

VOTO

PROCESSO: 48500.001577/2010-12

RELATOR: Diretor Edvaldo Alves de Santana.

RESPONSÁVEL: SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA – SRE.

I – DA ANÁLISE

Antes de iniciar a análise dos resultados do presente reajuste tarifário, cabe fazer algumas considerações sobre a proposta encaminhada pela Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural do Paraná – FECOERPA, em nome de suas filiadas, e de comum acordo com a Copel Distribuição S/A - COPEL-DIS, no sentido de que fossem homologadas e publicadas pela ANEEL as tarifas para cooperativas, conforme negociadas diretamente com a concessionária.

2. Salienta-se o que estabelece a subcláusula primeira da cláusula sétima do contrato de concessão nº 46/1999, celebrado entre a COPEL-DIS e a ANEEL:

"Subcláusula Primeira - É facultado à CONCESSIONÁRIA cobrar tarifas inferiores às homologadas pela ANEEL, desde que a redução não implique pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Subcláusula Sétima da Cláusula Segunda."

3. Assim, a COPEL-DIS pode aplicar aos seus consumidores, inclusive às cooperativas, tarifas inferiores às publicadas, uma vez que essa possibilidade lhe é conferida pela subcláusula primeira da cláusula sétima do contrato de concessão, desde que a redução não seja condicionada ou vinculada à compensação posterior. Portanto, não vejo necessidade de a ANEEL autorizar o acordo da COPEL-DIS com as cooperativas, vez que o mesmo depende da própria empresa.

CÁLCULO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

4. O Reajuste Tarifário Anual médio da COPEL-DIS, para aplicação a partir de 24/06/2010, é de **9,74%**, sendo **6,88%** relativo ao cálculo econômico e **2,86%** referente aos componentes financeiros. Devido à retirada dos componentes financeiros considerados nas tarifas homologadas no processo de reajuste de 2009 e à entrada de novos componentes financeiros, o efeito tarifário a ser percebido pelos consumidores cativos será, em média, de **2,46%**, conforme detalhado no quadro abaixo.

Reajuste Médio Final de 9,74% Grupo de Consumo	Efeito Médio a ser percebido pelo Consumidor (%)
A1	-2,91%
A2	-1,10%
A3	0,03%
A3a	0,68%
A4	2,39%
AS	3,98%
B1-Residencial	3,65%
B1-Baixa Renda	-4,25%
AT - Alta Tensão (igual ou maior que 2,3 kV)	1,61%
BT - Baixa Tensão (abaixo de 2,3 kV)	3,08%
EFEITO MÉDIO GERAL	2,46%

5. Em relação ao processo de abertura das tarifas da COPEL-DIS, cabem alguns esclarecimentos sobre a composição do reajuste a ser percebido pelos diversos consumidores da concessionária. O consumidor cativo paga à Distribuidora uma tarifa de fornecimento que se compõe da tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD e da tarifa de energia - TE. No caso da COPEL-DIS, a componente TUSD sofrerá aumento significativo, devido, principalmente, ao crescimento dos encargos setoriais (destacadamente a CCC) e dos custos com a rede básica e conexão.

6. O valor das tarifas de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Por sua vez, os componentes financeiros incluídos nas tarifas não fazem parte da base tarifária econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou às revisões tarifárias, ou seja, tais componentes financeiros considerados em um processo tarifário "permanecem" nas tarifas apenas pelo período de um ano.

7. A presença dos componentes financeiros nos cálculos tarifários e, conseqüentemente, na formação das tarifas finais dos consumidores, pode causar o 'descolamento' entre o índice médio de reajuste calculado e o efeito percebido pelos consumidores. Esse descolamento torna-se mais evidente quando se trata da 'saída' de um componente financeiro negativo e 'entrada' de um positivo, ou vice-versa. Esse efeito, aliado à presença dos encargos setoriais na composição das tarifas, explica o porquê de o reajuste das tarifas não seguir o comportamento dos índices de inflação.

8. O detalhamento do reajuste da COPEL-DIS consta da Nota Técnica 202/2010-SRE/ANEEL.

DADOS E PREMISSAS BÁSICAS

9. O índice médio final do reajuste, de 9,74%, foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado no período de junho de 2009 a maio de 2010, com variação anual de 4,18%, do qual foi deduzido o Fator "X" de 0,42%, resultando um percentual final de 3,76% a ser aplicado para atualizar a "Parcela B" da receita da concessionária.

10. Foi considerada uma previsão do custo anual dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER da COPEL-DIS, no valor de R\$ 62.892.296,32, aí incluídos os custos relacionados à segurança energética, ou seja, aqueles devidos à ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR) e aos despachos de usinas termelétricas fora da ordem de mérito de custo estabelecida pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

COMPONENTES FINANCEIROS

Neutralidade dos encargos setoriais

11. Em conformidade com o disposto na Subcláusula Décima-Oitava da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão n. 046/1999, procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas a partir de fevereiro/2010 entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste anterior. Tais diferenças, remuneradas pela taxa SELIC até junho/2010, totalizaram o **valor negativo de R\$ (7.949.989,11)**, que será revertido em favor da modicidade tarifária.

Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

12. A CVA, englobando os resultados da CVA em Processamento e do Saldo a Compensar da CVA do Ano Anterior, totalizou o valor de R\$ 49.491.356,52.

Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica e Programa LUZ PARA TODOS (PLPT)

13. Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa nº 294, de 11/12/2007, que estabeleceu a metodologia aplicável e os procedimentos de repasse tarifário dos déficits incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em função da execução do PLPT, e após as análises cabíveis das informações fornecidas pela concessionária e pela ELETROBRÁS, a SRE apurou o déficit acumulado desde a última revisão tarifária da COPEL-DIS e considerou no atual reajuste um componente financeiro atualizado até junho de 2010 no valor de R\$ 22.384.307,51, já deduzido a reversão do déficit incluído no cálculo do IRT-2009, devidamente corrigido pela variação do IGPM.

Descontos tarifários

14. A COPEL-DIS concedeu descontos tarifários a concessionárias de distribuição por ela supridas, Cooperativas de Eletrificação Rural, produtores e consumidores de fontes incentivadas, consumidores da subclasse baixa renda, rurais irrigantes e aquicultores e a autoprodutores e produtores independentes de energia, conforme determinação legal. O valor dos subsídios apurados no período de referência, fiscalizados e validados pela SFF ou SRC e SRE, somados à previsão para os próximos doze meses e considerada a reversão das previsões concedidas no ano anterior totalizou R\$ 67.984.870,32, que está sendo considerado como componente financeiro no atual reajuste tarifário da concessionária.

15. A título de recuperação dos descontos concedidos aos agentes de autoprodução (APE) e produção independente de energia (PIE), referentes às componentes CCC, CDE e PROINFA da TUSD, a COPEL-DIS incluiu em seu pleito um componente financeiro total de R\$ 3.793.867,31, sendo R\$ 442.143,31 para ressarcimento dos descontos concedidos no período de junho/2009 até maio/2010, aí já descontado o adiantamento concedido no IRT-2009, e R\$ 3.351.724,00 como previsão do subsídio para os próximos doze meses.

16. Após análise do comportamento do mercado da concessionária no período de junho/2009 a janeiro/2010, em consonância com o disposto no parágrafo único do art. 30 da Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005, que diz: "*A TUSD para os consumidores livres e a tarifa de fornecimento para os consumidores cativos subsidiarão os descontos de que trata o caput, na proporção da receita obtida pela aplicação das respectivas tarifas ao mercado de referência.*", constatou-se que o universo de consumidores pagantes já proporcionou uma receita relativa aos encargos CCC, CDE e PROINFA suficiente para compensar integralmente o montante dos descontos dados pela COPEL-DIS aos autoprodutores e produtores independentes, não cabendo ser reconhecido, portanto, qualquer perda de receita para aquele período (até janeiro/2010).

17. Por outro lado, tendo em vista o termo aditivo aos contratos de concessão, que introduziu nova metodologia de reajuste anual das tarifas, com efeitos a partir de fevereiro de 2010, no sentido de assegurar a neutralidade dos custos da Parcela "A", relativos aos encargos setoriais, foram reconhecidos no atual cálculo tarifário os descontos concedidos pela COPEL-DIS aos APE/PIE no período de fevereiro a maio de 2010, devidamente fiscalizados e validados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), totalizando o valor já atualizado pelo IGPM de R\$ 853.857,62. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, no valor atualizado de R\$ (3.031.145,43) e a

nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de R\$ 3.444.905,58, em conformidade com os dados fornecidos pela SFF, totalizando um componente financeiro no valor consolidado de R\$ 1.267.617,77.

Perda de receita no faturamento de consumidores com medição centralizada polifásica

18. A COPEL-DIS incluiu em seu pleito de reajuste tarifário um componente financeiro no valor de R\$ 112.658,38, a título de ressarcimento pela alegada perda de receita no período de abril/2009 a março/2010, em face da suspensão temporária do faturamento de consumidores que tinham medição eletrônica centralizada polifásica, determinada por meio do Ofício nº 100/2009-SRC/ANEEL, de 30 de janeiro de 2009, e revogada pelo Ofício nº 057/2010-SRC/ANEEL, de 19/03/2010. Justifica a concessionária que neste período efetuou a cobrança pelo valor mínimo, deixando de faturar o montante pleiteado. No entanto, pelo que se verifica da REN 456/2000, a medição é de responsabilidade da distribuidora, sem contar que o art. 57 da mesma REN já descreve como deve ser feito o faturamento das unidades consumidores que, temporariamente, estão sem medição. Por tudo isso, o pleito não foi acatado, sendo dado o mesmo tratamento de outras distribuidoras (AMPLA, COELCE, ESCELSA, SAELPA e CELPA).

AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS

19. O quadro a seguir mostra a variação do custo da energia adquirida pela COPEL-DIS para revenda ao consumidor:

COPEL-DIS - DRA (Data de Referência Anterior)			
Empresas Vendedoras	MWh	R\$/MWh - 2008	DRA - R\$
1) CONTRATOS BILATERAIS	18.397.949		
ELEJOR	1.186.104		
ITIQUIRA	911.601		
GD - Geração Distribuída	30		
LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE	14.342.894		
LEILÃO DE ENERGIA NOVA	1.215.200		
LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS	0		
LEILÃO DE AJUSTE	742.121		
2) EXPOSIÇÃO	207.899		
3) ITAIPU	5.210.287		
4) PROINFA	551.741		
5) GERAÇÃO PRÓPRIA	0		
TOTAL ENERGIA REQUERIDA - DRA	24.367.874	92,67	2.258.200.643,51
COPEL-DIS - DRP (Data do Reajuste em Processamento)			
Empresas Vendedoras	MWh	R\$/MWh - 2009	DRP - R\$
1) CONTRATOS BILATERAIS (Terceiros)	911.601		119.148.998,90
ITIQUIRA	911.601	130,70	119.148.998,90
2) CONTRATOS BILATERAIS (P. Relacionada)	1.186.104		181.382.505,39
ELEJOR	1.186.104	152,92	181.382.505,39
3) CONTRATOS INICIAIS			
4) ITAIPU	5.042.725	98,80	498.228.431,20
5) PROINFA	667.653	-	-
6) GERAÇÃO PRÓPRIA	0	-	-
7) GERAÇÃO DISTRIBUIDA	4.181	134,94	564.149,56
SUBTOTAL	7.812.263		799.324.085,06
COMPLEMENTO LEILÕES (CCEAR)	16.605.604	92,36	1.533.693.860,26
EXPOSIÇÃO	0	92,36	-
TOTAL ENERGIA REQUERIDA - DRP	24.417.867	95,55	2.333.017.945,31

20. Nos quadros a seguir estão mostradas: as diferenças entre o reajuste tarifário médio solicitado pela COPEL-DIS e o índice de reajuste calculado pela SRE, a participação percentual dos itens de custos da Parcela "A" e da Parcela "B" na composição do IRT, quanto cada item evoluiu no período de 2009 a 2010 e a distribuição da receita para cobrir os custos da Parcela "A" e da Parcela "B".

DIFERENÇAS verificadas no Índice de Reajuste Tarifário - IRT em relação ao Pleito da Concessionária - (R\$ e %)			
ITENS	EMPRESA	ANEEL	MOTIVO
IGPM - Fator X	3,45%	3,76%	Empresa usou projeção inferior p/IGPM e X
Receita Anual - RA ₀	4.921.121.310	4.921.032.770	ANEEL usou valor validado pela SRE
ENCARGOS SETORIAIS			
RGR (Anual e Ajuste)	35.150.306	30.246.613	ANEEL usou valores definidos pela SFF
TFSEE	10.016.642	10.088.862	ANEEL usou valor definido pela SRE
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	59.804.875	60.023.566	EMPRESA usou base cálculo c/valores estim.
ENERGIA COMPRADA			
ENERGIA COMPRADA TOTAL	2.295.246.191	2.333.017.945	Empresa usou projeção inferior para o dólar
TRANSPORTE DE ENERGIA			
REDE BÁSICA TOTAL	421.857.961	422.623.377	Empresa não incluiu custo TUSDg-ONS
CONEXÃO	13.855.385	13.907.051	Empresa usou projeção inferior para IGPM
ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT			
CVA	6,11%	6,88%	
CVA			
CVA em Processamento - Encargos Setoriais		(2.779.336)	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
CVA em Processamento - Energia comprada	50.855.406	(7.276.013)	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
CVA em Processamento - Transmissão		42.994.163	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior	(5.458.095)	16.552.542	Empresa usou método de cálculo incorreto
OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS			
Neutralidade Parcela A - Encargos Setoriais	(10.070.667)	(7.949.989)	Empresa usou método de cálculo incorreto
Repasse da sobrecontratação de energia	5.897.513	12.689.696	ANEEL usou valores validados SRE cf. REN
Exposição CCEAR entre Submercados	573.769	591.480	ANEEL usou valores validados SRE cf. REN
Parcela de Ajuste RB Fronteira	999.953	999.953	ANEEL usou valores definidos SRT e Res.Hom.
Parcela de Ajuste Conexão/DIT	11.839	12.334	Empresa usou projeção inferior para IGPM
Consumidor A1-Ativos Conexão/DIT já incluídos Parcela A	-	(2.244.797)	ANEEL usou valores definidos SRT
Ajuste ref.sobre-receita TUSD-G / DIT - Res nº 845/09	-	(307.853)	ANEEL usou valores validados pela SRE
Déficit - Programa Luz Para Todos	22.702.895	22.384.308	ANEEL usou valores validados SRE cf. REN
Ajuste financ. P&D, Efic. Energ. e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	-	6.772.496	Ressarc. custo adicional criado Lei 12.111/09
Perdas com suspensão medição centralizada polifásica	112.658	-	Sem amparo legal ou regulamentar
SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS			
Subsídio BAIXA RENDA	20.213.119	27.920.249	ANEEL usou valores validados p/SRC e SRE
Subsídio IRRIGAÇÃO/AQUICULTURA - Res. 207/2006	632.521	611.653	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Subsídio FONTES INCENTIVADAS - Res. 077/2004	5.684.349	6.147.953	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Subsídio AUTOPRODUTORES/PIE - Res. 166/2005	3.793.867	1.267.618	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Subsídio COOPERATIVAS	4.990.049	5.070.067	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Subsídio FIO B para SUPRIDA	22.904.716	26.967.331	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
TOTAL FINANCEIROS + SUBSÍDIOS (R\$)	123.843.894	150.423.854	
CVA (%)	0,87%	0,94%	
OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS (%)	0,39%	0,63%	
SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS (%)	1,12%	1,29%	
REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL (% MÉDIO)	8,48%	9,74%	
FINANCEIROS RETIRADOS DA BASE (% MÉDIO)	-6,09%	-7,28%	
EFEITO SOBRE AS TARIFAS VIGENTES (% MÉDIO)	2,39%	2,46%	

PARTICIPAÇÃO NO IRT			
ITENS - Parcela A	Participação IRT	Relação 2010/2009	Particip. Receita %
RGR (ANUAL + AJUSTE)	-0,10%	-11,86%	0,58%
CCC	3,64%	125,57%	6,30%
TFSEE	0,00%	3,11%	0,19%
CDE	0,08%	5,55%	4,29%
CFURH	0,00%	0,00%	0,00%
ESS	-1,12%	-44,19%	1,20%
PROINFA	0,28%	17,45%	2,21%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	0,25%	30,03%	1,14%
ONS	0,00%	0,00%	0,00%
ENCARGOS DO CONSUMIDOR	3,02%	26,23%	15,90%
ENERGIA COMPRADA	2,16%	6,14%	34,88%
ITAIPU	-0,64%	-5,91%	9,47%
ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA	1,52%	3,31%	44,36%
TRANSPORTE ITAIPU	0,03%	4,05%	0,73%
REDE BÁSICA TOTAL	1,06%	14,05%	8,04%
CONEXÃO	0,06%	27,70%	0,26%
CUSD	0,00%	0,00%	0,00%
TRANSPORTE DE ENERGIA	1,15%	13,52%	9,03%
VPA1 - DRP	5,69%	8,33%	69,29%
VPB1 - DRP = (VPB0)*(IGPM-X)	1,19%	3,76%	30,71%
ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT	6,88%		

Componentes Financeiros e Subsídios	Participação IRT
CVA	0,94%
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	-0,22%
CVA em Processamento - Energia comprada com PROINFA	0,03%
CVA em Processamento - Transmissão	0,82%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior	0,31%
OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS	0,63%
Neutralidade Parcela A - Encargos Setoriais	-0,15%
Repasso da sobrecontratação de energia	0,24%
Exposição CCEAR entre Submercados	0,01%
Parcela de Ajuste RB Fronteira	0,02%
Parcela de Ajuste Conexão/DIT	0,0002%
Consumidor A1-Ativos Conexão/DIT já incluídos Parcela A	-0,04%
Déficit - Programa Luz Para Todos	0,43%
Ajuste financ. P&D, Efic.Energ. e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	0,13%
Ajuste ref.sobrecarga TUSD-G / DIT - Res nº 845/09	-0,01%
SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS	1,29%
Subsídio BAIXA RENDA	0,53%
Subsídio IRRIGAÇÃO/AQUICULTURA - Res. 207/2006	0,01%
Subsídio FONTES INCENTIVADAS - Res. 077/2004	0,12%
Subsídio AUTOPRODUTORES/PIE - Res. 166/2005	0,02%
Subsídio COOPERATIVAS	0,10%
Subsídio FIO B para SUPRIDA	0,51%
TOTAL FINANCEIROS + SUBSÍDIOS (%)	2,86%
REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL (% MÉDIO)	9,74%
FINANCEIROS RETIRADOS DA BASE (% MÉDIO)	-7,28%
EFEITO SOBRE AS TARIFAS VIGENTES, A SER PERCEBIDO PELOS CONSUMIDORES (% MÉDIO)	2,46%

21. As diferenças entre os valores pleiteados pela concessionária e os calculados pela ANEEL, especialmente no cálculo da compra de energia e dos componentes financeiros e subsídios, basicamente decorrem da utilização pela empresa de projeções inferiores para a cotação do dólar americano na apuração do custo da energia proveniente de Itaipu e também para o IGPM ou IPCA considerados na atualização de determinados valores, bem como pelo uso de metodologia incompatível em alguns procedimentos de cálculo.

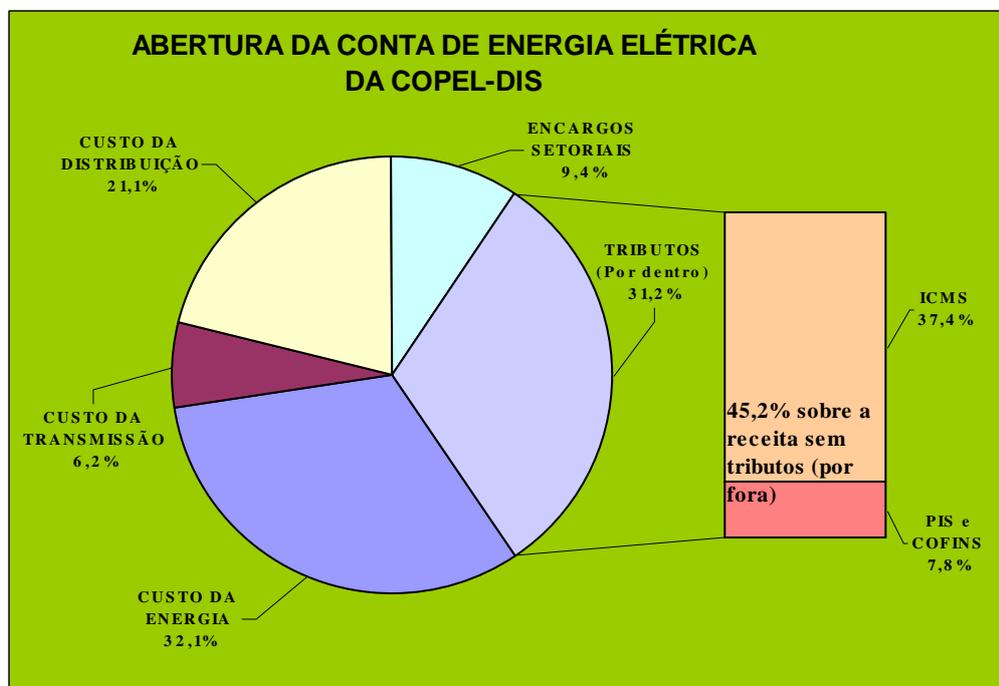
22. Dentre os diversos itens de custos considerados no cálculo do IRT da COPEL-DIS, cabe destacar:

- a) A variação anual do IGP-M no período de referência, de junho de 2009 a maio de 2010, no percentual acumulado de 4,18%, o qual foi utilizado para atualizar a Parcela "B" da receita da concessionária, proporcionando, por si só, um acréscimo médio nas tarifas da COPEL-DIS de 1,19 pontos percentuais;
- b) A variação anual de 3,31% dos custos com aquisição de energia, que contribuiu com um aumento tarifário médio de 1,52 pontos percentuais, especialmente devido à maior participação no balanço energético da concessionária da energia proveniente dos novos empreendimentos (leilões de energia nova), cujos preços são superiores aos da energia de Itaipu e dos leilões de energia existente;
- c) A variação anual de quase 130% do encargo CCC, provocando por si só um aumento tarifário de 3,64 pontos percentuais, que reflete os efeitos das mudanças introduzidas pela Lei nº 12.111, de 09/12/2009, que dispôs sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados;
- d) O subsídio relativo aos consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, com impacto tarifário de 0,53 pontos percentuais, que contempla os efeitos decorrentes do cumprimento ao disposto na Lei nº 12.212/2010, que versa sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica, e no art. 13 da Lei nº 12.111/2009, que veda o repasse de percentual referente ao encargo setorial da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC a esses consumidores; e
- e) O déficit do Programa Luz para Todos, cujo impacto no atual reajuste tarifário foi de 0,43 pontos percentuais.

23. É importante mencionar que o reajuste tarifário não segue necessariamente a mesma variação da inflação, diferentemente de outros reajustes de tarifas e preços públicos que levam em conta unicamente esse fator. A fórmula paramétrica constante no Contrato de Concessão considera uma "Parcela A", que contém despesas não gerenciáveis pela concessionária, e uma "Parcela B", de custos gerenciáveis por ela. As despesas integrantes da "Parcela B" são corrigidas, unicamente, pela variação do IGP-M, no período de referência adotado, deduzido o compartilhamento de ganhos de produtividade, o "Fator X". Já as despesas constantes da "Parcela A" são consequência da aplicação de legislações específicas e podem sofrer variações superiores à inflação medida no período analisado.

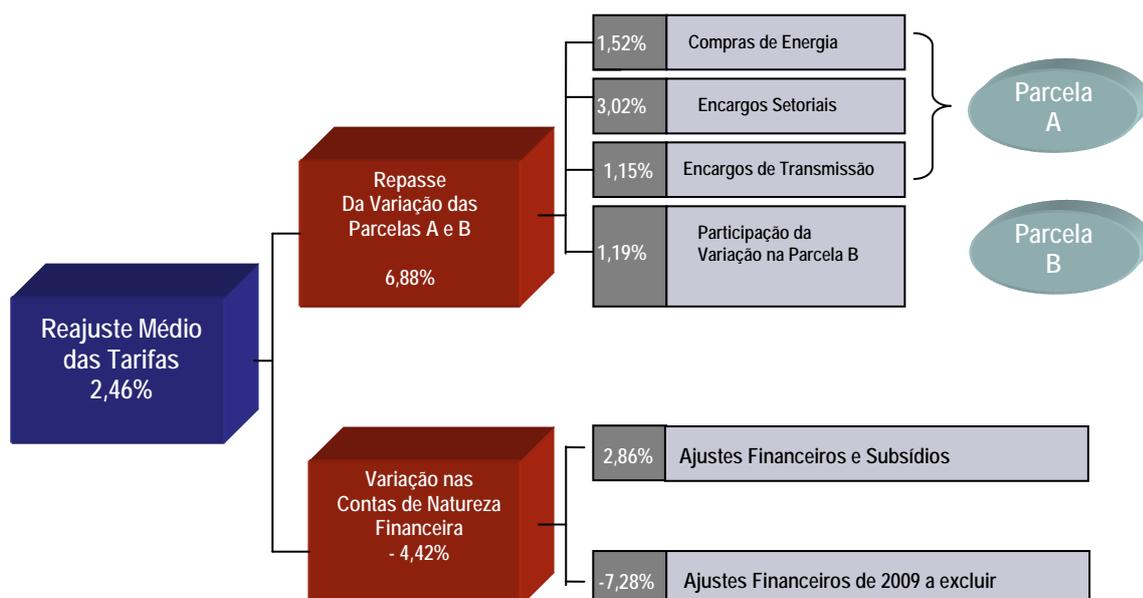
24. O Gráfico abaixo mostra a participação de cada tipo de custo na composição da receita da COPEL-DIS, ou seja, que proporção da fatura de energia elétrica se destina aos segmentos de geração, transmissão e distribuição, aí inclusos os custos de operação e manutenção (O&M), a depreciação dos ativos e a remuneração do capital investido, bem como quanto se destina ao pagamento dos encargos setoriais e dos tributos. Na construção do gráfico acima foram considerados apenas os tributos que incidem de forma direta sobre o valor faturado pela concessionária, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 25,75% para o ICMS e de 5,40% para o PIS/PASEP e a COFINS, aplicadas sobre a fatura com os tributos em

sua base de cálculo (total de 31,2% por dentro), conforme estabelecido na legislação pertinente. Como resultado, majora-se em 45,2% (por fora) o valor que seria cobrado do consumidor final se não houvesse a incidência dos referidos tributos na base de cálculo.



25. Por fim, o quadro abaixo mostra cada componente do presente reajuste tarifário e o efeito médio a ser percebido pelo consumidor cativo da COPEL-DIS.

REAJUSTE TARIFÁRIO – COPEL-DIS



II – DO DIREITO

26. A presente decisão tem amparo legal considerando: (i) inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; (ii) inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; (iii) art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; e (iv) Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 008/1997.

III – DA DECISÃO

27. Diante do exposto e com base no que consta do Processo nº 48500.001577/2010-12, decido aprovar, na forma da Resolução anexa, o reajuste tarifário da **Copel Distribuição S.A. – COPEL-DIS**, que objetiva:

- (i) homologar o reajuste tarifário anual médio de 9,74%, a ser aplicado às tarifas da COPEL-DIS a partir de 24 de junho de 2010, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **2,46%**;
- (ii) fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD;
- (iii) homologar as Tarifas de Energia Elétrica – TE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD para as distribuidoras supridas COCEL, OESTE e FORCEL;
- (iv) estabelecer os valores da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e da receita anual referente às instalações de conexão; e
- (v) aprovar, para fins de cálculo do atual reajuste tarifário, o valor anual relativo aos encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER.

Brasília, 22 de junho de 2010.

EDVALDO ALVES DE SANTANA
Diretor