26	44,04	42,72	42,08	41,87	41,77
Perdas D	14,44	16,38	18,01	19,43	20,73	20,73	20,74	20,74	20,75
Atendimento	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
CCC	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
1/2 Perdas RB	2,28	2,59	2,84	3,07	3,27	3,27	3,27	3,27	3,28
MAE	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Encargos Serviço Sistema	0,00	3,00	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00
TFSEE	0,18	0,20	0,20	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
CPMF	0,81	0,87	0,89	0,92	0,96	0,94	0,94	0,94	0,94
COFINS PIS/PASEP	7,79	8,32	8,55	8,88	9,18	9,07	9,02	9,00	8,99
Perdas Racionamento	9,92	10,60	10,89	11,31	11,69	11,55	11,49	11,46	11,44
Preço de Referência	170,03	181,75	186,69	193,89	200,44	197,98	197,02	196,56	196,17
Tarifa Atual IRT Flat	207,32	224,13	231,02	240,72	249,50	246,67	245,59	245,06	244,58
Subsídio R\$/MWh	37,29	42,38	44,33	46,83	49,06	48,69	48,57	48,49	48,41
Subsídio %	21,9%	23,3%	23,7%	24,1%	24,5%	24,6%	24,7%	24,7%	24,7%
Corrigindo Estrutura RP3	207,32	207,75	203,23	202,15	200,42	197,96	197,01	196,55	196,15
Geração RP3	85,26	85,33	85,43	85,51	85,08	85,11	85,13	85,15	85,17
VPA	113,00	127,66	133,98	141,63	148,39	147,26	146,94	146,69	146,40

Se fosse corrigida a estrutura até 2010, o preço final deveria diminuir de 207,32 R\$/MWh para 196,17 R\$/MWh, isto é, uma redução de 5,38%, ao invés de um aumento de 17,97% como no IRT flat.



### Subgrupo B4

A tabela a seguir apresenta as Tarifas de Referência e sua comparação com as tarifas atuais corrigidas pelo IRT

“flat” para o subgrupo B4. Mostra o subsídio atual e uma simulação para correção da estrutura, com a proposta do relatório de progresso 3.

Tabela 21

Evolução das Tarifas Reguladas Subgrupo B4 – R\$/MWh

SUBSÍDIOS CRUZADOS B4 - R\$/MWh									
SUBGRUPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Geração	58,69	66,53	73,08	78,80	84,03	84,03	84,04	84,05	84,06
Transmissão	9,92	9,95	8,81	8,26	7,56	7,20	6,99	6,79	6,54
Distribuição s/ perdas	44,61	41,93	40,67	40,27	40,07	38,86	38,28	38,09	38,00
Perdas D	14,30	16,21	17,80	19,19	20,47	20,47	20,47	20,47	20,48
Atendimento	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CCC	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
1/2 Perdas RB	2,26	2,56	2,81	3,03	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23
MAE	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Encargos Serviço Sistema	0,00	3,00	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00
TFSEE	0,14	0,16	0,16	0,16	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16
CPMF	0,74	0,80	0,82	0,85	0,89	0,87	0,87	0,87	0,87
COFINS PIS/PASEP	7,10	7,64	7,88	8,20	8,50	8,40	8,36	8,34	8,32
Perdas Racionamento	9,05	9,73	10,03	10,45	10,83	10,69	10,64	10,62	10,59
Preço de Referência	155,08	166,88	171,93	179,10	185,61	183,31	182,43	182,00	181,63
Tarifa Atual IRT Flat	105,81	114,39	117,91	122,86	127,34	125,89	125,35	125,07	124,83
Sobrepço R\$/MWh	-49,27	-52,49	-54,02	-56,24	-58,27	-57,42	-57,08	-56,92	-56,80
Sobrepço %	-31,8%	-31,5%	-31,4%	-31,4%	-31,4%	-31,3%	-31,3%	-31,3%	-31,3%
Corringindo Estrutura RP3	105,81	127,87	155,71	178,80	185,59	183,29	182,41	181,98	181,61
Geração RP3	24,52	39,44	61,82	78,61	84,03	84,03	84,04	84,05	84,06
VPA	109,47	123,95	130,26	137,83	144,54	143,45	143,14	142,91	142,63

Este é um dos subgrupos mais subsidiados. A tarifa do subgrupo B4 deveria ser hoje 155,08 R\$/MWh, em média, mostrando um subsídio de 49,27 R\$/MWh, o que equivale a 49,27%. Se continuar a aplicação do IRT “flat” o subsídio continuará quase o mesmo.

Observe que o preço médio deveria sair de 105,81 R\$/MWh para 181,63 R\$/MWh, aumento de 71,65 % e não de 17,97 % como será se aplicado o IRT “flat”.

### Conclusão

As tarifas estão desajustadas e os subsídios cruzados são nocivos. É imperativa a correção da estrutura das tarifas, pois os sinais econômicos equivocados implicam em alocação inadequada dos recursos e perda de receita para as D/C's. É também necessário definir forma de reajuste de cada subgrupo tarifário, acatando a proposta do relatório de progresso 3.

**Anexo: Tarifas de Referência - Memorial de Cálculo****Geração**

As tabelas a seguir apresentam a evolução do mix de compra de geração de cada subgrupo tarifário do SE/CO.

Evolução dos Preços Médios de Compra de Geração de cliente A1									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PM CI's - R\$/MWh	46,70	46,70	46,70	46,70	46,70				
PM Itaipu - R\$/MWh	82,47	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34
PM Bilateral Livre R\$/MWh	80,06	80,06	80,06	80,06	80,06	80,06	80,06	80,06	80,06
PM Bi.CS.Publ. R\$/MWh		80,06	80,06	80,06	80,06	80,06	80,06	80,06	80,06
PM Total - R\$/MWh	56,86	64,24	70,41	75,81	80,73	80,70	80,67	80,64	80,61

Evolução dos Preços Médios de Compra de Geração de cliente A2									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PM CI's - R\$/MWh	46,35	46,35	46,35	46,35	46,35				
PM Itaipu - R\$/MWh	82,47	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34
PM Bilateral Livre R\$/MWh	79,46	79,46	79,46	79,46	79,46	79,46	79,46	79,46	79,46
PM Bi.CS.Publ. R\$/MWh		79,46	79,46	79,46	79,46	79,46	79,46	79,46	79,46
PM Total - R\$/MWh	56,59	63,91	70,03	75,38	80,26	80,22	80,18	80,15	80,11

Evolução dos Preços Médios de Compra de Geração de cliente A3									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PM CI's - R\$/MWh	50,57	50,57	50,57	50,57	50,57				
PM Itaipu - R\$/MWh	82,47	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34
PM Bilateral Livre R\$/MWh	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70
PM Bi.CS.Publ. R\$/MWh		86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70
PM Total - R\$/MWh	59,80	67,90	74,68	80,60	86,01	86,04	86,07	86,10	86,13

Evolução dos Preços Médios de Compra de Geração de cliente A3a									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PM CI's - R\$/MWh	49,37	49,37	49,37	49,37	49,37				
PM Itaipu - R\$/MWh	82,47	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34
PM Bilateral Livre R\$/MWh	84,64	84,64	84,64	84,64	84,64	84,64	84,64	84,64	84,64
PM Bi.CS.Publ. R\$/MWh		84,64	84,64	84,64	84,64	84,64	84,64	84,64	84,64
PM Total - R\$/MWh	58,89	66,77	73,36	79,12	84,38	84,39	84,40	84,41	84,42

Evolução dos Preços Médios de Compra de Geração de cliente A4									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PM CI's - R\$/MWh	49,01	49,01	49,01	49,01	49,01				
PM Itaipu - R\$/MWh	82,47	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34
PM Bilateral Livre R\$/MWh	84,03	84,03	84,03	84,03	84,03	84,03	84,03	84,03	84,03
PM Bi.CS.Publ. R\$/MWh		84,03	84,03	84,03	84,03	84,03	84,03	84,03	84,03
PM Total - R\$/MWh	58,61	66,43	72,97	78,67	83,89	83,89	83,90	83,91	83,91

Evolução dos Preços Médios de Compra de Geração de cliente AS									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PM CI's - R\$/MWh	49,64	49,64	49,64	49,64	49,64				
PM Itaipu - R\$/MWh	82,47	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34
PM Bilateral Livre R\$/MWh	85,10	85,10	85,10	85,10	85,10	85,10	85,10	85,10	85,10
PM Bi.CS.Publ. R\$/MWh		85,10	85,10	85,10	85,10	85,10	85,10	85,10	85,10
PM Total - R\$/MWh	59,09	67,02	73,66	79,45	84,74	84,76	84,77	84,79	84,81

Evolução dos Preços Médios de Compra de Geração de cliente B1									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PM CI's - R\$/MWh	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83				
PM Itaipu - R\$/MWh	82,47	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34
PM Bilateral Livre R\$/MWh	87,15	87,15	87,15	87,15	87,15	87,15	87,15	87,15	87,15
PM Bi.CS.Publ. R\$/MWh		87,15	87,15	87,15	87,15	87,15	87,15	87,15	87,15
PM Total - R\$/MWh	60,00	68,15	74,98	80,93	86,37	86,41	86,44	86,47	86,51

Evolução dos Preços Médios de Compra de Geração de cliente B2									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PM CI's - R\$/MWh	50,17	50,17	50,17	50,17	50,17				
PM Itaipu - R\$/MWh	82,47	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34
PM Bilateral Livre R\$/MWh	86,02	86,02	86,02	86,02	86,02	86,02	86,02	86,02	86,02
PM Bi.CS.Publ. R\$/MWh		86,02	86,02	86,02	86,02	86,02	86,02	86,02	86,02
PM Total - R\$/MWh	59,50	67,53	74,25	80,11	85,47	85,49	85,52	85,54	85,57

Evolução dos Preços Médios de Compra de Geração de cliente B3									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PM CI's - R\$/MWh	49,89	49,89	49,89	49,89	49,89				
PM Itaipu - R\$/MWh	82,47	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34
PM Bilateral Livre R\$/MWh	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53
PM Bi.CS.Publ. R\$/MWh		85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53
PM Total - R\$/MWh	59,28	67,26	73,94	79,76	85,08	85,11	85,13	85,15	85,17

Evolução dos Preços Médios de Compra de Geração de cliente B4									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PM CI's - R\$/MWh	49,11	49,11	49,11	49,11	49,11				
PM Itaipu - R\$/MWh	82,47	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34	83,34
PM Bilateral Livre R\$/MWh	84,20	84,20	84,20	84,20	84,20	84,20	84,20	84,20	84,20
PM Bi.CS.Publ. R\$/MWh		84,20	84,20	84,20	84,20	84,20	84,20	84,20	84,20
PM Total - R\$/MWh	58,69	66,53	73,08	78,80	84,03	84,03	84,04	84,05	84,06

### Preços médios de Uso da Rede Básica

As tabelas a seguir apresentam a evolução do mix pagamento do Uso da Rede Básica da região SE/CO.

Evolução dos Preços Médios de Transporte de Transmissão Cliente A1 – R\$/MWh									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SELO	4,85	5,35	5,08	5,12	5,01	4,80	4,69	4,59	4,45
ZONAL	3,18	3,51	3,33	3,36	3,28	3,15	3,08	3,01	2,92
ITAIPU	0,68	0,63	0,59	0,57	0,54	0,51	0,49	0,46	0,44
MÉDIA	5,48	5,50	4,87	4,56	4,18	3,98	3,86	3,75	3,62

Evolução dos Preços Médios de Transporte de Transmissão Cliente A2 – R\$/MWh									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SELO	4,65	5,13	4,88	4,91	4,81	4,61	4,50	4,40	4,27
ZONAL	3,05	3,37	3,20	3,22	3,15	3,02	2,95	2,89	2,80
ITAIPU	0,65	0,61	0,57	0,54	0,52	0,49	0,47	0,45	0,42
MÉDIA	5,26	5,28	4,67	4,38	4,01	3,82	3,71	3,60	3,47

Evolução dos Preços Médios de Transporte de Transmissão Cliente A3 – R\$/MWh									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SELO	9,73	10,73	10,20	10,27	10,05	9,63	9,42	9,21	8,93
ZONAL	6,38	7,04	6,69	6,73	6,59	6,32	6,17	6,04	5,86
ITAIPU	0,52	0,48	0,45	0,43	0,41	0,39	0,37	0,35	0,34
MÉDIA	10,16	10,25	9,03	8,45	7,71	7,35	7,15	6,95	6,71

Evolução dos Preços Médios de Transporte de Transmissão Cliente A3a – R\$/MWh									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SELO	8,50	9,38	8,91	8,97	8,78	8,41	8,23	8,04	7,80
ZONAL	5,57	6,15	5,84	5,88	5,76	5,52	5,39	5,27	5,12
ITAIPU	1,19	1,11	1,04	0,99	0,94	0,90	0,85	0,81	0,77
MÉDIA	9,61	9,64	8,53	8,00	7,32	6,98	6,77	6,58	6,34

Evolução dos Preços Médios de Transporte de Transmissão Cliente A4 - R\$/MWh									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SELO	8,22	9,07	8,62	8,68	8,49	8,14	7,95	7,78	7,55
ZONAL	5,39	5,94	5,65	5,69	5,57	5,34	5,22	5,10	4,95
ITAIPU	1,15	1,07	1,01	0,96	0,91	0,87	0,83	0,79	0,75
MÉDIA	9,30	9,32	8,25	7,74	7,08	6,75	6,55	6,36	6,13

Evolução dos Preços Médios de Transporte de Transmissão Cliente A4 - R\$/MWh									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SELO	8,81	9,72	9,24	9,30	9,10	8,72	8,53	8,34	8,09
ZONAL	5,78	6,37	6,06	6,10	5,97	5,72	5,59	5,47	5,31
ITAIPU	1,24	1,15	1,08	1,03	0,98	0,93	0,88	0,84	0,80
MÉDIA	9,97	9,99	8,85	8,29	7,59	7,24	7,02	6,82	6,57

Evolução dos Preços Médios de Transporte de Transmissão Cliente B1 - R\$/MWh									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SELO	10,93	12,05	11,46	11,54	11,29	10,82	10,58	10,34	10,04
ZONAL	7,16	7,90	7,51	7,56	7,40	7,09	6,93	6,78	6,58
ITAIPU	1,53	1,42	1,34	1,28	1,21	1,15	1,10	1,05	0,99
MÉDIA	12,36	12,39	10,97	10,29	9,41	8,97	8,71	8,46	8,15

Evolução dos Preços Médios de Transporte de Transmissão Cliente B2 - R\$/MWh									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SELO	11,17	12,33	11,72	11,80	11,55	11,07	10,82	10,58	10,26
ZONAL	7,33	8,08	7,69	7,73	7,57	7,25	7,09	6,94	6,73
ITAIPU	1,57	1,46	1,37	1,31	1,24	1,18	1,12	1,07	1,01
MÉDIA	12,64	12,67	11,22	10,52	9,63	9,18	8,91	8,65	8,34

Evolução dos Preços Médios de Transporte de Transmissão Cliente B3 - R\$/MWh									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SELO	9,75	10,75	10,22	10,29	10,07	9,65	9,43	9,23	8,95
ZONAL	6,39	7,05	6,70	6,75	6,60	6,33	6,18	6,05	5,87
ITAIPU	1,37	1,27	1,19	1,14	1,08	1,03	0,98	0,93	0,89
MÉDIA	11,02	11,05	9,79	9,18	8,40	8,01	7,77	7,54	7,27

Evolução dos Preços Médios de Transporte de Transmissão Cliente B4 - R\$/MWh									
Ano	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SELO	8,77	9,68	9,20	9,26	9,06	8,69	8,49	8,30	8,06
ZONAL	5,75	6,34	6,03	6,07	5,94	5,69	5,57	5,44	5,28
ITAIPU	1,23	1,14	1,07	1,02	0,97	0,93	0,88	0,84	0,80
MÉDIA	9,92	9,95	8,81	8,26	7,56	7,20	6,99	6,79	6,54

### **Preços médios de Uso da Rede de Distribuição**

As tabelas a seguir apresentam a evolução do mix pagamento do Uso do Sistema de Distribuição das regiões SE/CO.

Evolução das Tarifas Médias de Transporte na Distribuição no SE/CO - A2 - R\$/MWh									
Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Fio	7,98	7,50	7,28	7,21	7,17	6,96	6,85	6,82	6,80
Perdas	2,43	2,75	3,01	3,24	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45
Total	10,42	10,25	10,29	10,45	10,62	10,41	10,30	10,26	10,25

Evolução das Tarifas Médias de Transporte na Distribuição no SE/CO - A3 - R\$/MWh									
Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Fio	18,54	17,42	16,90	16,73	16,65	16,15	15,91	15,83	15,79
Perdas	6,12	6,94	7,64	8,24	8,80	8,80	8,80	8,81	8,81
Total	24,65	24,37	24,54	24,98	25,45	24,95	24,71	24,63	24,60

Evolução das Tarifas Médias de Transporte na Distribuição no SE/CO - A3a - R\$/MWh									
Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Fio	34,75	32,67	31,69	31,37	31,21	30,28	29,82	29,67	29,60
Perdas	7,53	8,54	9,38	10,12	10,79	10,79	10,80	10,80	10,80
Total	42,28	41,21	41,07	41,49	42,01	41,07	40,62	40,47	40,40

Evolução das Tarifas Médias de Transporte na Distribuição no SE/CO - A4 - R\$/MWh									
Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Fio	45,41	42,69	41,40	40,99	40,79	39,56	38,97	38,77	38,68
Perdas	9,07	10,28	11,29	12,18	12,98	12,98	12,98	12,99	12,99
Total	54,48	52,97	52,70	53,17	53,77	52,55	51,95	51,76	51,66

Evolução das Tarifas Médias de Transporte na Distribuição no SE/CO - AS - R\$/MWh									
Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Fio	90,17	84,76	82,22	81,40	80,99	78,56	77,38	77,00	76,80
Perdas	7,56	8,57	9,42	10,16	10,84	10,84	10,84	10,85	10,85
Total	97,73	93,34	91,64	91,56	91,83	89,40	88,23	87,84	87,65

Evolução das Tarifas Médias de Transporte na Distribuição no SE/CO - B1 - R\$/MWh									
Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Fio	46,54	43,75	42,44	42,02	41,81	40,55	39,94	39,74	39,64
Perdas	14,61	16,60	18,26	19,71	21,04	21,05	21,06	21,06	21,07
Total	61,16	60,35	60,70	61,73	62,84	61,60	61,00	60,81	60,72

Evolução das Tarifas Médias de Transporte na Distribuição no SE/CO - B2 - R\$/MWh									
Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Fio	24,53	23,06	22,36	22,14	22,03	21,37	21,05	20,94	20,89
Perdas	29,29	33,24	36,55	39,44	42,08	42,09	42,10	42,11	42,13
Total	53,82	56,30	58,92	61,58	64,11	63,46	63,15	63,06	63,02

Evolução das Tarifas Médias de Transporte na Distribuição no SE/CO - B3 - R\$/MWh									
Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Fio	49,04	46,09	44,71	44,26	44,04	42,72	42,08	41,87	41,77
Perdas	14,44	16,38	18,01	19,43	20,73	20,73	20,74	20,74	20,75
Total	63,48	62,48	62,72	63,69	64,77	63,45	62,82	62,61	62,51

Evolução das Tarifas Médias de Transporte na Distribuição no SE/CO - B4 - R\$/MWh									
Ano	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Fio	44,61	41,93	40,67	40,27	40,07	38,86	38,28	38,09	38,00
Perdas	14,30	16,21	17,80	19,19	20,47	20,47	20,47	20,47	20,48
Total	58,91	58,14	58,48	59,46	60,53	59,33	58,75	58,56	58,47