



SUPERINTENDÊNCIA DE
REGULAÇÃO ECONÔMICA

Nota Técnica nº 237/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 08 de julho de 2009

SEGUNDA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

.....
Celesc Distribuição S.A - CELESC
CICLO 2008 - 2012

RESULTADOS FINAIS

Agência Nacional de Energia Elétrica
Superintendência de Regulação Econômica
SGAN 603 / Módulo "I" – 1º andar
CEP: 70830-030 – Brasília – DF
Tel: + 55 61 2192-8695
Fax: + 55 61 2192-8679

Nota Técnica nº 237/2009–SRE/ANEEL

Em 08 de julho de 2009.

Processo n.º 48500.004325/2006-15

Assunto: Segunda revisão tarifária periódica da CELESC.

I. OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem como objetivo apresentar os resultados finais da segunda revisão tarifária periódica da CELESC Distribuição S/A - CELESC, em decorrência da incorporação dos aprimoramentos metodológicos estabelecidos pela Resolução Normativa nº 338, de 25 de novembro de 2008 e da análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 34/2009. Tais resultados refletem os ajustes no percentual de Perdas Regulatórias, Custos Operacionais, Receitas Irrecuperáveis, Remuneração do Capital e Fator X.

II. DOS FATOS

2. Em 05 de agosto de 2008, foram homologados os resultados da Revisão Tarifária da Celesc Distribuição S.A. - CELESC, com o estabelecimento do reposicionamento tarifário provisório de -8,65% e o componente Xe de 1,08%, conforme Resolução Homologatória nº 689/2008. Estes valores foram provisórios, em função dos aprimoramentos da Resolução Normativa nº 234/2006 submetidos ao processo de Audiência Pública.

3. Em 09 de abril de 2008, foi realizada a Audiência Pública AP 52/2007, com vistas à obtenção de subsídios e informações adicionais para os aprimoramentos da Resolução Normativa ANEEL nº 234/2006. Após a análise das contribuições recebidas no âmbito da Audiência Pública, a Resolução Normativa nº 338/2008 foi homologada, alterando a Resolução nº 234/2006 no que se refere à Empresa de Referência, Fator X, Perdas Técnicas, Perdas Não Técnicas, Receitas Irrecuperáveis e Base de Remuneração Regulatória.

4. No período de 11 de maio a 9 de junho de 2009, considerando os citados aprimoramentos metodológicos da Resolução Normativa nº. 338/2008, a Nota Técnica nº. 159/2009-SRE/ANEEL foi submetida ao processo de Consulta Pública nº. 034/2009.

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 237/2009-SRE/ANEEL, de 08/07/2009).

III. ANÁLISE

5. Após incorporar os aprimoramentos metodológicos estabelecidos pela Resolução Normativa nº 338/2008, bem como a análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 34/2009, os resultados da segunda revisão tarifária da CELESC foram alterados. As alterações referem-se à Empresa de Referência, à Remuneração do Capital, ao percentual de Perdas Regulatórias e ao cálculo do Fator X.

6. A tabela a seguir ilustra a variação ocorrida entre a os resultados homologados pela Resolução Homologatória nº 689/2008 e os resultados da revisão tarifária da CELESC em 2009.

Tabela 1 – Comparativo entre os resultados da Resolução Homologatória nº 689/2008 e os ajustes propostos em 2009

CELESC	Resolução nº 689/2008	2009	Variação [%]
Encargos Setoriais	425.947.540,67	425.759.225,79	-0,04%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	137.925.326,14	137.925.326,14	0,00%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	140.113.187,34	140.113.187,34	0,00%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	7.779.551,95	7.779.551,95	0,00%
Reserva Global de Reversão – RGR	26.434.796,18	26.434.796,18	0,00%
Proinfra	42.442.249,05	42.442.249,05	0,00%
ONS	156.369,36	156.369,36	0,00%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	38.825.979,01	38.825.979,01	0,00%
P&D e Eficiência Energética	32.270.081,64	32.081.766,76	-0,58%
Custo com Transporte com Energia	340.271.886,62	340.271.886,62	0,00%
REDE BÁSICA	240.175.776,12	240.175.776,12	0,00%
CONEXÃO	32.800.282,81	32.800.282,81	0,00%
TRANSPORTE ITAIPU	33.325.696,18	33.325.696,18	0,00%
MUST ITAIPU	28.678.304,91	28.678.304,91	0,00%
Uso do sistema de distribuição	5.291.826,60	5.291.826,60	0,00%
Compra de Energia	1.750.791.175,93	1.764.798.936,68	0,80%
Total Parcela A	2.517.010.603,22	2.530.830.049,10	0,55%
Empresa de Referência	464.449.871,63	436.523.784,63	-6,01%
Receitas Irrecuperáveis	27.164.273,89	27.013.360,40	-0,56%
Remuneração Bruta de Capital	278.250.179,11	273.487.931,31	-1,71%
Quota de Reintegração Regulatória	159.961.798,12	159.961.798,12	0,00%
Total Parcela B	929.826.122,76	896.986.874,47	-3,53%
Receita Requerida	3.446.836.725,98	3.427.816.923,57	-0,55%
Outras Receitas	24.918.000,97	24.918.000,97	0,00%
Receita Verificada	3.745.895.651,33	3.745.895.651,33	0,00%
Reposicionamento Tarifário	-8,65%	-9,16%	-0,51%
Fator Xe	1,08%	0,50%	

7. As alterações realizadas na revisão tarifária periódica estão detalhadas a seguir.

III.1. Encargos Setoriais

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 237/2009-SRE/ANEEL, de 08/07/2009).

8. Os encargos setoriais passam de **R\$ 425.947.540,67** para **R\$ 425.759.225,79**, em decorrência da alteração no P&D e Eficiência Energética, que caíram de **R\$ 32.270.081,64** para **R\$ 32.081.766,76**, uma vez que a Receita Requerida da concessionária é a base de cálculo desse encargo.

III.2. Custos Operacionais

9. Na Nota Técnica nº 225/2008-SRE/ANEEL, o valor da Empresa de Referência havia sido definido provisoriamente em **R\$ 464.449.871,63**, tendo em vista que a metodologia encontrava-se em processo de Audiência Pública. Entretanto, com a homologação da Resolução Normativa nº 338/2008, a Empresa de Referência passou para **R\$ 436.523.784,63**.

10. A seguir apresenta-se um quadro que resume os custos totais anuais que correspondem à gestão da ER, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica a seus clientes da área de concessão. Os valores estão projetados para agosto/2008.

Tabela 2: Custos Totais por Ano – Preços a agosto de 2008

DATA DA REVISÃO	7-ago-08			
SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)	% SOBRE TOTAL
1. ADMINISTRAÇÃO	125.126.642,59	49.002.384,31	174.129.026,90	39,89%
ESTRUTURA CENTRAL	70.355.552,58	10.223.490,78	80.579.043,35	18,46%
ESTRUTURA REGIONAL	54.771.090,01	7.980.184,64	62.751.274,65	14,38%
SISTEMAS	0,00	30.798.708,89	30.798.708,89	7,06%
2. PROCESSOS DE O&M	78.585.229,24	49.414.737,73	127.999.966,97	29,32%
3. PROCESSOS COMERCIAIS	64.567.523,67	51.416.988,37	115.984.512,04	26,57%
TAREFAS COMERCIAIS	34.357.428,02	6.276.019,45	40.633.447,48	9,31%
FATURAMENTO	19.031.878,08	36.778.749,81	55.810.627,89	12,79%
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	1.939.865,91	394.920,59	2.334.786,50	0,53%
TELEATENDIMENTO	9.238.351,65	7.967.298,52	17.205.650,17	3,94%
4. CUSTOS ADICIONAIS	5.302.511,61	13.107.767,11	18.410.278,72	4,22%
ADMINISTRATIVO	5.656.645,99	2.616.149,91	8.272.795,90	1,90%
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	3.403.243,67	9.706.651,18	13.109.894,84	3,00%
COMERCIAL	-3.757.378,05	784.966,02	-2.972.412,03	-0,68%
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	0,00	0,00	0,00%
CUSTOS TOTAIS POR ANO	273.581.907,10	162.941.877,53	436.523.784,63	100,00%

11. Os detalhes sobre a metodologia de cálculo dos custos operacionais aplicada, os itens de custos considerados e os respectivos cálculos encontram-se no **Anexo I**. Dessa forma, os custos operacionais admitidos como eficientes que devem ser cobrados na tarifa dos consumidores finais são de **R\$ 436.523.784,63**.

12. A Resolução nº. 234/2006, com redação dada pela Resolução nº. 338/2008 estabeleceu o referencial regulatório a ser utilizado nos processos de revisão tarifária a título de receitas irrecuperáveis, que no caso da CELESC é de **0,60%** da receita bruta da concessionária.

13. Considerando uma receita igual a **R\$ 4.502.226.734,11** inclusos PIS/COFINS com alíquota média de **5,05%** e ICMS com alíquota de **20,68%**, chega-se ao valor de **27.013.360,40**, a ser atribuído a título de perdas de receita irrecuperáveis.

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 237/2009-SRE/ANEEL, de 08/07/2009).

III.3. Remuneração do Capital

14. A ANEEL validou o valor da base de remuneração da CELESC nos termos da Resolução ANEEL n.º 234/06, e para efeito da presente revisão tarifária adotou-se, em caráter definitivo, os valores validados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) para a Base de Remuneração, conforme consta do Memorando n.º 1139/2008-SFF/ANEEL, de 30 de julho de 2008.

- a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, contendo os ajustes previstos na Resolução n.º 234/06 (deduzido dos valores de Servidões; Terrenos, Bens Administrativos, Veículos e Moveis e Utensílios), sobre o qual deve ser calculada a Quota de Depreciação anual, é de **R\$ 3.652.095.847,58**.
- b) A Base de Remuneração Líquida definitiva, a valores de 30 de abril de 2008, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de **R\$ 1.845.679.580,03**.
- c) O valor de Obrigações Especiais é de **R\$ 693.103.812,70**.
- d) A Taxa de Depreciação média é **4,38%**.
- e) A Quota Anual de Depreciação média é de **R\$ 159.961.798,12**.

15. Com relação ao Programa Luz Para Todos, foram apurados os valores abaixo especificados, bruto e líquido, respectivamente, conforme Memorando SFF nº 175, de 06 de fevereiro de 2009:

- a. Recurso Próprio: **R\$ 31.244.073,87** e **R\$ 28.766.309,82**;
- b. CDE: **R\$ 108.327.957,20** e **R\$ 99.737.172,31**;
- c. RGR: **R\$ 61.902.709,75** e **R\$ 56.993.608,93**;
- d. Estado: **R\$ 145.259.973,52** e **R\$ 133.740.350,91**.

16. Os resultados estão sintetizados na tabela a seguir.

Tabela 3: Resumo da Base de Remuneração Regulatória

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 237/2009-SRE/ANEEL, de 08/07/2009).

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	4.754.939.636,96
(2) Índice de Aproveitamento Integral	0,00
(3) Obrigações Especiais	693.103.812,70
(4) Bens Totalmente Depreciados	409.739.976,68
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.652.095.847,58
(6) Depreciação Acumulada	2.264.712.529,12
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	2.490.227.107,84
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	0,00
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	2.490.227.107,84
(10) Almoxarifado em Operação	23.197.092,95
(11) Ativo Diferido	0,00
(12) Terrenos e Servidões	25.359.191,94
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	1.845.679.580,03
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR/PLPT	61.902.709,75
(15) Depreciação Acumulada - RGR/PLPT	4.909.100,82
(16) Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	56.993.608,93
(17) Taxa de Depreciação	4,38%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (6)	159.961.798,12

17. O cálculo da remuneração do capital deve considerar o custo médio ponderado de capital em termos reais de 9,95% a.a. aplicado sobre a base de remuneração líquida, deduzida dos valores referentes aos ativos do Programa Luz Para Todos, financiados com recursos da RGR, que devem ser remunerados em separado ao custo de 6,72% a.a., conforme definido na Resolução n.º 234/2006. Assim, o cálculo da remuneração líquida do capital (RLC) é dado pelas equações a seguir:

$$\begin{aligned}
 RLC &= BRRl * r_{WACC} \\
 RLC_{RGR} &= BRRl_{RGR} * r_{RGR}
 \end{aligned}
 \quad (1)$$

onde:

BRRl = base de remuneração regulatória líquida;

r_{WACC} = custo médio ponderado de capital (real);

BRRl_{RGR} = base de remuneração regulatória líquida dos ativos do PLPT/RGR;

r_{RGR} = custo de capital da RGR (real).

18. Por conseguinte, a remuneração bruta do capital (RBC) é dada pela equação a seguir, onde *T* é a alíquota do imposto (34%):

$$RBC = \frac{RLC}{1-T} + RLC_{RGR} \quad (2)$$

19. Dessa forma, o valor da remuneração bruta do capital apurado de acordo com as equações anteriores foi de **R\$ 273.487.931,31**. Tal valor diferencia-se da remuneração bruta de capital, de **R\$ 278.250.179,11**, apresentada na Nota Técnica nº 225/2008-SRE/ANEEL, tendo em vista que em agosto de 2008 os ativos do Programa Luz Para Todos, financiados com recursos da RGR, não haviam sido remunerados em separado ao custo de 6,72% a.a..

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 237/2009-SRE/ANEEL, de 08/07/2009).

III.4. Receita Requerida

20. A Receita Requerida da concessionária é formada pela soma das Parcelas A e B. A Parcela A é composta pela Compra de Energia, Encargos Setoriais e Custo com Transporte de Energia e totaliza **R\$ 2.530.830.049,10**. A Parcela B é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração e totaliza **R\$ 896.986.874,47**. Assim, o total da Receita Requerida é de **R\$ 3.427.816.923,57**.

III.5. Perdas Regulatórias de Energia

21. Inicialmente cabe explicitar alguns conceitos adotados nesta seção da Nota Técnica. Em relação às perdas de energia elétrica, denominam-se perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas, definidas como:

- *Perdas técnicas*: montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica. Corresponde à soma de três parcelas: Joule, dielétrica e magnética; e
- *Perdas não técnicas*: apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

22. As perdas na distribuição são definidas como a diferença entre a energia injetada na rede de distribuição e a energia fornecida (considerados o mercado cativo, suprimento e consumidores livres faturados). As perdas técnicas de energia são calculadas pela ANEEL em cada processo de revisão tarifária e a diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas calculadas são as perdas não técnicas. As equações a seguir ilustram o conceito apresentado:

$$\text{Energia Injetada} = \text{Energia Fornecida} + \text{Perdas de Energia na Distribuição}$$

$$\text{Perdas de Energia na Distribuição} = \text{Perdas Técnicas} + \text{Perdas Não Técnicas}$$

23. Cabe a ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas para as tarifas dos consumidores de energia elétrica. No modelo de regulação price cap, o comportamento dos entes regulados é regido por incentivos e cabe ao regulador definir uma meta regulatória para as perdas globais. A definição da meta regulatória deve ser uma solução de compromisso entre a busca da modicidade tarifária e o correto incentivo para que as concessionárias reduzam suas perdas além do nível regulatório, uma vez que poderiam se apropriar dos ganhos advindos de tal situação.

24. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a ser admitido sobre a energia injetada em seu sistema distribuição. Essa determinação pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma "trajetória" ou curva decrescente. Com o valor "regulatório" de perdas determinado dessa forma, adicionado ao valor das perdas

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 237/2009-SRE/ANEEL, de 08/07/2009).

de energia na rede básica, se calcula o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária.

25. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD definiu o nível de perdas técnicas da concessionária em **6,1672%** da energia injetada, conforme Nota Técnica nº 087/2008-SRD/ANEEL.

26. O mecanismo utilizado na definição do referencial regulatório de perdas não técnicas regulatórias é o da comparação entre as empresas. Ou seja, define-se o nível regulatório de perdas não técnicas observando-se, em especial, os níveis praticados por empresas comparáveis, bem como os níveis históricos praticados pela própria empresa. Para a comparação, o referencial utilizado são as perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, por ser o segmento onde se concentram as perdas dessa natureza.

27. Com o objetivo de se fazer uma comparação de forma apropriada, são observados fatores que influenciam de forma direta e indireta as perdas não técnicas e seus níveis em todas as áreas de concessão e também fatores específicos de cada distribuidora. O conjunto desses fatores define o que se convencionou chamar de “de complexidade de combate às perdas não técnicas”, ou, simplesmente, complexidade. Quanto maior a complexidade, maior a dificuldade de se combater às perdas não técnicas.

28. Para possibilitar a comparação, foi construído um “índice de complexidade” que levou em consideração diversos fatores que influenciam no combate às perdas não técnicas. Concessionárias comparáveis são aquelas cujas áreas de concessão são tão ou mais complexas. A Nota Técnica nº. 342/2008-SRE/ANEEL detalha a metodologia utilizada.

29. No caso da CELESC, tal análise, juntamente com meta de perdas não técnicas definida em 2008, não indicou necessidade de definição de uma trajetória de redução do nível de perdas não técnicas com relação ao ponto de partida. Dessa forma, nos reajustes subsequentes, deverá ser adotado o mesmo nível de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão definido como ponto de partida no processo de revisão tarifária.

30. O ponto de partida foi definido da seguinte forma: Primeiramente, a partir do mercado total (Fornecimento, Suprimento e Livre) e do percentual de perdas na distribuição (sobre energia injetada) do último período tarifário, calcula-se a energia injetada e o volume (em MWh) de perdas na distribuição. Pelo produto entre o percentual de perdas técnicas (conforme cálculo efetuado pela SRD) e energia injetada (conforme cálculo anterior) obtém-se o volume (em MWh) de perdas técnicas e, por diferença, perdas não técnicas. Em seguida, o percentual de perdas não técnicas foi calculado pela razão entre as perdas não técnicas e o mercado de baixa tensão do último período tarifário.

31. Face ao exposto, nos reajustes anuais subsequentes a esta revisão o limite regulatório para as perdas na distribuição da CELESC permanecerá fixo. O referencial para o índice de perdas técnicas é a energia injetada da concessionária, enquanto que para perdas não técnicas o referencial a ser utilizado nos reajustes tarifários é o nível de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, fixado em **4,27%** sobre o mercado de baixa tensão.

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 237/2009-SRE/ANEEL, de 08/07/2009).

32. O aumento no percentual de perdas não técnicas considerado nesta nota técnica, em relação ao percentual de **0,91%** apresentada na Nota Técnica nº 225/2008-SRE/ANEEL, se deve a alteração nos dados relativos ao percentual de perdas na distribuição (sobre energia injetada) do último período tarifário anterior ao ano teste, qual seja o período de agosto de 2007 a julho de 2008. Em razão dos aprimoramentos no sistema de medição de energia injetada, posteriormente informada à CCEE, ao sistema da CELESC, com a transição da responsabilidade do sistema de medição da Eletrosul para a CELESC, houve uma alteração no valor do histórico de perdas da distribuição, informado pela concessionária neste processo de revisão tarifária.

33. O referencial do percentual das perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão da distribuidora visa impedir que as variações de mercado na média e alta tensão influenciem no montante de perdas não técnicas admitido. Isto porque as variações nas perdas não técnicas decorrem do surgimento e regularização de fraudes e furtos e, ao contrário das perdas técnicas, em nada se relacionam com ao fluxo de potência na rede da distribuidora.

III.6. Reposicionamento Tarifário

34. Com as alterações expostas nesta Nota Técnica, o reposicionamento tarifário (RT) da CELESC passou de **-8,65%** para **-9,16%**. Dessa forma, para que a CELESC tenha receita capaz de cobrir custos operacionais eficientes e adequada remuneração sobre investimentos prudentes, suas tarifas de fornecimento de energia elétrica devem ser reposicionadas em **-9,16%**.

35. Esse reposicionamento assegura, no momento da revisão tarifária periódica, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a CELESC é titular. Com a aplicação das regras de reajuste tarifário anual esse equilíbrio deverá ser mantido até a próxima revisão.

III.7. Fator X

36. Em relação ao componente Xe, foi adotado o modelo de cálculo estabelecido pela Resolução Normativa nº 234/2006, após a incorporação das alterações definidas pela Resolução Normativa nº 338/2008.

37. De acordo com o Anexo VI da Resolução Normativa nº 338/2008, os investimentos em redes elétricas, adotados no fluxo de caixa do componente Xe, para baixa, média e alta tensão, representam o montante de investimento global a ser considerado e deverá ser proposto pela concessionária, devendo ser distribuído uniformemente no fluxo de caixa.

38. A avaliação da projeção dos investimentos será feita *a posteriori*, conforme o mecanismo descrito no Anexo II. No momento da revisão tarifária, a ANEEL deverá apenas avaliar o montante global sob o ponto de vista do impacto tarifário. Além disso, as projeções de investimentos consideradas não poderão resultar em um valor de Fator X negativo e deverão ser distribuídas uniformemente no fluxo de caixa.

39. Com as alterações decorrentes dos aperfeiçoamentos, o componente Xe passou de **1,08%** para **0,50%**. O cálculo do componente Xe está detalhado no **Anexo II** desta Nota Técnica.

IV. CONCLUSÃO

40. Assim, após a aplicação das metodologias definidas para a implementação da revisão tarifária periódica, os resultados para a CELESC estão resumidos a seguir:

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 237/2009-SRE/ANEEL, de 08/07/2009).

Tabela 4: Reposicionamento Tarifário

1. Receita Requerida (Parcela A + Parcela B)	R\$	3.427.816.923,57
2. Outras Receitas	R\$	24.918.000,97
3. Receita Requerida Líquida (1-2)	R\$	3.402.898.922,59
4. Receita Verificada	R\$	3.745.895.651,33
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		-9,16%

Tabela 5: Fator X

Fator X	0,50%
Investimentos considerados no Fator X	R\$ 1.022.568.372

Tabela 6: Perdas Regulatórias

Perdas Regulatórias (Agosto/2008 a Julho/2012):	
Perdas Técnicas (%Energia Injetada)	6,17%
Perdas Não Técnicas (%Baixa Tensão)	4,27%

V. ANEXOS

41. Acompanham a presente Nota Técnica os seguintes Anexos:

- Anexo I – Determinação dos Custos Operacionais; e
- Anexo II – Metodologia e Cálculo do Fator X.

THIAGO COSTA MONTEIRO CALDEIRA
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

LEANDRO CAIXETA MOREIRA
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

De acordo

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica