

VOTO

PROCESSO: 48500.006261/2013-51

INTERESSADA: Cemig Distribuição S.A. - CEMIG-D

RELATOR: Diretor José Jurhosa Junior

RESPONSÁVEL: Superintendência de Regulação Econômica – SRE

ASSUNTO: Reajuste anual das tarifas da Cemig Distribuição S.A. - CEMIG-D, a vigorar a partir de 8 de abril de 2014.

I - RELATÓRIO

1. A CEMIG-D atende cerca de 7,7 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa um faturamento anual da ordem de R\$ 8,5 bilhões.
2. No processo tarifário de 2013, as tarifas da CEMIG-D foram, em média, reposicionadas em 3,06%, a partir de 08/04/2013, sendo 0,47% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e 2,59% relativos aos componentes financeiros pertinentes, conforme consta da Resolução Homologatória nº 1.507/2013.
3. Por meio da Carta RE/TF – 1229/2014, de 11/03/2013, a empresa encaminhou à ANEEL proposta de reajuste tarifário anual médio de 29,74%, a ser aplicado às suas tarifas a partir de 08/04/2014, sendo 20,14% relativo ao cálculo econômico e 9,60% referente a componentes financeiros.
4. Mediante a Nota Técnica nº 95, de 28/03/2014, a SRE consolidou a proposta de reajuste tarifário anual de 2014 da CEMIG-D, proposta essa que considerou os efeitos do recurso formulado pela distribuidora contra o resultado de sua revisão tarifária.
5. É o Relatório.

II - FUNDAMENTAÇÃO

II.1 - Índice de reajuste tarifário e seu efeito médio para os consumidores da CEMIG-D

6. De acordo com a SRE, o Índice de Reajuste Tarifário – IRT, a partir de 08/04/2014, é de 16,33%, dos quais 11,91% correspondem ao cálculo econômico e 4,41% aos componentes financeiros a serem considerados nos próximos doze meses.
7. Considerando como referência os valores praticados atualmente e os efeitos do recurso formulado pela empresa contra o resultado de sua revisão tarifária, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 14,76%, conforme ilustra a Tabela 1.

Tabela 1 — Efeito médio a ser percebido pelo consumidor

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	12,41%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	15,78%
B1 - Residencial	14,24%
Efeito tarifário médio AT+BT	14,76%

8. Com relação ao Fator X, cumpre destacar que os componentes Pd e T, estabelecidos na revisão, foram de 1,15% e 0,68%, respectivamente. Dados (i) a variação média de -13,12% dos indicadores de DEC e FEC da CEMIG-D entre os anos civis de 2012 e 2013, expurgadas as interrupções decorrentes de causas externas ao sistema de distribuição, e (ii) o desempenho relativo dessa distribuidora, conforme regra estabelecida no Submódulo 2.5 do PRORET, o valor do componente Q a ser aplicado na atualização da Parcela B do reajuste tarifário de 2014 aqui discutido é de -0,64%. Desta maneira, o valor final do Fator X foi para 1,19%, e a Parcela B foi atualizada em 6,11% (o IGP-M totalizou 7,30%).

9. A Tabela 2 apresenta os itens de custo que conduziram ao referido efeito médio, com (i) a respectiva variação entre a RTA2013 e o atual reajuste, (ii) a participação percentual dos itens de custos das Parcelas A e B, (iii) a distribuição da receita para cobrir os custos das Parcelas A e B e (iv) a contribuição de cada componente financeiro:

Tabela 2 — Itens de custo que conduziram ao efeito médio

REAJUSTE TARIFÁRIO	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Encargos Setoriais	13,61%	1,02%	7,62%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	-37,84%	-0,09%	0,13%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	55,90%	0,80%	1,99%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	6,04%	0,11%	1,78%
Proinfa	0,70%	0,02%	2,70%
P&D e Eficiência Energética	18,16%	0,17%	1,01%
Contribuição ONS	-11,52%	0,00%	0,00%
Custo com Transporte de Energia	20,08%	0,83%	4,43%
Rede Básica	21,81%	0,51%	2,54%
Rede Básica Fronteira	43,16%	0,24%	0,72%
Rede Básica ONS (A2)	11,27%	0,01%	0,08%
Rede Básica Export. (A2)	-	0,00%	0,00%
MUST Itaipu	6,35%	0,04%	0,59%
Transporte de Itaipu	2,53%	0,01%	0,27%
Conexão	12,88%	0,03%	0,21%
Uso do sistema de distribuição	-20,81%	-0,01%	0,03%
Compra de Energia	15,20%	7,80%	52,81%
Receita Anual			
Total Parcela A	15,33%	9,65%	64,86%
Total Parcela B	6,11%	2,26%	35,14%
Reajuste Tarifário Anual		11,91%	
Nome do Financeiro			
CVA		3,08%	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais		-0,82%	
CVA em Processamento - Energia comprada		2,99%	
CVA em Processamento - Transmissão		0,63%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		0,27%	
Neutralidade - Encargos Setoriais		-0,18%	
Outros Componentes Financeiros		1,51%	
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007		0,22%	
Exposição CCEAR entre Submercados		-0,05%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		0,01%	
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs		0,00%	
Penalidade por descumprimento de meta de universalização		-0,02%	
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior		1,20%	
Diferencial Eletronuclear - Lei n° 12.111/2009		0,17%	
Compensação por violação dos limites de continuidade entre distribuidoras		0,00%	
Total dos componentes Financeiros		4,41%	
Reajuste Tarifário com Financeiros		16,33%	
Retirada dos Componentes Financeiros relativos ao processo tarifário anterior		1,57%	
Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores		14,76%	

II.2 - IRT econômico

10. A propósito da variação da Parcela A, é oportuno destacar os custos com compra de energia, que tiveram um aumento de 15,20%. Contribuíram para esse resultado (i) o término do período de suprimento de alguns CCEARs de energia existente, (ii) a participação expressiva de contratos por disponibilidade na composição do portfólio de contratos de compra e (iii) o reajuste das tarifas de Itaipu e de Angra. Ademais, a previsão do PLD para os próximos 12 meses, em que pese não ser aquela sugerida pela CEMIG-D, também está alinhada com essa trajetória crescente dos custos com compra de energia.

11. A Tabela 3 apresenta a variação na compra de energia entre a RTA2013 e o atual reajuste:

Tabela 3 – Variação da compra de energia por tipo de contrato

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo anterior	Processo atual	Variação	Processo anterior	Processo atual	Variação
Existente	3.409.852,40	1.529.932,10	-55,1%	113,62	152,81	34,5%
Nova	7.753.935,54	11.382.176,28	46,8%	277,33	269,70	-2,8%
Alternativa	531.038,80	577.654,99	8,8%	194,36	119,17	-38,7%
Santo Antônio	341.340,44	843.939,94	147,2%	105,49	112,39	6,5%
Jirau	-	128.011,92	0,0%	-	98,85	0,0%
BILATERAL	1.745.247,78	2.431.014,42	39,3%	176,45	192,86	0,0%
Cota Angra I/Angra II	1.106.213,00	1.090.116,67	-1,5%	135,68	156,79	15,6%
Cotas Lei n° 12783/2013	7.211.160,29	7.187.118,46		32,89	32,89	
Geração Própria	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Itaipu	7.869.650,31	6.217.813,61	-21,0%	110,91	131,30	18,4%
Proinfa	673.678,08	640.382,75		-	0	
TOTAL	30.642.116,64	32.028.161,14	4,52%	138,54	161,50	16,57%

12. Para a atualização da Parcela B, considerou-se a variação acumulada do IGP-M, de 7,30%, subtraída do Fator X de 1,19%, referentes ao período de abril de 2013 a março de 2014. Cabe ressaltar que a atualização da Parcela B representou 2,26% na composição do IRT da concessionária.

II.3 - Componentes financeiros

13. No que diz respeito aos componentes financeiros¹ a serem recuperados no próximo período tarifário, que representaram uma variação nas tarifas de 4,41%, destacam-se os ajustes financeiros decorrentes (i) do pedido de reconsideração formulado contra o resultado da revisão tarifária de 2013 e do reajuste tarifário de 2012 e (ii) da CVA de compra de energia. A Tabela 4 apresenta os componentes financeiros considerados:

¹ 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 doze meses subsequentes aos reajustes ou às revisões tarifárias, ou seja, os componentes financeiros considerados em um processo tarifário produzem efeitos nas tarifas apenas pelo período de um ano.

Tabela 4 – Componentes financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS			
Nome do Financeiro	Valores		
		Soma de Valor	Soma de Percentual
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	-R\$	76.744,44	0,00%
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	R\$	106.707.614,07	1,20%
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009	R\$	14.864.992,39	0,17%
Exposição CCEAR entre Submercados	-R\$	4.809.587,95	-0,05%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	R\$	457.216,94	0,01%
Penalidade por descumprimento de meta de universalização	-R\$	2.042.423,66	-0,02%
Repasso da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	R\$	19.781.614,66	0,22%
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	-R\$	73.051.933,08	-0,82%
CVA em Processamento - Energia comprada	R\$	267.149.862,71	2,99%
CVA em Processamento - Transmissão	R\$	56.375.696,83	0,63%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	R\$	24.432.947,35	0,27%
Neutralidade - Encargos Setoriais	-R\$	15.645.084,49	-0,18%
Compensação por violação dos limites de continuidade entre distribuidoras	-R\$	200.586,79	0,00%
Total Geral	R\$	393.943.584,54	4,41%

14. O componente financeiro referente a recálculo de processos tarifários anteriores contempla acertos tanto no reajuste tarifário de 2012, em cumprimento aos Despachos nº 2.058/2013 e nº 2.262/2013, quanto na revisão tarifária periódica de 2013, deliberada nesta mesma reunião, nos termos propostos pela Nota Técnica nº 91/2014-SRE/ANEEL, de 21/03/2014.

15. Em relação a penalidade por descumprimento das metas de universalização, foi considerada a 1ª parcela, de um total de 4, no valor de R\$ 2.042.423,66 (preço de abril de 2014). As 3 parcelas restantes deverão compor o processo tarifário da CEMIG-D nos próximos processos tarifários, devidamente corrigidas pelo IGP-M..

II.3.1 – Pleitos da concessionária não atendidos

Custos ambientais

16. A distribuidora pleiteou um componente financeiro referente à custos ambientais referentes às taxas e impostos pagos, condicionantes ambientais e compensações, determinados pela legislação ambiental brasileira.

17. Desta maneira, a empresa pleiteou o reconhecimento de R\$ 2.367.122,03, referentes a esses custos ambientais.

18. Destaca-se, entretanto, que a empresa já havia feito esse pedido anteriormente, sendo que a SRE realizou consulta à PGE sobre a legalidade dos referidos dispêndios. Contudo, ainda não houve resposta pela PGE, de modo que o pleito não pode ser atendido.

Financeiro de Conexão – PIS/PASEP e COFINS

19. A CEMIG solicitou o reconhecimento de R\$ 1.039.427,36, referente aos custos com PIS/PASEP e COFINS incluídos nas faturas das transmissoras. Em tratamento análogo ao feito no caso das faturas de uso de sistema de distribuição, em que não são repassados esses custos nos processos tarifários, esse pleito foi negado.

20. Nesse particular, cabe destacar o que dispõe o Submódulo 3.3 do PRORET, Parágrafo 9 da Seção 3:

“9. Havendo despesa com PIS/Pasep e Cofins paga pela distribuidora acessante à transmissora ou distribuidora acessada, não contemplada na sua cobertura tarifária econômica ou financeira, deverá esse fato ser levado em consideração quando da apuração e repasse da alíquota efetiva referente a esses tributos nas faturas dos seus consumidores/usuários.”

Migração de consumidores para a rede básica

21. A distribuidora alega que a migração do consumidor SAMARCO para a rede básica gera uma perda de receita que afeta a empresa até o final do ciclo tarifário, uma vez que o mercado do consumidor é utilizado, no momento da revisão tarifária, para o cálculo das tarifas de todos os demais consumidores. De acordo com a CEMIG, o impacto da saída da SAMARCO seria equivalente a R\$ 14.046.750,00.

22. No entanto, conforme já discutido amplamente em casos semelhantes, tanto para a CEMIG como para outras distribuidoras de energia, tal migração configura risco de mercado, não cabendo, assim, ressarcimento à empresa.

Conexão da CEMIG-D com a CEMIT-GT

23. De acordo com a CEMIG, ela possui pontos de conexão com a CEMIG-GT que entraram em operação comercial nas SEs Neves 1 e Barreiro 1 desde 2011, mas que não foram faturadas até março de 2014, momento em que foi emitida fatura retroativa.

24. Adicionalmente, a empresa alega que outras obras entraram em operação em 2012 e 2013, sendo capitalizadas após dezembro de 2012. Os valores retroativos das RAP's dessas obras desde a sua entrada em operação, bem como os valores de PIS/COFINS a elas associadas, também foram incluídos na fatura emitida em março de 2014. O valor total pleiteado pela CEMIG é de R\$ 4.332.334,07.

25. O pleito em questão não está sendo reconhecido, em cumprimento ao disposto no Submódulo 3.3 do PRORET, que diz no Parágrafo 7 da Seção 3 que:

“7. Em relação aos custos com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os riscos inerentes à contratação dos serviços e variações de mercado são próprios das atividades da distribuidora, vedado, portanto, a consideração de ajustes compensatórios posteriores em decorrência do surgimento de novos custos dessa natureza no Período de Referência”.

26. Por se tratar de risco inerente às atividades da distribuidora, novos custos com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, cujo início de vigência tenha sido posterior ao último cálculo tarifário, não são passíveis de repasse às tarifas, haja vista o regime jurídico do serviço pelo preço, e não pelo custo, e a inexistência de neutralidade para os custos relativos à compra e transmissão de energia elétrica, conforme ficou esclarecido no processo que resultou na aprovação pela Diretoria da ANEEL, na 4ª Reunião Pública Ordinária realizada em 02/02/2010, de modelo-padrão de aditivo aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, no âmbito da Audiência Pública nº 43/2009. Nestes casos, a cobertura tarifária correspondente se dará a partir do primeiro processo de reajuste ou revisão subsequente ao início de vigência do respectivo custo.

Conexão Pirapora – State Grid

27. A CEMIG solicita o reconhecimento das despesas de conexão definidas no contrato de conexão com a SPTE, CCT nº001/2008, desde a data de conexão de suas linhas de 138 kV à DIT da SPTE, tanto o valor retroativo quanto a cobertura adicional na Parcela A.

28. Sobre o assunto foi solicitada a manifestação da SRT por meio do nosso Memorando nº 112/2014-SRE/ANEEL, de 13/03/2014. A resposta veio através do Memorando nº 095/2014-SRT/ANEEL, de 1º de abril de 2014, que esclarece que no período questionado pela CEMIG-D as instalações em questão não estavam operacionais, de modo que não havia razão para repasse tarifário.

29. Adicionalmente, a SRT informou que até hoje a SPTE não informou a entrada em operação das referidas instalações e que tão logo isso aconteça e este fato seja informado à SRT, será estabelecida RAP para repasse tarifário econômico no 1º processo tarifário após sua publicação.

Saldo dos subsídios via CDE

30. A CEMIG também pleiteia, como componente financeiro ordinário, o saldo dos subsídios cujos valores são repassados mensalmente para a distribuidora. O valor pleiteado totaliza R\$ 10.928.501,43.

31. Este pleito não foi atendido, uma vez que tal acerto é feito por meio da CDE, e não através da tarifa paga pelos consumidores.

Inclusão das faturas de janeiro CCEAR

32. A CEMIG-D solicitou a consideração do saldo estimado da CVA_{energia} do mês de competência janeiro/2014, referente aos CCEARs por disponibilidade. Importa esclarecer que a proposta da concessionária contempla faturas que não foram quitadas até o 30º dia anterior ao do reajuste em processamento, ou seja, considera valores pagos somente depois de 09/03/2014 ou ainda não pagos (a vencer). Ademais, trata-se de informações da empresa ainda não fiscalizadas e validadas pela ANEEL.

33. Entende-se que o pleito da concessionária não pode ser atendido por ofender ao disposto na Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002 e na Resolução Normativa nº 153/2005, que estabelecem os critérios e procedimentos para cálculo da Conta de Compensação de Variação de Valores do Custo de Aquisição de Energia Elétrica - CVA_{ENERG}, definindo que o saldo da CVA referente a determinado processo tarifário deve ser validado pela fiscalização da ANEEL e ser correspondente àquele apurado no 30º dia anterior à data do reajuste em processamento, conforme transcrito a seguir:

PI nº 25/2002

Art. 4º. Fica a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL responsável pela fiscalização e aprovação dos valores contabilizados na CVA, devendo ser considerado para efeito de repasse às tarifas de energia elétrica das concessionárias de distribuição o valor do saldo da CVA validado pela fiscalização da ANEEL.

REN nº 153/2005

Art. 4º O saldo da CVAENERG referente ao trigésimo dia anterior à data de reajuste tarifário anual, calculado nos termos da fórmula definida no Anexo I desta Resolução, será remunerado pela taxa de juros SELIC até o quinto dia útil anterior ao referido reajuste e compensado nas tarifas de fornecimento nos 12 meses subsequentes.

§ 1º O saldo da CVAENERG apurado entre o vigésimo nono dia anterior ao reajuste tarifário anual e a efetiva data do reajuste será compensado no reajuste tarifário anual subsequente.

II.4 - Comparação entre o IRT proposto pela CEMIG-D e o calculado pela área técnica

34. Na Tabela 5, apresentam-se as diferenças entre o IRT médio solicitado pela CEMIG-D e o calculado pela SRE:

Tabela 5 – Diferenças entre a proposta da CEMIG-D e o cálculo da SRE

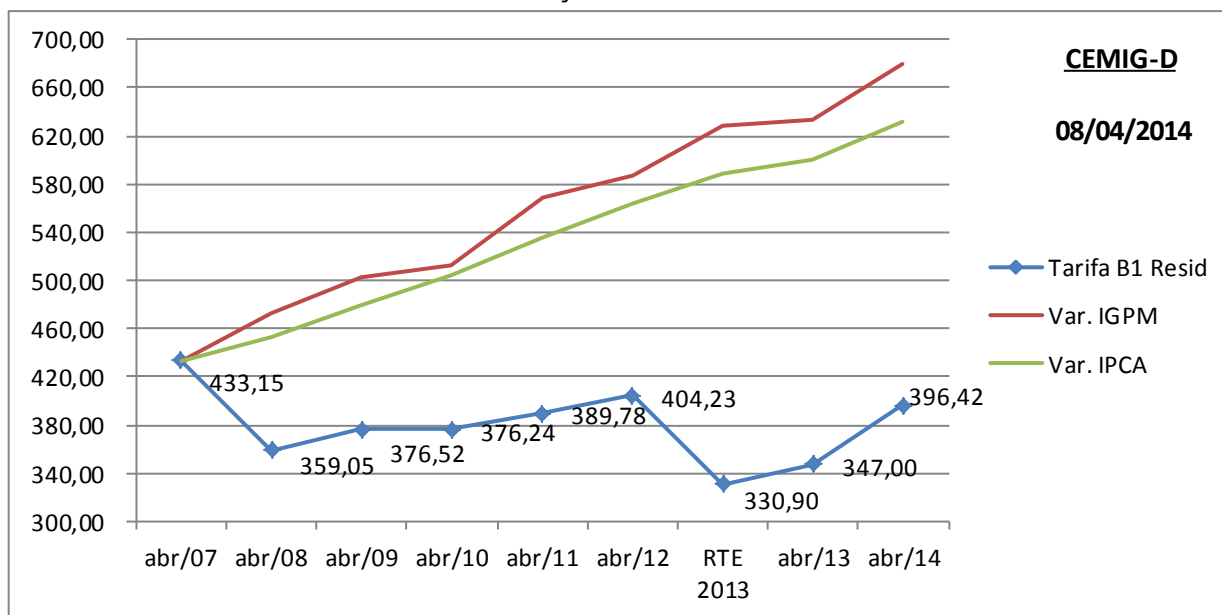
Descrição	Empresa	Aneel	Justificativa
IGP-M - Fator X	4,18%	6,11%	IGP-M estimado foi subestimado
RA ₀	8.514.993.137	8.704.868.982	Mercado projetado pela empresa
Encargos Setoriais	1.159.037.249	741.864.260	
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	18.381.851	12.449.671	Valor validado pela SRE
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	638.410.654	194.302.658	Valor validado pela SRE
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	135.457.029	173.134.097	Valor validado pela SRE
Proinfa	263.215.018	263.215.018	
P&D e Eficiência Energética	103.324.068	98.480.415	
Contribuição ONS	248.629	282.401	
Custo com Transporte de Energia	437.562.374	431.610.910	
Rede Básica	247.293.168	247.291.469	
Rede Básica Fronteira	69.891.092	69.891.090	
Rede Básica ONS (A2)	8.064.469	7.781.269	
Rede Básica Export (A2)	-	283.200	
MUST Itaipu	57.726.995	57.726.995	
Transporte de Itaipu	25.830.035	25.830.035	
Conexão	25.914.142	20.357.806	
Uso do sistema de distribuição	2.842.473	2.449.047	
Compra de Energia	5.470.510.267	5.144.945.725	
VPB ₁	3.163.055.346	3.423.456.569	
IRT	20,14%	11,91%	
CVA	464.217.539	274.906.574	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	(125.956.057)	(73.051.933)	Valor validado pela SRE
CVA em Processamento - Energia comprada	559.990.256	267.149.863	Valor validado pela SRE
CVA em Processamento - Transmissão	50.204.008	56.375.697	Valor validado pela SRE
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(20.020.669)	24.432.947	Valor validado pela SRE
Neutralidade - Encargos Setoriais	(52.532.768)	(15.645.084)	
Outros Componentes Financeiros	420.989.577	134.682.095	
Repasso da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	190.075.359	19.781.615	Valor validado pela SRE
Exposição CCEAR entre Submercados	(16.704.487)	(4.809.588)	Valor validado pela SRE
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	399.413	457.217	Valor validado pela SRE
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	102.046	(76.744)	Valor validado pela SRE
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	1.285.968	-	Valor validado pela SRE/SRT
Penalidade por descumprimento de meta de universalização	-	(2.042.424)	Valor validado pela SRE
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	208.936.256	106.707.614	Valor validado pela SRE
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009	14.861.483	14.864.992	
Compensação por violação dos limites de continuidade entre distribuidoras	-	(200.587)	Valor validado pela SRE/SRD
Ajuste Financeiro ref. concatenação de Conexão (Pasep/Cofins)	1.039.427	-	Submódulo 3.3 PRORET
Custos Ambientais	2.367.122	-	Pleito em análise pela PGR
Conexão Pirapora 2 - State Grid	4.580.240	-	Pleito em análise pela SRD
Migração do consumidor Samarco - Unidade Germano I para RB	14.046.750	-	Risco de mercado
CVA	5,20%	3,08%	
Neutralidade - Encargos Setoriais	-0,59%	-0,18%	
Subsídios	0,00%	0,00%	
Outros Componentes Financeiros	4,72%	1,51%	
Reajuste Tarifário com Financeiros	29,47%	16,33%	
Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores		14,76%	

35. Entre as diferenças entre o pleito apresentado pela empresa e o IRT calculado pela ANEEL, destacam-se (i) a previsão de IGP-M para fins de atualização da Parcela B, (ii) os critérios para definição dos custos com compra de energia, (iii) os valores considerados pela CEMIG-D para os encargos setoriais e (iv) os ajustes decorrentes de reprocessamento de valores relativos à revisão e reajuste já ocorridos.

II.5 – Evolução das tarifas da CEMIG-D

36. Em caráter ilustrativo, o Gráfico 3 apresenta a evolução da tarifa B1-Residencial da CEMIG-D no período de 2008 a 2014, sendo essa trajetória comparada com a tarifa fixada em 2008 e reajustada pelo IPCA e pelo IGP-M. Dessa comparação, verifica-se que a evolução das tarifas é bem inferior àquela que seria percebida caso a tarifa de 2009 fosse simplesmente reajustada por IPCA e IGP-M.

Gráfico 3 – Evolução da Tarifa B1-Residencial



37. Do gráfico acima, também é possível observar que a tarifa residencial B1 da CEMIG-D reduziu significativamente na Revisão Tarifária Extraordinária – RTE processada em janeiro de 2013 e, no processo tarifário seguinte, o reajuste de 2013, manteve a trajetória de redução.

38. Adicionalmente, é oportuno pontuar que o aumento verificado no atual reajuste parte de uma base tarifária já bem reduzida, e não foi expressivo a ponto de superar o patamar inflacionário, ou mesmo a tarifa praticada em 2009.

II.6 – Subvenção CDE - Descontos Tarifários

39. Nos termos VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

40. Conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, a Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – Eletrobras – deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a SRE utilizou o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

41. Sendo assim, o valor mensal a ser repassado pela Eletrobras a distribuidora no período de abril/2014 a março/2015, até o 10º dia útil do mês subsequente, que também contempla o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados no período de fevereiro/2013 a março/2014 totalizou R\$ 48.057.520,37 .

III - DIREITO

42. A presente decisão encontra amparo nos seguintes dispositivos: (i) Lei nº 9.427/1996, (ii) Decreto nº 2.335/1997 e (iii) Contrato de Concessão nº 21/1999.

IV - DISPOSITIVO

43. Do exposto e do que consta no Processo nº 48500.006261/2013-51, voto pela emissão de Resolução Homologatória, na forma da minuta anexa, com o objetivo de:

(i) homologar o reajuste anual das tarifas da Cemig Distribuição S.A. - CEMIG-D , a partir de 8 de abril de 2014, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos seus consumidores de **14,76%**, sendo de **12,41%** para os conectados em alta tensão (AT) e de **15,78%** para aqueles em baixa tensão (BT), decorrente do IRT médio de **16,33%**;

(ii) fixar as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição — TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da CEMIG-D;

(iii) estabelecer a receita anual referente às instalações de conexão;

(iv) aprovar os valores da previsão anual dos encargos de serviços do sistema – ESS e de energia de reserva – EER; e

(v) homologar o valor mensal de a ser repassado pela Eletrobrás à CEMIG-D, no período de competência de abril de 2014 a março de 2015, até o 10º dia útil do mês subsequente, para fins de custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

Brasília, 7 de abril de 2014.

JOSÉ JURHOSA JUNIOR
Diretor