

Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL

Em 30 de outubro de 2009

Processo: 48500.002513/2009-97

Assunto: Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, estabelecimento da receita anual das instalações de conexão e fixação do valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Light Serviços de Eletricidade S/A - LIGHT.

## I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2009 da Light Serviços de Eletricidade S/A - LIGHT, com a utilização da fórmula de cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, de acordo com o que estabelece a Cláusula Sétima do seu Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 001/1996.

## II. DOS FATOS

2. A LIGHT, sediada na cidade de Rio de Janeiro - RJ, atende atualmente 3.530.904 unidades consumidoras, conforme quadro abaixo, abrangendo 31 municípios, cujo consumo de energia elétrica representa uma receita anual de **R\$ 5.264.775.396,82**.

LIGHT				
MERCADO CATIVO Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras	%	Consumo mensal de energia (MWh / mês)	%
Residencial	3.258.177	92,28%	560.069	38,65%
Industrial	10.385	0,29%	155.906	10,76%
Comercial, Serviços e Outras	240.017	6,80%	461.087	31,82%
Rural	10.447	0,30%	3.757	0,26%
Poder Público	9.855	0,28%	111.009	7,66%
Iluminação Pública	431	0,01%	57.547	3,97%
Serviço Público	1.267	0,04%	93.931	6,48%
Consumo Próprio	325	0,01%	5.642	0,39%
0	-	0,00%	0	0,00%
		0,00%		0,00%
<b>Total</b>	<b>3.530.904</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.448.947</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: SAMP - Jun/2009

### Aspectos Contratuais

3. Em 4 de junho de 1996 foi firmado o Contrato de Concessão nº 001/1996 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Light Serviços de Eletricidade S/A - LIGHT. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da concessão de que a mesma é titular. O mencionado contrato prevê, na Subcláusula Terceira da Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica, conforme a Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima.

4. Em 28 de setembro de 2005 foi assinado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 001/1996, o qual dá nova redação à sua Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para atender às condições de eficácia constante do § 2º dos arts. 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, assunto que foi objeto da Audiência Pública 045/2004, realizada pela ANEEL na forma presencial em 20 de janeiro de 2005.

### Fator X

5. Conforme a Resolução Homologatória nº 891, de 13 de outubro de 2009, que divulgou o resultado definitivo da Revisão Tarifária Periódica de 2008 da LIGHT, foi estabelecido o valor do componente Xe em 0,00%.

6. Esclarecido que o componente Xa do “Fator X” é recalculado em cada reajuste tarifário anual, na forma do Anexo VI da Resolução Normativa nº. 234, de 31 de outubro de 2006, foi considerado no atual cálculo tarifário da LIGHT o **Fator X de -1,26%**, sendo o componente **Xe = 0,00%** e o componente **Xa = -1,2627%** (variação em 12 meses do IGP-M = -1,31% e do IPCA = 4,20%).

### Revisão Tarifária Periódica de 2008

*Fls. 3 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97*

7. Em 7 de novembro de 2008 as tarifas da LIGHT foram, em média, reajustadas em 4,27%, conforme Resolução Homologatória nº 734, de 4 de novembro de 2008, que publicou o resultado provisório da Revisão Tarifária Periódica de 2008 da concessionária, sendo 1,96% relativos ao reposicionamento tarifário e 2,30% referentes aos componentes financeiros externos ao cálculo tarifário econômico.
8. Consta da referida Resolução Homologatória nº 734, de 4 de novembro de 2008, que, tanto o reposicionamento tarifário quanto o componente “Xe” do “Fator X”, deverão ter seus percentuais definitivos estabelecidos quando da definição dos Custos Operacionais Eficientes, relativos à LIGHT.
9. A Resolução Homologatória nº 891, de 13 de outubro de 2009, divulgou o resultado definitivo da Revisão Tarifária Periódica de 2008 da LIGHT, apresentando os percentuais recalculados de 2,06% para o reposicionamento tarifário. Em consequência, no atual Reajuste Tarifário de 2009 da concessionária, estão sendo devidamente considerados os respectivos ajustes negativos de **R\$ 4.606.850,47** na base tarifária econômica e de **R\$ 4.579.591,30** como componente financeiro, esclarecido que exclusivamente para o cálculo dos ajustes ora citados foi considerado o mesmo Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF utilizado originalmente em novembro de 2008.

### **Proposta da Concessionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2009**

10. Em 29 de setembro de 2009, por meio da Carta DR-181/09, a LIGHT encaminhou à ANEEL solicitação de Reajuste Tarifário Anual médio de 8,94%, a ser aplicado às tarifas de fornecimento de energia elétrica, a partir de 7 de novembro de 2009. Esse percentual pleiteado contempla o reflexo da variação dos seguintes itens:

- a) Índice de Reajuste Tarifário – IRT, de 4,71%;
- b) CVA em Processamento (Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A), de 4,283%;
- c) Saldo a Compensar da CVA Ano Anterior, de -0,012%;
- d) Sobrecontratação, de 1,031%;
- e) Exposição Submercado 2008, de -0,139%;
- f) Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR), de 0,004%;
- g) Devolução RTE faturada a maior, de -0,419%;
- h) Correção desconto TUSD Fontes Alternativas RTP 2008 - Carga, de 0,059%;
- i) Previsão desconto TUSD Fontes Alternativas RTP - Carga, de 0,530%;
- j) Correção desconto TUSD Fontes Alternativas RTP 2009 - Geradores, de 0,010%;
- k) Previsão desconto TUSD Fontes Alternativas RTP - Geradores, de 0,022%;
- l) Correção desconto AP RTP 2008, de -0,026%;
- m) Previsão desconto AP RTP, de 0,185%;
- n) Correção Baixa Renda RTP 2008, de 0,043%;

Fls. 4 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

- o) Previsão Baixa Renda RTP; de 0,598%;
- p) Correção Receita CSN, Valesul e CSA RTP 2008, de 0,178%;
- q) Previsão Receita CSN, Valesul e CSA RTP, de -2,174%;
- r) Ajuste Itens Financeiros não Corrigidos Revisão 2008, de 0,061%; e
- s) Custos Fiscalização CVA 2008 e 2009, de 0,002%.

11. Nos cálculos para apuração do reajuste pleiteado de 8,94% a LIGHT utilizou valores projetados para a variação do IGP-M, do IPCA e para os montantes relativos às receitas.

### III. DA ANÁLISE

12. A Superintendência de Regulação Econômica – SRE, em reunião realizada em 22 de setembro de 2009, na sede da ANEEL, procurou prestar aos técnicos da LIGHT os esclarecimentos cabíveis quanto à metodologia a ser adotada na definição do índice de reajuste tarifário anual.

13. Consultado o aplicativo da ANEEL gerenciado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, denominado “Inadimplentes do Setor Elétrico”, constatou-se que a LIGHT, conforme as disposições constantes do art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, alterado pelo art. 7º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, **encontra-se adimplente, nesta data**, com as obrigações intrasetoriais relacionadas no referido dispositivo legal, a seguir transcrito:

*“Art. 10. O inadimplemento, pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas, no recolhimento das parcelas das quotas anuais de Reserva Global de Reversão - RGR, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e outros encargos tarifários criados por lei, bem como no pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e da Itaipu Binacional, acarretará a impossibilidade de revisão, exceto a extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC.”*

14. O cálculo de Perdas Técnicas segue em todos os Reajustes Tarifários Anuais do 2º ciclo de revisões o que foi definido na Resolução Normativa nº 338/2008, de 25 de novembro de 2008, que em seu art. 7 do item III do Anexo VII estabelece que: *“O tratamento estabelecido na revisão tarifária será considerado nos reajustes subsequentes, sendo utilizado como referencial o nível percentual de perdas técnicas sobre a energia injetada”.*

15. Os custos de contratação da auditoria independente para apuração dos itens financeiros e Conta de Variação dos Itens da Parcela A - CVA, conforme Despacho nº 2.082, de 29 de maio de 2008, são custos inerentes ao negócio ao qual a empresa participa. Portanto, o repasse destes custos já está contemplado na Parcela B da empresa, dentro do âmbito da metodologia de empresa de referência, na rubrica “Auditoria”.

16. Quanto ao pleito apresentado pela concessionária para consideração do mercado efetivamente realizado no cálculo da amortização relativa aos componentes financeiros considerados na revisão tarifária, cabe esclarecer que este procedimento ainda carece de amparo legal ou regulamentar. Tal possibilidade de cálculo aplica-se unicamente à Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da

"Parcela A" – CVA, conforme previsto na Portaria Interministerial MF/MME nº. 025, de 24 de janeiro de 2002, que, em seu artigo 3º, parágrafo 4º, estabelece:

*"§ 4º No final do período que trata o "caput", verificar-se-á se o saldo da CVA foi efetivamente compensado, levando-se em consideração as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição do reajuste tarifário da concessionária e o mercado verificado nos 12 (doze) meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada, sendo eventual diferença na compensação do saldo da CVA considerada no reajuste tarifário anual subsequente."*

### Cálculo do IRT 2009

17. O Reajuste Tarifário Anual da LIGHT, calculado pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE, para aplicação em 7 de novembro de 2009, resultou no percentual total de 5,65%, sendo 0,88% relativo ao cálculo econômico e 4,77% referente aos componentes financeiros, assim distribuídos:

- a) Índice de Reajuste Tarifário Contratual - IRT, de 0,88%;
- b) CVA em Processamento, de 4,73%;
- c) Saldo a Compensar da CVA Ano Anterior, de 0,03%;
- d) Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007 , de 1,06%;
- e) Exposição CCEAR entre Submercados , de -0,14%;
- f) Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) , de 0,005%;
- g) Saldo a compensar da RTE , de -0,43%;
- h) Parcela de Ajuste RB Fronteira , de -0,03%;
- i) Parcela de Ajuste de Conexão , de 0,003%;
- j) AJUSTE FINANCEIRO TUSD-G A2, de 0,44%;
- k) Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004, de 0,52%;
- l) Previsão Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004, de 0,53%;
- m) REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio Fonte Incentivada (Cons.Livre), de -0,42%;
- n) Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004, de 0,02%;
- o) Previsão Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004, de 0,02%;
- p) REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio Fonte Incentivada (Geração), de -0,02%;
- q) Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE - Res. 166/2005, de 0,14%;
- r) Previsão Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE - Res. 166/2005, de 0,14%;
- s) REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE, de -0,16%;
- t) Subsídio - Baixa Renda, de 0,64%;

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

*Fls. 6 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97*

- u) Previsão Subsídio - Baixa Renda, de 0,64%;
- v) REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio Baixa Renda, de -0,62%;
- w) Devolução de receita Valesul/CSN/CSA, de -2,39%;
- x) Previsão devolução de receita Valesul/CSN/CSA, de -2,32%;
- y) Reversão da Previsão devolução de receita Valesul/CSN/CSA, de 2,54%;
- z) Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior, de 0,09%; e
- aa) Ajuste Financeiro referente à TUSD-G Geradoras/DIT's - Res 845/2009, de -0,24%.

18. O índice médio final do reajuste, de 0,88%, foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado no período de novembro de 2008 a outubro de 2009, com variação de -1,31%, do qual foi deduzido o **Fator X de -1,26%**, resultando um percentual de -0,05% aplicado para atualizar Parcela B da Concessionária.

19. Com o objetivo de mitigar os efeitos dos novos componentes do ESS instituídos pela Resolução CNPE nº 008, de 20 de dezembro de 2007, relacionados à segurança energética, ou seja, custos devidos a ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco e aos despachos de termelétricas fora da ordem de mérito de custo ordenados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, além dos dispêndios com o Encargo de Energia de Reserva – EER, foi considerada uma cobertura tarifária para esse encargo no valor de **R\$ 43.975.962,31**, visando à diminuição do saldo da respectiva Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVAess a ser calculado no próximo reajuste tarifário, com o conseqüente efeito da remuneração desses valores pela taxa SELIC.

20. Cabe ressaltar que tal valor, provisoriamente estabelecido para a LIGHT, está sendo utilizado exclusivamente para fins de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA do próximo reajuste da concessionária.

21. O índice compreende também a atualização de custos como: RGR, CCC, TFSEE, CDE, ESS, PROINFA, P&D, ONS, Energia Comprada, Rede Básica e Encargos de Conexão.

22. Conforme dispõe o Art. 7º da Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, com a nova redação dada pela Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, os itens de custo da Parcela A, relativos à Quota de Reserva Global de Reversão – RGR, à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, aos Encargos de Conexão e aos Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição, estão ajustados ou concatenados com a data de reajuste tarifário anual da LIGHT.

23. Em consonância com o disposto na Resolução nº 316, de 13 de maio de 2008, a base de cálculo utilizada para apuração do encargo de P&D e Eficiência Energética na Data do Reajuste em Processamento – DRP foi obtida mediante a dedução dos valores relativos aos encargos da CCC, CDE e RGR, da Receita Operacional Líquida – ROL da LIGHT, nesta já considerados os respectivos ajustes financeiros que compõem a receita total da concessionária.

24. No cálculo da Receita Anual – RA<sub>0</sub> da LIGHT, na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência, de novembro de 2008 a outubro de 2009, a SRE considerou o valor de **R\$ 5.264.775.396,82**, obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF, preenchido considerando-se tarifas com desconto para o mercado relativo Cooperativas e tarifas “cheias” (sem desconto) para os mercados correspondentes ao Residencial-Baixa Renda, Rural Irrigante horário especial, Fontes Incentivadas e Autoprodução, quando houver, ao qual foi adicionado o valor de **R\$ 4.606.850,47**, referente ao resultado provisório do recálculo da revisão tarifária de 2008 da empresa. Após os ajustes econômicos mencionados, a Receita Anual – RA<sub>0</sub> da LIGHT totalizou o valor de **R\$ 5.269.382.247,29**. O recálculo da



*Fls. 7 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97*

revisão tarifária da empresa também produziu efeitos financeiros no valor de **R\$ 4.579.591,30**, referentes ao período de novembro de 2008 a outubro de 2009.

25. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, por meio do Memorando nº 1465/2009-SFF/ANEEL, de 23 de outubro de 2009, informou o seguinte:

- a) Valor da Reserva Global de Reversão – RGR para o período de novembro de 2008 a outubro de 2009, sendo a quota anual de **R\$ 63.254.144,44** e o Ajuste de 2007, resultante da PAC do respectivo exercício, no valor a ser compensado, de R\$ - 10.445.945,84, resultando um encargo anual da RGR de **R\$ 52.808.198,60**;
- b) Valores da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA em processamento da LIGHT, encaminhando o valor informado à SFF pelo Relatório de Auditoria;
- c) O desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, referente ao subsídio dado aos autoprodutores independentes de energia, de que trata a Resolução nº 166, de 10 de outubro de 2009, no valor de **R\$ 51.116.792,73**;
- d) O desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, relativo a empreendimentos de geração por fontes incentivadas ou a clientes livres que compram destes tipos de empreendimentos de que trata a Resolução nº 77, de 18 de agosto de 2004, no valor de **R\$ 27.968.099,10** para clientes livres e de **R\$ 1.177.464,00** para geradores;
- e) Dispêndios da LIGHT para constituição de garantias financeiras na contratação regulada de energia elétrica, efetivada por meio dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, nos valores nominais (sem atualização) de **R\$ 251.017,10**;
- f) Saldo cobrado a maior do consumidor, devido ao tempo para a contabilização do faturamento, da Recomposição Tarifária Extraordinária, prevista na Resolução nº 482, no valor de **R\$ 22.918.462,41**

26. Por meio do Memorando nº 357/2009-SEM/ANEEL, de 28 de outubro de 2009, a Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado – SEM informou o preço da energia elétrica referente ao contrato bilateral firmado pela LIGHT com a Norte Fluminense, de R\$ 131,60/ MWh (base: outubro/2009); a ser considerado no cálculo do respectivo preço de repasse às tarifas dos consumidores da LIGHT.

27. Com relação ao preço enviado pela SEM no Memorando citado acima, foi atualizada a Parcela Compensatória do Combustível para sua estimativa do próximo período, conforme Art. 5º da Portaria Interministerial nº 234, de 22 de julho de 2002, de forma que o preço considerado no IRT foi de R\$ 127,72 / MWh (base: outubro/2009).

## Transporte de Energia

28. Por meio do Memorando nº 361/2009-SRT/ANEEL, de 09 de outubro de 2009, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT informou os valores dos encargos de uso da Rede Básica a serem considerados no cálculo do atual reajuste tarifário da LIGHT, tendo por base o período de referência de novembro de 2008 a outubro de 2009 e as tarifas de uso das instalações de

transmissão componentes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional vigentes desde julho de 2009, conforme quadro abaixo:

REDE BÁSICA - RESUMO	DRA	DRP
REDE BÁSICA NODAL	307.921.134	362.476.866
REDE BÁSICA FRONTEIRA	47.012.164	43.001.734
MUST ITAIPU (quota-parte escalonada)	34.559.390	38.089.265
Encargo Rede Básica - TUSDg	-	
Encargo ONS - TUSDg	-	5.530.068
<b>DESPESA TOTAL</b>	<b>389.492.688</b>	<b>449.097.933</b>

29. As geradoras conectadas em nível de tensão A2 em Demais Instalações de Transmissão – DITs, (Gov. Leonel Brizola – Termorio e Santa Cruz - Furnas) foram incluídas no GTF do período de referência. Consequentemente o custo referente ao uso de Rede Básica por estas empresas também está sendo acrescentado na despesa de transporte da distribuidora. O encargo de rede básica fronteira relativo às componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS, está sendo considerado para fins de cálculo do reajuste e da abertura das tarifas; em consonância com a .

30. Está sendo considerada a diferença da receita relativa à aplicação da componente TUSDg-D definida na Resolução Homologatória nº 845, de 30 de junho de 2009 , para geradoras em A2 não conectadas em DIT's, com relação ao componente tarifário TUSD- Fio B definido na Segunda Revisão Tarifária Periódica da Concessionária atualizado por IGPM – Fator X, no valor **R\$ 23.526.330,54** .

31. A partir da vigência da Resolução nº 845/2009, em julho de 2009, a despesa faturada utilizada no cálculo da CVA passou a incluir a despesa referente às geradoras conectadas em DIT. De modo a compatibilizar tal procedimento, foi revertida a receita de **R\$ (12.519.222,39)** advinda das mesmas geradoras no período.

32. De acordo com o Memorando nº 361/2009-SRT/ANEEL, foram considerados na parcela de ajuste fronteira deste ciclo os valores financeiros provenientes da revisão tarifária das transmissoras. Assim, para o ciclo 2008-2009, foram considerados para serem devolvidos em 12 parcelas mensais iguais, os passivos financeiros na forma da PA-RBF(revisão). Portanto, a Parcela de Ajuste de Fronteira – PAF, traz os valores totais referentes à apuração das RAP de fronteira, um valor associado a PIS/COFINS atribuído às receitas das transmissoras oriundas da Rede Básica de Fronteira e por último um valor correspondente ao passivo financeiro obtido em função da revisão tarifária das instalações RBNI de fronteira, totalizando o valor de **R\$ (1.504.261,41)**.

33. Também foi informado pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT pelo mesmo Memorando nº 361, de 2009, o novo encargo anual de Conexão devido às transmissoras Companhia de Transmissão de Energia Elétrica - CTEEP e Furnas Centrais Elétricas S.A., a vigorar a partir de novembro de 2009, relativo às Demais Instalações de Transmissão – DIT em operação, conforme o quadro abaixo:



	A preços de jun/09	Valor concatenado com a data de reajuste da LIGHT
Encargo anual de Conexão, de FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S/A e de Light - Light Energia S/A para LIGHT, relativo às Demais Instalações de Transmissão - DIT em operação	20.555.275,75	20.466.565,02
Parcela de Ajuste PIS / COFINS e revisão tarifária de FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S/A e de Light - Light Energia S/A	143.327,64	142.709,08
<b>TOTAL</b>	<b>20.698.603,39</b>	<b>20.609.274,10</b>

34. Em relação ao quadro apresentado no item anterior, cabem os seguintes esclarecimentos:
- os encargos mencionados, calculados a preços de 01 de junho de 2009, foram atualizados até novembro de 2009 pela variação do IGP-M, resultando um encargo anual de conexão, relativo às DIT, devido à transmissora FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S/A e Light - Light Energia S/A de **R\$20.609.274,10** ; e
  - a parcela de ajuste do PIS/PASEP e COFINS refere-se ao impacto financeiro do acréscimo desses tributos às instalações de conexão de uso próprio (RPC), que, conforme determina o Art. 7º da Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, com a nova redação dada pela Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, deve ser aplicado na data de reajuste tarifário de cada concessionária de distribuição.
35. Levando em consideração a tarifa mensal de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional, de R\$ 3,52 / kW, com vigência a partir de julho de 2009 (Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de junho de 2009), foi contemplado no atual reajuste tarifário da LIGHT o valor de **R\$ 40.076.658,46** para cobertura deste encargo de transmissão.

### Aquisição de Energia

36. O art. 36 do Decreto nº 5.163/2004 estabelece:
- “Art. 36. A ANEEL autorizará o repasse a partir do ano-base “A” dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os arts. 15, 27 e 32 deste Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, conforme os seguintes critérios:*
- § 1º Deverá ser assegurada a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica constantes dos contratos de que trata o caput, utilizando-se metodologia de cálculo que deverá observar, dentre outras, as seguintes diretrizes:*
- 1 - o preço médio ponderado dos contratos de compra de energia elétrica registrados, homologados ou aprovados na ANEEL até a data do reajuste em processamento, para entrega nos doze meses subsequentes; e*

Fls. 10 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

*II - a aplicação deste preço médio ponderado ao mercado de referência, entendido como o mercado dos doze meses anteriores à data do reajuste em processamento.*

*§ 2º Para cumprimento do disposto no § 1º, a ANEEL fica autorizada a celebrar, se for o caso, aditivos aos Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.”*

37. Esta SRE adotou as tarifas a seguir mencionadas para a determinação dos custos a serem repassados aos consumidores finais da LIGHT, conforme Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, observadas as disposições do contrato de concessão e demais normas pertinentes:

#### Na Data de Referência Anterior - DRA

- Montantes de energia elétrica comprada, valorados pelo preço médio de repasse do reajuste tarifário anterior, o qual foi calculado conforme demonstrativo abaixo:

TARIFA MÉDIA DA ENERGIA COMPRADA (RTP 2008)			
Empresa Vendedora	Energia - MWh	R\$	Tarifa média 2008
2005-08 (1º Existente)	5.019.750	345.564.705,46	68,84
2006-08 (1º Existente)	5.296.205	426.909.662,55	80,61
2007-08 (1º Existente)	1.006.360	90.955.187,60	90,38
2008-08 (2º Existente)	593.760	57.545.432,68	96,92
2006-03 (3º Existente)	481	34.515,74	71,71
2007-08 (5º Existente)	138	15.954,35	115,32
LIG121SE (6º Existente) - Ajuste	45.535	6.331.619,50	139,05
A-3 2008-30 H (1º Nova)	22.398	2.713.381,15	121,14
A-3 2008-15 T (1º Nova)	177.376	26.400.701,37	148,84
A-4 2009-30 H (1º Nova)	17.965	2.325.499,78	129,45
A-4 2009-15 T (1º Nova)	229.249	34.197.080,07	149,17
A-3 2009-30 H (2º Nova)	144.761	20.471.283,29	141,41
A-3 2009-15 T (2º Nova)	90.687	13.268.414,21	146,31
UTE Norte Fluminense	6.351.000	808.672.830,00	127,33
ITAIPU	5.706.169	579.867.234,05	101,62
PROINFA	446.911	-	-
5. SOBRA (+)	355.226	37.576.058,24	105,78
<b>TOTAL</b>	<b>25.503.973</b>	<b>2.452.849.560,05</b>	<b>96,18</b>

#### Na Data do Reajuste em Processamento - DRP

- (i) para a energia comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei nº 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente em DRP será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência, limitado ao montante de energia que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 meses subsequentes;

OBS: para apuração do limite acima referido, conforme estabelecido no Decreto nº 5.163/2004, em seu artigo 13, no cumprimento da obrigação de contratar compra de energia para atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica: a) contratada até 16 de março de 2004; b) contratada nos leilões de energia; e c) proveniente de geração distribuída, do PROINFA e de Itaipu Binacional.

Fls. 11 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

Vendedor	Critério de Atualização Monetária e Repasse	2009			
		Última atualização de Preço	Preço Contratual atualizado (R\$/MWh)	VN / VR (R\$/MWh)	Preço Repasse (R\$/MWh)
Norte Fluminense	IGPM e Reh 22/99, cfe. Ofício nº 879/2002-SFF/ANEEL, de 11/09/2002	nov/2009	128,70	117,17	127,72

- (ii) para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto nº 5.163, de 2004, autorizados pela ANEEL até a data do reajuste em processamento (DRP), ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes, aplicado ao montante de Energia Elétrica Comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior. O cálculo do preço médio aqui mencionado consta do quadro abaixo:

**PREÇO MÉDIO PONDERADO DOS CONTRATOS FIRMADOS APÓS A LEI 10.848**

Empresa Vendedora	Energia - MWh	Preço - R\$/MWh	R\$
A-3 2008-H30	22.454	126,34	2.836.826,62
A-3 2008-T15	177.397	106,23	18.844.844,80
A-4 2009-H30	21.558	135,00	2.910.392,94
A-4 2009-T15	275.250	105,79	29.118.668,24
A-3 2009-H30	173.813	147,48	25.634.364,06
A-3 2009-T15	89.271	114,68	10.237.649,67
A-5 2010-30 H	247.599	145,14	35.937.412,28
A-5 2010-15 T	251.437	144,66	36.373.591,45
A-3 2010-15 T	1.086.810	100,11	108.800.286,41
A-3 2010-30 H A	30.934	151,88	4.698.390,38
A-3 2010-15 T A	94.718	180,40	17.087.211,08
9º Leilão de Ajuste (10 meses)	128.230	145,77	18.691.733,97
LEILÃO 2005-08	4.567.271	71,80	327.939.477,77
LEILÃO 2006-08	5.146.732	84,06	432.646.979,69
LEILÃO 2007-08	987.592	94,21	93.043.918,72
LEILÃO 2008-08	573.570	101,08	57.977.803,92
LEILÃO 2007-08 (A-1)	0	119,96	(2,39)
LEILÃO 2009-08	0	113,15	-
MCS D 2005-08	356.170	71,72	25.544.778,17
MCS D 2006-03	3.197	74,97	239.713,22
MCS D 2006-08	9.695	83,89	813.270,71
MCS D 2007-08 1o leilão	2.160	94,45	204.059,78
MCS D 2007-08 5o leilão	140	120,16	16.879,44
MCS D 2008-08	8.994	100,98	908.154,38
MCS D 2009-08	0	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>14.254.993</b>	<b>Preço Médio 87,72</b>	<b>1.250.506.405,31</b>

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

- (iii) para a energia elétrica proveniente de Itaipu: o preço calculado a partir da tarifa de repasse de potência estabelecida pela Resolução Homologatória nº 749, de 9 de dezembro de 2008, de US\$ 25,03 /kW, e da cotação para venda do dólar americano de **R\$ 1,7130 / US\$**, resultando o valor de R\$ 42,88 / kW, o qual foi aplicado ao montante da demanda de potência contratada para os próximos doze meses, sendo que até dezembro/2009 conforme previsto na Resolução Homologatória nº 750, de 9 de dezembro de 2008, e de janeiro a outubro de 2010 o montante de potência (kW) estimado, utilizando-se os mesmos montantes do período de janeiro à outubro de 2009, flexibilizados pela nova cota-parte de Itaipu para 2010 fixada para a distribuidora (Nota Técnica nº 059/2007-SRG/ANEEL, de 26 de novembro de 2007).

38. Conforme previsto no Contrato de Concessão, para o cálculo do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) as Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição (Técnicas e Comerciais) receberão o tratamento a elas estabelecido no momento da última revisão tarifária periódica da concessionária. Sendo assim, o Balanço Energético a ser considerado na Data do Reajuste em Processamento (DRP) apresentou um montante de Energia Requerida de **25.336.445 MWh**, a saber:

<b>Entrada de Dados</b>		
	<b>DRA</b>	<b>DRP</b>
Perda Técnica (%) => $PT\_MWh / \text{energia injetada}$	5,61%	5,61%
Perda Comercial (%) => $PC\_MWh / \text{mercado BT}$	38,98%	37,19%
Perda Rede Básica (%)	2,25%	2,44%
Mercado de Consumidor Livre (MWh)	5.035.832	5.035.832
Mercado de Venda (MWh) (cativo + suprimento)	18.595.959	18.595.959
Mercado de BT	11.723.636	11.723.636
ValeSul, CSN e CSA	1.882.201	1.882.201
Energia Injetada	<b>31.872.480</b>	<b>31.650.059</b>

<b>Resultado Obtido - Perdas Elétricas</b>		
Energia Requerida	<b>25.516.601,86</b>	<b>25.336.444,56</b>
<b>PERDAS (MWh)</b>		
Técnicas na D	<b>1.788.816,42</b>	<b>1.776.333,22</b>
Comerciais	<b>4.569.671,47</b>	<b>4.359.733,63</b>
Rede Básica das Perdas da D	<b>143.239,22</b>	<b>149.957,53</b>
Rede Básica do consumo cativo	<b>418.915,75</b>	<b>454.461,18</b>
<b>Perdas Totais</b>	<b>6.920.642,86</b>	<b>6.740.485,56</b>

39. O nível de perdas da Rede Básica foi determinado em DRA conforme cálculo tarifário do último ano e em DRP de acordo com as Perdas verificadas nos últimos 12 meses com dados disponíveis (setembro de 2008 a agosto de 2009).

40. A SRE elaborou o Balanço Energético para o período de referência do reajuste tarifário em análise, contendo as informações físicas apresentadas no quadro abaixo, referentes à geração própria, leilões de energia, energia do PROINFA, e dos contratos bilaterais:

Fls. 13 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

BALANÇO ENERGÉTICO PARA DEFINIÇÃO DE SOBRAS FÍSICAS NO IRT		TOTAL - MWh
(1)	Energia PROINFA - MWh	452.967
(2)	Itaipu - MWh	5.658.735
(3) = (4)+(5)+(6)+(7)	Compra de Energia	19.663.077
(4)	Contratos Bilaterais - MWh	6.351.000
	Norte Fluminense	6.351.000
(5)	Leilão - Energia Existente - MWh	11.921.960
	LEILÃO 2006-03	481
	LEILÃO 2008-08	593.722
	LEILÃO 2006-08	5.297.080
	LEILÃO 2005-08	5.023.176
	LEILÃO 2007-08 (A-1)	138
	LEILÃO 2007-08	1.007.363
	LEILÃO 2009-08	0
(6)	Leilão - Ajuste - MWh	725.087
	6º Leilão de Ajuste	45.535
	9º Leilão de Ajuste (10 meses)	679.552
(7)	Leilão - Energia Nova - MWh	665.030
	A-3 2008-H30	22.283
	A-3 2008-T15	177.395
	A-4 2009-H30	17.868
	A-3 2009-H30	143.884
	A-4 2009-T15	229.248
	A-3 2009-T15	74.352
(8) = (1)+(2)+(3)	Energia Disponível - MWh (CONTRATOS)	25.774.779
(9)	Fornecimento - MWh	18.595.959
(10)	Suprimento - MWh	0
(11) = (9) + (10)	Totais de Vendas - MWh (MERCADO)	18.595.959
(12)	Perdas Regulatórias (% DRA)	21,71%
(13)	Perdas Regulatórias (% DRP)	21,30%
(14) = (11) / ((1 - (13))	Energia Requerida - MWh (DRP)	25.336.445
(15) = (11) / ((1 - (12))	Energia Requerida - MWh (DRA)	25.516.602
(16) = (8) - (15)	Disponibilidade Líquida (SOBRAS)	258.177

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 14 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

41. O Quadro-Resumo a seguir apresenta os montantes físicos (MWh), as tarifas (R\$/MWh) e as respectivas despesas (R\$), considerados no cálculo da energia comprada da LIGHT:

<b>LIGHT - DRA</b>			
<b>Empresas Vendedoras</b>	<b>MWh</b>	<b>R\$/MWh - 2008</b>	<b>DRA - R\$</b>
<b>1) CONTRATOS BILATERAIS</b>	<b>6.351.000</b>		<b>610.808.624,28</b>
Norte Fluminense	6.351.000	96,18	610.808.624,28
<b>2) LEILÃO AJUSTE</b>	<b>711.025</b>		<b>68.382.955,99</b>
6º Leilão de Ajuste	44.652	96,18	4.294.434,04
9º Leilão de Ajuste (10 meses)	666.373	96,18	64.088.521,94
<b>3) LEILÃO ENERGIA NOVA</b>	<b>652.132</b>		<b>62.718.912,96</b>
A-3 2008-H30	21.851	96,18	2.101.519,79
A-3 2008-T15	173.954	96,18	16.730.075,01
A-4 2009-H30	17.521	96,18	1.685.130,96
A-3 2009-H30	141.094	96,18	13.569.720,55
A-4 2009-T15	224.802	96,18	21.620.346,34
A-3 2009-T15	72.910	96,18	7.012.120,30
<b>4) LEILÃO ENERGIA EXISTENTE</b>	<b>11.690.744</b>		<b>1.124.359.547,04</b>
LEILÃO 2005-08	4.925.755	96,18	473.735.498,04
LEILÃO 2006-08	5.194.348	96,18	499.567.417,33
LEILÃO 2007-08	987.826	96,18	95.004.315,06
LEILÃO 2006-03	472	96,18	45.397,51
LEILÃO 2007-08 (A-1)	135	96,18	12.983,93
LEILÃO 2008-08	582.208	96,18	55.993.935,17
LEILÃO 2009-08	0	96,18	-
<b>5) ITAIPU</b>	<b>5.658.735</b>	<b>96,18</b>	<b>544.229.963,48</b>
<b>6) PROINFA</b>	<b>452.967</b>	<b>96,18</b>	<b>43.564.169,60</b>
<b>7) EXPOSIÇÃO CCEE</b>	<b>0</b>	<b>96,18</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL ENERGIA REQUERIDA EM DRA</b>	<b>25.516.602</b>	<b>96,18</b>	<b>2.454.064.173,35</b>



LIGHT - DRP			
Empresas Vendedoras	MWh	R\$/MWh - 2009	DRP - R\$
<b>1) CONTRATOS BILATERAIS</b>	<b>6.351.000</b>	<b>127,72</b>	<b>811.125.408,68</b>
Norte Fluminense	6.351.000	127,72	811.125.408,68
<b>2) ITAIPU</b>	<b>5.592.371</b>	<b>89,87</b>	<b>502.603.753,38</b>
<b>3) PROINFA</b>	<b>481.289</b>	<b>0,00</b>	<b>-</b>
<b>SUBTOTAL (1+2+3+4+5)</b>	<b>12.424.661</b>		<b>1.313.729.162,06</b>
<b>CONTRATAÇÕES APÓS LEI 10.848</b>	<b>12.911.784</b>	<b>87,72</b>	<b>1.132.674.617,62</b>
<b>TOTAL ENERGIA REQUERIDA EM DRP</b>	<b>25.336.445</b>	<b>96,56</b>	<b>2.446.403.779,68</b>

#### Outros Componentes Financeiros

42. Conforme previsto no Art. 7º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, foram considerados no atual reajuste tarifário da LIGHT os valores relativos à perda de receita de distribuição decorrentes dos descontos concedidos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1 MW e aos geradores com potência instalada menor ou igual a 30 MW (PCH e Fontes Incentivadas), destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada e adquirida pelos consumidores livres. No atual reajuste tarifário da LIGHT foram contemplados os valores fiscalizados e validados pela SFF, referentes aos meses de faturamento de novembro de 2008 a outubro de 2009, resultando um componente financeiro, devidamente atualizado pela variação do IGPM até novembro de 2009, de **R\$ 27.774.845,60** para o consumo e de **R\$ 1.174.612,74** para a produção. Por outro lado, foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ (1.077.886,07)** para a produção e de **R\$ (22.475.150,21)** para o consumo, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 27.968.099,10** para o consumo e de **R\$ 1.182.900,60**.

43. Visto que nem todo o subsídio referente ao conjunto de consumidores baixa renda é contemplado no montante da subvenção econômica homologada pela ANEEL e repassado às distribuidoras pela ELETROBRÁS, foram contemplados os valores fiscalizados e validados pela SRC, por meio do Memorando nº 577/2009-SRC/ANEEL, de 14 de outubro de 2009, referentes aos meses de faturamento de novembro de 2008 a outubro de 2009, resultando um componente financeiro, devidamente atualizado pela variação do IGPM até novembro de 2009, de **R\$ 33.903.450,08**. Paralelamente, houve a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ (33.102.264,77)**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 34.142.868,08**. Deverá ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária.

44. O art. 38 do Decreto nº 5.163/04, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga

*Fls. 16 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97*

anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução Normativa nº 305 de 18 de março de 2008. Conforme metodologia contida nesta Resolução, o repasse do custo de sobrecontratação foi calculado em **R\$ 56.442.323,13**, já atualizado para novembro de 2009.

45. Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2º e 3º, as regras de comercialização prevêem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. O procedimento de garantir o repasse em caso de cobertura não integral dos custos incorridos está de acordo com o § 1º do artigo 36 do mesmo decreto, que prevê a neutralidade do repasse dos custos dos CCEARs. A LIGHT apresentou, segundo informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, um lucro devido a sua exposição líquida nas contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2008, que devidamente atualizada pela variação do IPCA até novembro de 2009 resultou na devolução de **R\$ (7.641.270,34)**, considerada no atual reajuste tarifário da concessionária.

46. Nos cálculos tarifários têm sido reconhecidos os custos relativos à constituição e/ou manutenção das garantias financeiras exigidas na contratação de energia elétrica no ambiente regulado (CCEAR), em conformidade com os Editais de Leilões de Compra de Energia proveniente de Empreendimentos Existentes (Fiança Bancária, Contrato de Constituição de Garantia - CCG ou Cessão de CDB) ou de Novos Empreendimentos (Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento - CCG, via Vinculação de Receitas), haja vista que a existência de tais garantias contribui para a modicidade tarifária, uma vez que possibilitam aos vendedores a redução dos preços de venda, dada a segurança do recebimento dos valores envolvidos na compra e venda de energia elétrica. Sendo assim, foram considerados no atual cálculo tarifário da LIGHT os valores fiscalizados e validados pela SFF, referentes aos dispêndios relativos ao período de outubro de 2008 à setembro de 2009, no total de **R\$ 248.670,58**, devidamente atualizado pela variação do IGPM até novembro de 2009.

47. O presente cálculo tarifário também contempla o saldo de amortização referente à Parcela “A” da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, homologado pela Resolução n.º 482/2002, cobrado a maior do consumidor, no mês de julho de 2009, no valor de **R\$ (23.002.648,73)**, já considerando a atualização pela variação da Taxa Selic.

48. No atual reajuste tarifário da LIGHT foram contemplados os valores fiscalizados e validados pela SFF, referentes aos meses de faturamento de novembro de 2008 a outubro de 2009, de **R\$ 7.414.917,23**, já atualizado pelo IGPM, visto que, em consonância com o disposto no parágrafo único do art. 30 da Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005, o comportamento do mercado da concessionária no mesmo período não proporcionou uma receita relativa aos encargos CCC, CDE e PROINFA suficiente para compensar os descontos dados pela LIGHT aos autoprodutores e produtores independentes. Por outro lado, considerando a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ (8.685.862,16)**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 7.414.917,23**.

49. Em função da não consideração do mercado dos consumidores ValeSul, CSN e CSA na receita verificada da concessionária na Revisão Tarifária de 2008 da empresa, devido à expectativa de suas saídas do mercado da distribuidora para a Rede Básica, a receita advinda desses consumidores constitui componente financeiro negativo externo até o final do 2º ciclo de revisão tarifária. Com isso, foi deduzida a receita de **R\$ (126.980.551,96)** ocorrida entre novembro de 2008 a outubro de 2009, e também considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pelo IGPM, de **R\$ 134.787.777,04**, além da nova previsão negativa para os próximos 12 meses de **R\$ (123.424.561,75)**.

50. Também está sendo considerado no atual Reajuste Tarifário Anual um ajuste financeiro positivo, já atualizado pela variação do IGPM, no total de **R\$ 2.276.329,19**, para correção de procedimento de cálculo da abertura tarifária na Revisão Tarifária Periódica do Segundo Ciclo da LIGHT, especificamente em relação aos componentes financeiros apurados em novembro de 2008, que resultou numa diferença indevida a maior no valor nominal de R\$ 2.306.642,49 – os itens financeiros incorretamente concedidos por meio da abertura tarifária totalizaram R\$ 117.509.949,36, sendo que o valor total dos itens financeiros efetivamente reconhecidos na Revisão Tarifária de 2008 era de R\$ 119.816.591,85.

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

51. Os valores da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA em Processamento relativos à LIGHT, foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF e validados pela SFF e pela SRE, e, conforme o Memorando nº 1465/2009-SFF/ANEEL, de 14 de outubro de 2009.

52. Com relação aos valores da CVAenergia fiscalizados e informados pela SFF, vale destacar que o tratamento dado pela SRE foi o de considerar os volumes contratados para atendimento de 100% do menor valor entre o mercado regulatório e o real apurado mensalmente. Os montantes contratados excluídos do cálculo mensal da CVAenergia obedeceram à ordem de corte prevista na Resolução Normativa nº 255, de 06 de março de 2007, alterada pela Resolução Normativa nº 305, de 18 de março de 2008, que estabeleceu os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação de até 103% do mercado regulatório. O cálculo da sobrecontratação de energia sob a nova metodologia disciplinada na referida Resolução, demandou nova forma de apuração da CVAenergia mediante a aplicação de Fatores “K” Mensais que objetivam limitar o montante de energia contratada até 100% do mercado.

53. Outro procedimento adotado pela SRE, em relação à CVAenergia fiscalizada e validada preliminarmente pela SFF, diz respeito à inclusão no cálculo da referida CVA dos montantes de energia do PROINFA (MWh) de modo a assegurar a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, haja visto que a energia do PROINFA (MWh) e Geração Própria é parte integrante do balanço energético da concessionária, bem como compõe o cálculo da tarifa média da compra de energia apurada no último reajuste tarifário.

54. Sendo assim, depois de verificados e validados pela SRE os valores da CVAenergia, o montante final da **CVA em Processamento** da LIGHT, atualizado até o trigésimo dia anterior à data contratual do reajuste, resultou em **R\$ 186.034.143,55**, conforme quadro a seguir:

Fls. 18 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

CVA EM PROCESSAMENTO	R\$
Conta de Consumo de Combustíveis - CVAacc	(3.033.417,40)
Repasse Itaipu – CVAE.ITAIPU	
Transporte Itaipu – CVAT.ITAIPU	-
Rede Básica – CVAREDEBÁSICA	12.987.972,17
Compensação Financeira – CVACFURH	-
Encargos Serviço do Sistema - CVAESS	29.969.610,49
Conta Desenvolvimento Energético – CVACDE	(780.734,44)
Energia Comprada - CVAEnerg	186.034.143,55
Energia PROINFA – CVAPROINFA	1.156.059,42
<b>CVA até o 30º dia anterior ao reajuste</b>	<b>226.333.633,80</b>

55. Os valores da **CVA em processamento** validados pela SFF e pela SRE, remunerados pela taxa de juros SELIC **até o quinto dia útil anterior** ao reajuste tarifário, atingiram o montante de **R\$ 240.522.010,94**.

56. Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA's atualizados até o quinto dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual foram atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais, divulgada pelo Banco Central do Brasil, referente aos trinta dias anteriores à data de reajuste anual, e a projeção de variação indicada no mercado futuro, trinta dias antes da data de reajuste tarifário anual, da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para prazo de doze meses. No caso da LIGHT, a menor taxa obtida na comparação acima mencionada foi a da taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC, de 8,65%, resultando o **valor final da CVA em Processamento de R\$ 251.505.482,99**, conforme quadro a seguir:

Fls. 19 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

CVA EM PROCESSAMENTO	DISPOSITIVO LEGAL	R\$
Conta de Consumo de Combustíveis - CVAcc	Resolução nº 492, 20/11/2001	(3.190.791,19)
Repasse Itaipu – CVAE.ITAIPU	Resolução nº 491, 20/11/2001	-
Transporte Itaipu – CVAT.ITAIPU	Resolução nº 493, 20/11/2001	1.216.035,82
Rede Básica – CVAREDEBÁSICA	Resolução nº 494, 20/11/2001	13.661.788,56
Compensação Financeira – CVACFURH	Resolução nº 495, 20/11/2001	-
Encargos Serviço do Sistema - CVAESS	Resolução nº 089, 18/02/2002	13.558.456,64
Conta Desenvolvimento Energético – CVACDE	Resolução nº 184, 09/04/2003	(821.238,96)
Energia Comprada - CVAEnerg	Resolução nº 153, de 14/03/2005	195.556.797,34
Energia PROINFA – CVAPROINFA	Resolução nº 189, de 06/12/2005	31.524.434,78
<b>TOTAL</b>		<b>251.505.482,99</b>
		251.505.482,99

57. Conforme previsto no § 4º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 2002, para o cálculo do Reajuste Tarifário de 2009 foi verificado se o saldo da CVA em Processamento considerado no IRT de 2007 foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição do reajuste tarifário da concessionária e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada. No caso da LIGHT, conforme demonstrado no quadro a seguir, apurou-se um **Saldo a Compensar da CVA Ano Anterior de R\$ (456.143,64)**, a ser considerado para este reajuste tarifário anual a partir 7 de novembro de 2009:

Fls. 20 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

Índice de Reposicionamento		1,96%				
Valor da CVA 5º dia Útil		16.534.118,53	16.858.672,33	Até o 5º dia útil anterior - Calculada no IRT anterior		
Selic Efetiva*	Mês/Ano	Receita Cativo COM Financeiros	Receita Cativo SEM Financeiros	CVA recebida cativo+carga	CVA Saldo Atualizado	CVA Saldo a Compensar
1,01019969	nov/08	409.401.088,97	399.920.812,73	1.474.715,34	16.702.761,43	15.228.046,09
1,01124093	dez/08	397.679.746,21	388.470.894,67	1.433.594,34	15.399.223,48	13.965.629,14
1,01047807	jan/09	426.093.939,12	416.227.115,72	1.534.654,97	14.111.962,04	12.577.307,07
1,00855086	fev/09	438.364.314,28	428.213.352,54	1.577.841,60	12.684.853,83	11.107.012,24
1,00970884	mar/09	475.559.326,19	464.547.059,98	1.712.344,60	11.214.848,43	9.502.503,82
1,00839567	abr/09	438.577.128,60	428.421.238,83	1.579.151,51	9.582.283,70	8.003.132,20
1,00770893	mai/09	413.498.529,96	403.923.371,53	1.482.181,06	8.064.827,76	6.582.646,70
1,00762182	jun/09	386.048.217,61	377.108.710,99	1.389.871,85	6.632.818,47	5.242.946,62
1,00790143	jul/09	396.040.651,38	386.869.755,47	1.425.921,14	5.284.373,37	3.858.452,24
1,00693749	ago/09	395.969.466,75	386.800.219,22	1.425.454,44	3.885.220,19	2.459.765,75
1,00693749	set/09	400.331.220,02	391.060.969,76	1.441.041,63	2.476.830,34	1.035.788,71
1,00726904	out/09	416.592.137,77	406.945.342,37	1.499.461,53	1.043.317,90	(456.143,64)
		4.994.155.766,86	4.878.508.843,81	17.976.234,00		

58. Cabe esclarecer que, para evitar duplicidade no tratamento tarifário com o ajuste financeiro do item 48 desta Nota Técnica, a CVA em Processamento da Revisão Tarifária de 2008 foi recalculada de forma a considerar o valor da abertura tarifária da Revisão.

59. A diferença entre o reajuste solicitado pela LIGHT, de 8,94%, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de 5,65%, está demonstrada a seguir:



Fls. 21 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

Diferenças verificadas no Índice de Reajuste Tarifário - IRT em relação ao Pleito da Concessionária (R\$ e %)			
ITENS	EMPRESA	ANEEL	MOTIVO
IGP-M - FATOR X	0,09%	-0,05%	A empresa utilizou percentuais do IGPM projetados, Xe provisório
RAO	5.256.704.696	5.269.382.247	ANEEL usou ajuste econômico validado pela SRE e GTF atualizado até set/2009
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>714.650.087,03</b>	<b>637.554.475,71</b>	
CCC	188.451.360	177.422.882	ANEEL usou valores homologados pela REH /2009
RGR (Anual e Ajuste)	74.118.403	52.808.199	Valores definidos pela SFF
TFSEE	11.908.051	11.282.284	Valor definido pela SRE
ESS	65.236.474	43.975.962	Previsão da SRE
PROINFA	116.490.651	94.975.969	ANEEL usou valores homologados pela REH 772/2009
P&D	52.163.958	50.819.940	Metodologia de cálculo da Resolução 316/2008
ONS	204.971	193.022	Resolução Autorizativa Nº 1.982, de 25/06/09
<b>ENERGIA COMPRADA</b>	<b>2.553.900.078</b>	<b>2.446.403.780</b>	
ENERGIA COMPRADA	2.021.481.489	1.943.800.026	ANEEL usou metodologia da Resolução 305/2008 e do Decreto 5.163/2004
ITAIPU	532.418.588	502.603.753	A empresa utilizou taxa de câmbio diferente.
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	<b>505.552.384</b>	<b>511.262.911</b>	
TRANSPORTE ITAIPU	41.698.413	41.698.413	Valores definidos pela SRT
REDE BÁSICA (Selo/Nodal/Fronteira/Outros)	443.352.606	449.097.933	Valores definidos pela SRT
CONEXÃO	20.501.365	20.466.565	Valores definidos pela SRT
<b>PARCELA B</b>	<b>1.729.940.876</b>	<b>1.720.284.026</b>	
<b>ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT</b>	<b>4,71%</b>	<b>0,88%</b>	
<b>CVA</b>	<b>238.458.195</b>	<b>253.325.669</b>	
CVA encargos	40.956.455	41.070.861	Validado pela SFF e SRE
CVA energia	187.695.475	195.556.797	Validado pela SFF e SRE
CVA transporte	7.080.265	14.877.824	Validado pela SFF e SRE
Saldo a Compensar CVA ano anterior	2.726.000	1.820.186	Revisão
<b>OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS</b>	<b>(83.590.316)</b>	<b>(75.345.115)</b>	
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	56.754.937	56.442.323	Valor da CCEE validado pela SRE
Exposição CCEAR entre Submercados	(7.635.186)	(7.641.270)	Valor da CCEE validado pela SRE
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	245.270	248.671	Validado pela SFF e SRE
Saldo a compensar da RTE	(23.077.453)	(23.002.649)	Validado pela SFF e SRE
Parcela de Ajuste RB Fronteira	-	(1.504.261)	Valor estabelecido pela SRT
Parcela de Ajuste de Conexão	-	142.709	Estabelecido pela SRT
AJUSTE FINANCEIRO TUSD-G A2	-	23.526.331	Validado pela SRT
Devolução de receita Valesul/CSN/CSA	9.791.623	7.807.225	Validado pela SFF e SRE
Previsão devolução de receita Valesul/CSN/CSA anterior	(119.669.506)	(123.424.562)	Validado pela SFF e SRE
Ajuste Financeiro referente à TUSD-G Geradoras/DIT's - Res 845/2009	-	4.579.591	Empresa não pleiteou o valor
	-	(12.519.222)	Empresa não pleiteou o valor
<b>SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS</b>	<b>78.168.838</b>	<b>75.635.447</b>	
Saldo Subsídio - Fonte Incentivada	3.810.297	5.396.422	Validado pela SFF e SRE
Previsão Subsídio - Fonte Incentivada	30.344.858	29.151.000	Validado pela SFF e SRE
Saldo Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE	(1.429.730)	(1.270.945)	Validado pela SFF e SRE
Previsão Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE	10.185.789	7.414.917	Validado pela SFF e SRE
Saldo Subsídio - Baixa Renda	2.369.245	801.185	Validado pela SRE e SRC
Previsão Subsídio - Baixa Renda	32.888.379	34.142.868	Validado pela SRE e SRC
<b>TOTAL COMPONENTES FINANCEIROS (R\$)</b>	<b>233.036.717,21</b>	<b>253.616.001,11</b>	
<b>FINANCEIROS (%)</b>	<b>4,24%</b>	<b>4,77%</b>	
<b>REAJUSTE TARIFÁRIO TOTAL</b>	<b>8,94%</b>	<b>5,65%</b>	
Financeiros do IRT 2008 Retirados da Base	-2,30%	-2,30%	
Efeito do resultado definitivo da Revisão Tarifária de 2008	-0,24%	-0,24%	
<b>REAJUSTE TARIFÁRIO MÉDIO PERCEBIDO</b>	<b>6,40%</b>	<b>3,11%</b>	

60. Com relação ao pleito de IRT da LIGHT, a maior diferença com relação ao cálculo da ANEEL se encontra na estimativa de preços dos CCEARs de Energia Nova por Disponibilidade, Dólar utilizado para o cálculo da tarifa de Itaipu e a adoção do resultado definitivo da Revisão Tarifária no que concerne a trajetória de perdas técnicas. Os encargos ESS, RGR e PROINFA também explicam a diferença entre o cálculo da ANEEL e o pleito da empresa.

Fls. 22 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

61. Outros itens que contribuíram com a diferença entre os dois índices estão motivados na tabela de diferenças anterior.

62. O quadro a seguir demonstra o efeito da abertura tarifária nos diferentes grupos de consumo cativo.

Reajuste Médio Final de Grupo de Consumo cativo	Efeito Médio a ser percebido pelo Consumidor cativo %
A2	5,69%
A3a	3,80%
A4	3,35%
AT (igual ou maior que 2,3 kV)	3,72%
BT (abaixo de 2,3 kV)	2,80%

63. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise detalhada da apuração do IRT da LIGHT.

64. O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico da LIGHT, para aplicação a partir de 29 de abril de 2009, resultou em um percentual médio de 0,88%, dos quais 0,89% referem-se à variação de custos da Parcela A e -0,02% são decorrentes da atualização da Parcela B, tendo sido considerada a variação acumulada do IGP-M de -1,31% e o Fator X de -1,26%, relativamente ao período de novembro de 2008 a outubro de 2009.

65. Dentre os diversos itens de custos considerados no cálculo do IRT da LIGHT, merecem destaque os seguintes itens:

- O custo de Rede Básica aumentou 15,30%, devido à entrada de novas instalações de transmissão e ao fato de que o pagamento aos transmissores que era realizado diretamente pelas geradoras agora é realizado através distribuidora;
- O encargo setorial PROINFA, cuja variação de 57,11%, devido à entrada de energia eólica no programa, impactou o índice econômico em 0,66% e a CVA em Processamento em 0,59%; e
- A CVA em Processamento de Compra de Energia, com um impacto total neste IRT de 3,68%, devido à atualização do câmbio posterior ao cálculo, na Revisão tarifária, do preço da térmica do PPT Norte Fluminense.

66. Importante mencionar que o reajuste tarifário não segue necessariamente a mesma variação da inflação. A fórmula paramétrica constante no Contrato de Concessão considera uma "Parcela A", contida de despesas não gerenciáveis pela concessionária, e uma "Parcela B", contida de custos gerenciáveis pela mesma. As despesas constantes da "Parcela B" são corrigidas unicamente pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M, no período de referência abordado, deduzido do compartilhamento de ganhos de produtividade, o "Fator X". Portanto, as despesas constantes da "Parcela A", destacadas no item anterior, são consequência da aplicação de legislações específicas e podem trazer variações acima da inflação medida no período analisado. O crescimento dos encargos do item anterior foram diferentes do IGP-M que, no período anual de referência da LIGHT, apresentou uma variação de -1,31%. Cabe destacar que, conforme dispõe o Contrato de Concessão, as tarifas de energia elétrica não estão indexadas à variação da inflação, mas sim à variação dos componentes da "Parcela A" e da "Parcela B".

Fls. 23 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

67. Ao Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico de 0,88% foram adicionados ou subtraídos os componentes financeiros devidos, no total de 4,77%, resultando um percentual final médio de 5,65% para o reajuste tarifário anual de 2009 da LIGHT.

#### Detalhamento dos valores da Parcela A - Custos Não Gerenciáveis – VPA

68. O Valor da Parcela A - VPA da LIGHT apresentou uma variação de 1,32% no período de referência, conforme demonstrado abaixo, representando um percentual de 0,89% na composição do IRT econômico da concessionária:

VPA	VALOR EM DRA em Reais	VALOR EM DRP em Reais	VARIAÇÃO % no período	PARTICIPAÇÃO % no IRT
	3.548.212.002	3.595.221.167	1,32%	0,89%

69. A participação de 0,89% do Valor da Parcela A – VPA no IRT tem a seguinte composição:

#### a) Reserva Global de Reversão – RGR

RGR	VALOR EM DRA em Reais	VALOR EM DRP em Reais	VARIAÇÃO % no período	PARTICIPAÇÃO % no IRT
RGR – ANO	55.357.574	63.254.144	14,26%	0,150%
RGR – AJUSTE	0	-10.445.946	#DIV/0!	-0,198%
<b>TOTAL – RGR</b>	<b>55.357.574</b>	<b>52.808.199</b>	<b>-4,61%</b>	<b>-0,048%</b>
	<b>ATOS LEGAIS EM DRA</b>		<b>ATOS LEGAIS EM DRP</b>	
RGR - ANO	Memorando n.º 1.701/2008-SFF/ANEEL		Memorando nº 1.465/2009-SFF/ANEEL	
RGR – AJUSTE	-		Memorando nº 1.465/2009-SFF/ANEEL	

#### b) Conta de Consumo de Combustíveis - CCC

CCC	VALOR EM DRA em Reais	VALOR EM DRP em Reais	VARIAÇÃO % NO PERÍODO	PARTICIPAÇÃO % NO IRT
	197.711.851	177.422.882	-10,26%	-0,385%
	<b>ATOS LEGAIS EM DRA</b>		<b>ATOS LEGAIS EM DRP</b>	
CCC	REH 616/08		REH Nº 903, DE 27 DE OUTUBRO DE 2009	

#### c) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

CDE	VALOR EM DRA em Reais	VALOR EM DRP Em Reais	VARIAÇÃO % NO PERÍODO	PARTICIPAÇÃO % NO IRT
	204.613.744	206.076.218	0,71%	0,028%
	<b>ATOS LEGAIS EM DRA</b>		<b>ATOS LEGAIS EM DRP</b>	
CDE	Estimativa SRE		REH Nº 754, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2008	

#### d) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

Fls. 24 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

TFSEE	VALOR EM DRA em Reais	VALOR EM DRP Em Reais	VARIAÇÃO % NO PERÍODO	PARTICIPAÇÃO % NO IRT
		12.046.702	11.282.284	-6,35%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
TFSEE	NT 311/08-SRE/ANEEL		Nota Técnica nº 341/2009-SRE/ANEEL	

e) Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

P & D	VALOR EM DRA em Reais	VALOR EM DRP Em Reais	VARIAÇÃO % NO PERÍODO	PARTICIPAÇÃO % NO IRT
		48.216.444	50.819.940	5,40%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
P & D	Fórmula - Res. Normativa nº 233/2006		Res.Normat. nº 316, de 13/05/2008	

f) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

ONS	VALOR EM DRA em Reais	VALOR EM DRP Em Reais	VARIAÇÃO % NO PERÍODO	PARTICIPAÇÃO % NO IRT
		183.724	193.022	5,06%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
ONS	Orçamento 2008/2009 - REA 1.425/08		Resolução Autorizativa Nº 1.425, de 24 de junh	

g) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

PROINFA	VALOR EM DRA em Reais	VALOR EM DRP Em Reais	VARIAÇÃO % NO PERÍODO	PARTICIPAÇÃO % NO IRT
		60.451.975	94.975.969	57,11%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
PROINFA	REH 567/07		REH Nº 772, DE 27 DE JANEIRO DE 2009	

h) Encargos relativos ao Transporte de Energia

TRANSPORTE DE ENERGIA	VALOR EM DRA em Reais	VALOR EM DRP em Reais	VARIAÇÃO % NO PERÍODO	PARTICIPAÇÃO % NO IRT
TRANSPORTE ITAIPU	40.076.658	41.698.413	4,05%	0,031%
REDE BÁSICA	389.492.688	449.097.933	15,30%	1,131%
CONEXÃO	20.759.994	20.466.565	-1,41%	-0,006%
TOTAL - TRANSPORTE	450.329.340	511.262.911	13,53%	1,156%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
TRANSPORTE ITAIPU	Resolução homologatória no 671, de 24 de		Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de jur	
REDE BÁSICA	Resolução homologatória no 671, de 24 de		Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de jur	
CONEXÃO	RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 670 DE		Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de jur	

i) Energia Elétrica Comprada – EC

ENERGIA COMPRADA	VALOR EM DRA Em Reais	VALOR EM DRP Em Reais	VARIAÇÃO % NO PERÍODO	PARTICIPAÇÃO % NO IRT
		2.454.064.173	2.446.403.780	-0,31%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
ENERGIA COMPRADA	Aditivo ao Contrato de Concessão		Aditivo ao Contrato de Concessão	

### Detalhamento dos valores da Parcela B - Custos Gerenciáveis – VPB

70. O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGP-M no período de novembro de 2008 a outubro de 2009, de -1,31%, que ajustado pelo Fator X de -1,26% atingiu o percentual de -0,05%. O valor da Parcela B da LIGHT apresentou uma variação de -0,05% no período, conforme demonstrado abaixo, representando um percentual de -0,05% na composição do IRT da concessionária.

VPB	VALOR EM DRA em Reais	VALOR EM DRP em Reais	VARIAÇÃO % NO PERÍODO	PARTICIPAÇÃO % NO IRT
	1.721.170.245	1.720.284.026	-0,05%	-0,02%

### Gráficos

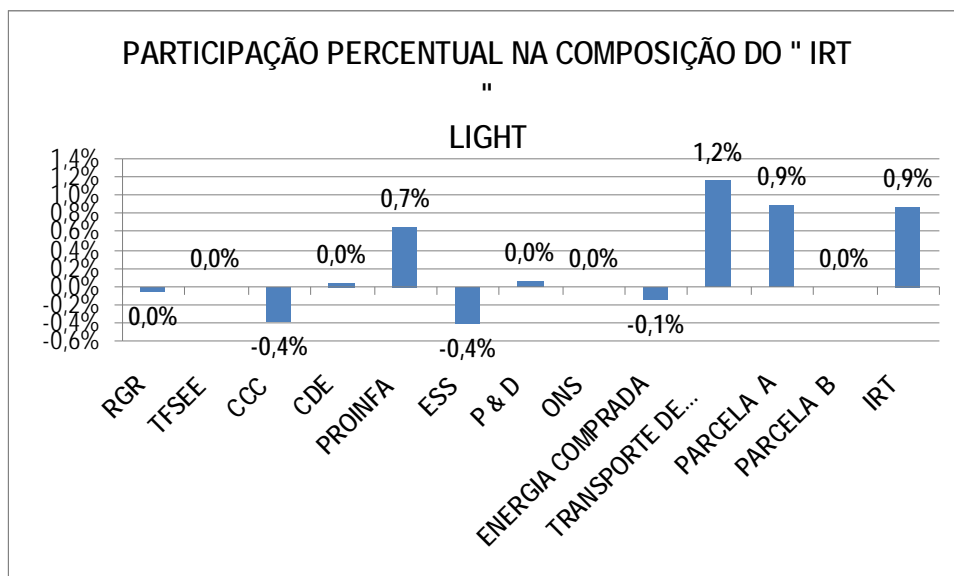
71. Os gráficos abaixo se referem:

Gráfico I – Participação percentual dos itens não gerenciáveis (VPA) e dos gerenciáveis (VPB) na composição do IRT.

Gráficos II – Participação (peso) dos itens não gerenciáveis (VPA) e dos gerenciáveis (VPB), na composição da nova Receita Anual da LIGHT.

Gráfico III – Participação de cada segmento, tributos e encargos setoriais na composição da receita da concessionária.

### Gráfico I



### Gráfico II

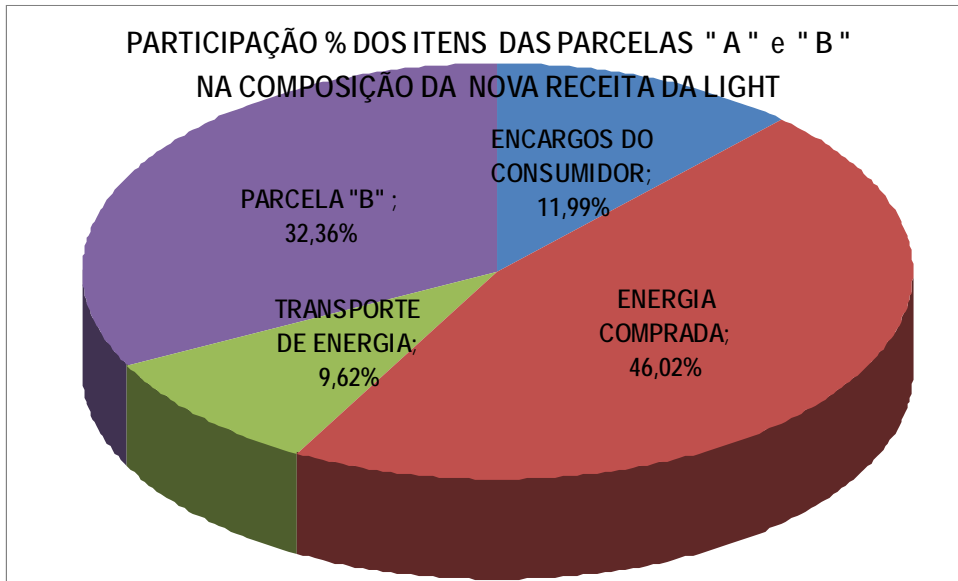
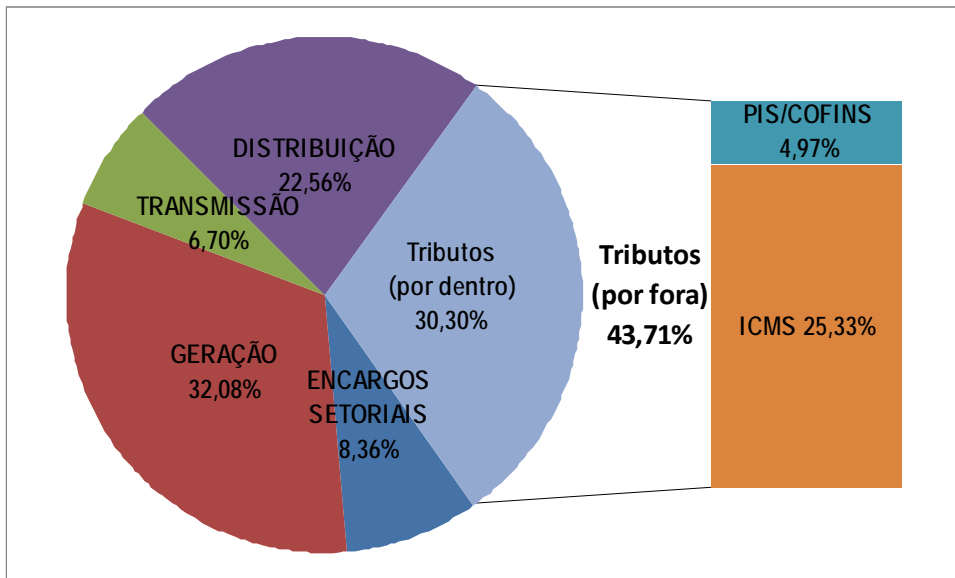


Gráfico III



72. Na a construção do gráfico anterior foram utilizadas as alíquotas médias de 25,33% para o ICMS e 4,97% para o PIS/COFINS.

73. O quadro a seguir demonstra, na primeira coluna, a participação percentual dos itens não gerenciáveis (VPA) e gerenciáveis (VPB) na composição do IRT. A segunda coluna demonstra quanto cada item evoluiu no período de 2008 a 2009. E a terceira coluna representa a distribuição da receita para cobrir os custos não gerenciáveis e gerenciáveis.



Fls. 27 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

PARTICIPAÇÃO NO IRT			
ITENS - Parcela A	Participação IRT	Relação 2009/2008	Particip. Receita %
RGR (ANUAL + AJUSTE)	-0,05%	-4,61%	0,99%
CCC	-0,39%	-10,26%	3,34%
TFSEE	-0,01%	-6,35%	0,21%
CDE	0,03%	0,71%	3,88%
CFURH	0,00%	0,00%	0,00%
ESS	-0,40%	-32,59%	0,83%
PROINFA	0,66%	57,11%	1,79%
P&D	0,05%	5,40%	0,96%
ONS	0,00%	5,06%	0,00%
<b>ENCARGOS DO CONSUMIDOR</b>	<b>-0,12%</b>	<b>-0,97%</b>	<b>11,99%</b>
ENERGIA COMPRADA	1,15%	3,22%	36,57%
ITAIPU	-1,30%	-11,98%	9,46%
<b>ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA</b>	<b>-0,15%</b>	<b>-0,31%</b>	<b>46,02%</b>
TRANSPORTE ITAIPU	0,03%	4,05%	0,78%
REDE BÁSICA (Selo/Nodal/Fronteira/Outros)	1,13%	15,30%	8,45%
CONEXÃO	-0,01%	-1,41%	0,39%
CUSD	0,00%	0,00%	0,00%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	<b>1,16%</b>	<b>13,53%</b>	<b>9,62%</b>
<b>VPA1 - DRP</b>	<b>0,89%</b>	<b>1,32%</b>	<b>67,64%</b>
<b>VPB1 - DRP = (VPB0+DELTA PB)*(IGPM-X)</b>	<b>-0,02%</b>	<b>-0,05%</b>	<b>32,36%</b>
<b>ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT</b>	<b>0,88%</b>		
<b>CVA</b>	<b>4,72%</b>		
CVA encargos	0,77%		
CVA energia	3,68%		
CVA transporte	0,28%		
Saldo a Compensar CVA ano anterior	-0,01%		
<b>OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS</b>	<b>-1,37%</b>		
Repasso da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	1,06%		
Exposição CCEAR entre Submercados	-0,14%		
antias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	0,005%		
Saldo a compensar da RTE	-0,43%		
Parcela de Ajuste RB Fronteira	-0,03%		
Parcela de Ajuste de Conexão	0,003%		
AJUSTE FINANCEIRO TUSD-G A2	0,44%		
Devolução de receita Valesul/CSN/CSA	0,15%		
Previsão devolução de receita Valesul/CSN/CSA	-2,32%		
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	0,09%		
Financeiro referente à TUSD-G Geradoras/DIT's - Res 845/2009	-0,24%		
Saldo a Compensar Financeiros ano anterior	0,04%		
<b>SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS</b>	<b>1,42%</b>		
Saldo Subsídio - Fonte Incentivada	0,10%		
Previsão Subsídio - Fonte Incentivada	0,55%		
Saldo Subsídio - Baixa Renda	-0,02%		
Previsão Subsídio - Baixa Renda	0,14%		
Saldo Subsídio - Cooperativa	0,02%		
Previsão Subsídio Cooperativa	0,64%		
<b>TOTAL DOS COMPONENTES FINANCEIROS</b>	<b>4,77%</b>		
<b>REAJUSTE TOTAL</b>	<b>5,65%</b>		
Financeiros do IRT 2008 Retirados da Base	-2,30%		
Efeito do resultado definitivo da Revisão Tarifária de 2008	-0,24%		
<b>REAJUSTE TARIFÁRIO MÉDIO PERCEBIDO</b>	<b>3,11%</b>		

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

74. O quadro abaixo demonstra a evolução dos custos (em R\$), participação percentual no Índice de Reajuste Tarifário e a receita atualizada da LIGHT.

**ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT**

		ITENS DA RECEITA	ANTERIOR DRA - R\$	ATUAL DRP - R\$	VARIAÇÃO (R\$)	PARTICIP NO IRT	IRT		
RAO	PARCELA A	ENCARGOS SETORIAIS	RGR	55.357.574	63.254.144	7.896.570	0,15%	NÃO GERENCIÁVEIS	5.309.975.125
			RGR - Ajuste	-	(10.445.946)	(10.445.946)	-0,20%		
			CCC	197.711.851	177.422.882	(20.288.970)	-0,39%		
			TFSEE	12.046.702	11.282.284	(764.418)	-0,01%		
			CDE	204.613.744	206.076.218	1.462.474	0,03%		
			ESS	65.236.474	43.975.962	(21.260.512)	-0,40%		
			PROINFA	60.451.975	94.975.969	34.523.993	0,66%		
			P&D	48.216.444	50.819.940	2.603.495	0,05%		
		ONS	183.724	193.022	9.299	0,0002%			
		Subtotal I	643.818.489	637.554.476	(6.264.013)	-0,12%			
	COMPRAS DE ENERGIA	Subtotal II	2.454.064.173	2.446.403.780	(7.660.394)	-0,15%	0,89%	RA1	
	ENCARGOS DE TRANSMISSÃO	TRANSPORTE ITAIPU	40.076.658	41.698.413	1.621.755	0,03%			
		REDE BÁSICA NODAL	307.921.134	362.476.866	54.555.732	1,04%			
		REDE BÁSICA FRONTEIRA	47.012.164	43.001.734	(4.010.430)	-0,08%			
		MUST ITAIPU	34.559.390	38.089.265	3.529.876	0,07%			
		CONEXÃO	20.759.994	20.466.565	(293.429)	-0,006%			
		Encargo ONS - TUSDg	-	5.530.068	5.530.068	0,10%			
	Subtotal III	450.329.340	505.732.843	55.403.504	1,16%				
	<b>TOTAL</b>	<b>3.548.212.002</b>	<b>3.589.691.099</b>	<b>41.479.097</b>	<b>0,89%</b>	<b>0,88%</b>			
	PARCELA B	GERENCIÁVEIS	REMUNERAÇÃO DO CAPITAL e CUSTOS OPERACIONAIS	1.721.170.245	1.720.284.026	(886.219)	-0,02%		GERENCIÁVEIS
	Delta Econômico								
		<b>RECEITA TOTAL (R\$) E IRT</b>	<b>5.269.382.247</b>	<b>5.309.975.125</b>	<b>40.592.878</b>	<b>0,88%</b>	<b>REAJUSTE TOTAL</b>		

Os quadros abaixo relacionados constituem os Anexos a esta Nota Técnica e se referem às planilhas de cálculos do IRT.

- Quadro A – Memória de Cálculo – Reajuste Tarifário Anual
- Quadro B – Componentes Financeiros
- Quadro C – CVA consolidada;
- Quadro I – IVI-Índice de Variação da Inflação – IGP-M e Fator X;
- Quadro II – Receita Anual-RAO e Mercado em (MWh);
- Quadro III – Encargos Setoriais e de Transporte de Energia;
- Quadro IV – Encargos de Rede Básica;
- Quadro V – Encargos de Conexão;

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

*Fls. 29 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97*

- Quadro VI – Tarifa Média da Energia Comprada;
- Quadro VII – Energia Comprada;
- Quadro VIII – Balanço Energético;

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

75. O inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece que as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica serão fixadas em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

76. O inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar nos processos de definição e controle de preços e tarifas.

77. O art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece incumbência da ANEEL para homologar as tarifas de energia elétrica na forma da mencionada Lei, das normas pertinentes e do Contrato de Concessão.

#### V. DA CONCLUSÃO

78. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 001/1996, no que consta do Processo nº 48500.002513/2009-97 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opinamos: i) pela aprovação do reajuste tarifário anual médio de **5,65%**, a ser aplicado às tarifas da **Light Serviços de Eletricidade S/A - LIGHT**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **3,11%** sendo de **3,72%** para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de **2,80%** para os conectados em Baixa Tensão (BT); ii) pela fixação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD; iii) pelo estabelecimento dos valores da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e da receita anual referente às instalações de Conexão; e iv) pela aprovação, para fins exclusivos de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA do próximo reajuste, da cobertura tarifária relativa ao Encargo de Serviço do Sistema – ESS e PROINFA, observados os Anexos a seguir discriminados:

##### a) Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

- **Anexo I** – com vigência de 7 de novembro de 2009 a 6 de novembro de 2010, considera o índice de reajuste tarifário médio de 5,65% que incorpora os percentuais do Índice de Reajuste Tarifário - IRT econômico de 0,88% e dos componentes financeiros adicionais de 4,77%.
- **Anexo II** – considera apenas o Índice de Reajuste Tarifário Anual – IRT econômico de 0,88%, com vigência a partir de 7 de novembro de 2010, devendo constituir a base de cálculo dos reajustes tarifários subseqüentes.

##### b) Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD

*Fls. 30 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97*

- **Anexo II-A** – fixa as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, que inclui os reflexos da CVA e demais componentes financeiros pertinentes, com vigência de 7 de novembro de 2009 a 6 de novembro de 2010.
  - **Anexo II-B**– fixa as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD que estarão em vigor a partir de 7 de novembro de 2010, devendo constituir a base de cálculo dos reajustes tarifários subseqüentes.
- c) **Receita Anual referente às Instalações de Conexão**
- **Anexo III-A** – estabelece a receita anual referente às instalações de conexão das transmissoras FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S/A e Light - Light Energia S/A que estará em vigor no período de 7 de novembro de 2009 a 6 de novembro de 2010.
  - **Anexo III-B** – estabelece a receita anual referente às instalações de conexão das transmissoras FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S/A e Light - Light Energia S/A que estará em vigor a partir de 7 de novembro de 2010, devendo constituir a base de cálculo dos reajustes tarifários subseqüentes.
- d) **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE**
- **Anexo IV** – fixa para a distribuidora LIGHT o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referente ao período de novembro de 2009 a outubro de 2010.
- e) **Previsão do custo com Encargos de Serviço do Sistema - ESS da LIGHT para 2009**
- **Anexo V** – fixa para a distribuidora LIGHT o valor da previsão do custo com Encargos de Serviço do Sistema - ESS da LIGHT para 2009.

## **VI. DA RECOMENDAÇÃO**

79. Fundamentado no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a aprovação do Reajuste Tarifário Anual em questão, conforme detalhado na conclusão acima.

**BRUNO HATORI VIDAL**  
Especialista em Regulação

**EDUARDO DE ALENCASTRO**  
Líder do Processo de Reajuste Tarifário

De acordo,

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Regulação Econômica

## REAJUSTE TARIFÁRIO DA LIGHT - 2009

### ANEXOS



### Quadro A

MEMÓRIA DE CÁLCULO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL DA LIGHT				
<b>IVI</b>				
		Número índice		
		DRP	DRA	
		7/11/2009	7/11/2008	
IGP-M	-1,31%	405,13	410,524	
IPCA	4,20%	2.995,09	2.874,43	
FATOR X	-1,26%			
(IGP-M - FATOR X)	-0,05%			
EMPRESA	0,09%			

ANEXO II			ANEXO II		
DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR - DRA - R\$		OBS.	DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR - DRA - R\$		OBS.
RGR (Anual e Ajuste)	55.357.574,33		RGR (Anual e Ajuste)	55.357.574,33	
CCC	197.711.851,36		CCC	197.711.851,36	
TFSEE	12.046.702,07		TFSEE	12.046.702,07	
CDE	204.613.744,04		CDE	204.613.744,04	
CFURH	-		CFURH	-	
ESS	65.236.473,90		ESS	65.236.473,90	
PROINFA	60.451.975,22		PROINFA	60.451.975,22	
P&D	48.169.703,87	(46.740)	P&D	48.216.444,33	
ONS	183.723,72		ONS	183.723,72	
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>643.771.748,51</b>	<b>(46.740)</b>	<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>643.818.488,97</b>	
ENERGIA COMPRADA	2.444.549.718,17	561.464.781	ENERGIA COMPRADA	1.883.084.936,88	
ITAIPU	-	(570.979.236)	ITAIPU	570.979.236,47	
<b>ENERGIA COMPRADA TOTAL</b>	<b>2.444.549.718,17</b>	<b>(9.514.455)</b>	<b>ENERGIA COMPRADA TOTAL</b>	<b>2.454.064.173,35</b>	0,0%
TRANSPORTE ITAIPU	40.076.658,46	-	TRANSPORTE ITAIPU	40.076.658,46	
REDE BÁSICA (Selo/Nodal/Fronteira/Outros)	379.115.185,23	(10.377.502)	REDE BÁSICA (Selo/Nodal/Fronteira/Outro	389.492.687,63	
CONEXÃO	20.759.993,55	-	CONEXÃO	20.759.993,55	
CUSD	-	-	CUSD	-	
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	<b>439.951.837,24</b>	<b>(10.377.502)</b>	<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	<b>450.329.339,64</b>	4,1%
Subvenção Baixa Renda	-	-	Ajuste Econômico	4.606.850,47	
RA0	5.256.704.696,48	(8.070.700)	RA0	5.264.775.396,82	
<b>RA0 TOTAL</b>	<b>5.256.704.696,48</b>	<b>(12.677.551)</b>	<b>RA0 total</b>	<b>5.269.382.247,29</b>	1,18%
VPA0-DRA	3.528.273.303,91		VPA0-DRA	3.548.212.001,96	0,5%
VPB0-DRA	1.728.431.392,57	7.261.147	VPB0-DRA	1.721.170.245,33	42.613.949,00

DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO - DRP - R\$			Part. % IRT	DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO - DRP - R\$			2009/2008	Part. % IRT	
RGR (Anual e Ajuste)	74.118.402,92		0,357%	RGR (Anual e Ajuste)	52.808.198,60		-4,61%	-0,05%	
CCC	188.451.360,46		-0,176%	CCC	177.422.881,73		-10,26%	-0,39%	
TFSEE	11.908.051,24		-0,003%	TFSEE	11.282.284,31		-6,35%	-0,01%	
CDE	206.076.218,22		0,028%	CDE	206.076.218,22		0,71%	0,03%	
CFURH	-		0,000%	CFURH	-		0,00%	0,00%	
ESS	65.236.473,90		0,000%	ESS	43.975.962,31		-32,59%	-0,40%	
PROINFA	116.490.650,83		1,066%	PROINFA	94.975.968,58		57,11%	0,66%	
P&D	52.163.958,02		0,076%	P&D	50.819.939,56		5,40%	0,05%	
ONS	204.971,44		0,000%	ONS	193.022,40		5,06%	0,00%	
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>714.650.087,03</b>		<b>1,25%</b>	<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>637.554.475,71</b>		<b>-0,97%</b>	<b>-0,12%</b>	
ENERGIA COMPRADA	2.021.481.489,48			ENERGIA COMPRADA	1.943.800.026,30		3,22%	1,15%	
ITAIPU	532.418.588,05			ITAIPU	502.603.753,38		-11,98%	-1,30%	
<b>ENERGIA COMPRADA TOTAL</b>	<b>2.553.900.077,54</b>			<b>ENERGIA COMPRADA TOTAL</b>	<b>2.446.403.779,68</b>		<b>-0,31%</b>	<b>-0,15%</b>	
TRANSPORTE ITAIPU	41.698.412,99		0,031%	TRANSPORTE ITAIPU	41.698.412,99		4,05%	0,03%	
REDE BÁSICA (Selo/Nodal/Fronteira/Outros)	443.352.605,89		1,222%	REDE BÁSICA (Selo/Nodal/Fronteira/Outro	449.097.933,17		15,30%	1,13%	
CONEXÃO	20.501.364,89		-0,005%	CONEXÃO	20.466.565,02		-1,41%	-0,01%	
CUSD	-		0,000%	CUSD	-		0,00%	0,00%	
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	<b>505.552.383,76</b>		<b>1,25%</b>	<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	<b>511.262.911,19</b>		<b>13,53%</b>	<b>1,16%</b>	
DELTA PB	-			DELTA PB	-			0,00%	
VPA1-DRP	3.774.102.548,33		4,68%	VPA1-DRP	3.595.221.166,58		1,32%	0,89%	
VPB1-DRP	1.729.940.875,92		0,03%	VPB1-DRP	1.720.284.026,45		-0,05%	-0,02%	
<b>IRT EMPRESA</b>	<b>4,71%</b>		<b>4,71%</b>	<b>IRT ANEEL</b>	<b>0,875%</b>			<b>0,88%</b>	
<b>RA1 total</b>	<b>5.504.043.424,25</b>			<b>RA1 total</b>	<b>5.315.505.193,03</b>				
<b>IRT EMPRESA</b>	<b>4,71%</b>			<b>IRT Anexo II</b>	<b>0,88%</b>			zero vírgula oit	
<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>				<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>					
<b>TOTAL</b>	<b>233.162.317,01</b>			<b>TOTAL</b>	<b>253.616.001,11</b>				
<b>FINANCEIRO TOTAL (%)</b>	<b>4,24%</b>			<b>FINANCEIRO TOTAL (%)</b>	<b>4,77%</b>			quatro vírgula sete	
<b>IRT TOTAL - EMPRESA</b>	<b>8,94%</b>			<b>IRT Anexo I</b>	<b>5,65%</b>			cinco vírgula sess	

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fls. 34 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

### Quadro B

TIPO	COMPONENTES FINANCEIROS	R\$	% s/ RA1	TOTAIS POR TIPO
ENERGIA	Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	56.442.323,13	1,062%	
ENERGIA	Exposição CCEAR entre Submercados	(7.641.270,34)	-0,144%	
ENERGIA	Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	248.670,58	0,005%	
ENERGIA	Saldo a compensar da RTE	(23.002.648,73)	-0,433%	
ENERGIA	CVAec - Energia Comprada	195.556.797,34	3,679%	
				<b>221.603.871,98</b>
TRANS IT	CVAit - Transporte Itaipu	1.216.035,82	0,023%	<b>1.216.035,82</b>
ESS	CVAess - Encargo de Serviço do Sistema	13.558.456,64	0,255%	<b>13.558.456,64</b>
RB	CVArb (NODAL)	13.661.788,56	0,257%	<b>13.661.788,56</b>
CCC	CVAccc	(3.190.791,19)	-0,060%	<b>(3.190.791,19)</b>
CDE	CVAcde	(821.238,96)	-0,015%	<b>(821.238,96)</b>
PROINFA	CVAProinfa	31.524.434,78	0,593%	<b>31.524.434,78</b>
FR	Parcela de Ajuste RB Fronteira	(1.504.261,41)	-0,028%	<b>(1.504.261,41)</b>
CONEXÃO	Parcela de Ajuste de Conexão	142.709,08	0,003%	
				<b>142.709,08</b>
FIO B	AJUSTE FINANCEIRO TUSD-G A2	23.526.330,54	0,443%	
				<b>23.526.330,54</b>
S	Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	27.774.845,60	0,523%	
S	Previsão Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	27.968.099,10	0,526%	
S	REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio Fonte Incentivada (Cons.Livre)	(22.475.150,21)	-0,423%	
S	Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	1.174.612,74	0,022%	
S	Previsão Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	1.182.900,60	0,022%	
S	REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio Fonte Incentivada (Geração)	(1.077.886,07)	-0,020%	
S	Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE - Res. 166/2005	7.414.917,23	0,139%	
S	Previsão Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE - Res. 166/2005	7.414.917,23	0,139%	
S	REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE	(8.685.862,16)	-0,163%	
S	Subsídio - Baixa Renda	33.903.450,08	0,638%	
S	Previsão Subsídio - Baixa Renda	34.142.868,08	0,642%	
S	REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio Baixa Renda	(33.102.264,77)	-0,623%	
S	Devolução de receita Valesul/CSN/CSA	(126.980.551,96)	-2,389%	
S	Previsão devolução de receita Valesul/CSN/CSA	(123.424.561,75)	-2,322%	
S	Reversão da Previsão devolução de receita Valesul/CSN/CSA	134.787.777,04	2,536%	
				<b>(39.981.889,20)</b>
OUTROS	Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	4.579.591,30	0,086%	
OUTROS	Ajuste Financeiro referente à TUSD-G Geradoras/DIT's - Res 845/2009	(12.519.222,39)	-0,236%	
OUTROS	Saldo a Compensar CVA ano anterior	(456.143,64)	-0,009%	
OUTROS	Saldo a Compensar Financeiros ano anterior	2.276.329,19	0,043%	
				<b>(6.119.445,53)</b>
	<b>TOTAL DOS COMPONENTES FINANCEIROS</b>	<b>253.616.001,11</b>	<b>4,771%</b>	<b>253.616.001,11</b>

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Quadro C

<b>CVA EM PROCESSAMENTO</b>	
<b>CVACCC</b>	<b>PART. %</b>
(3.190.791,19)	-1,27%
<b>CVACDE</b>	
(821.238,96)	-0,33%
<b>CVAENERGIA COMPRADA</b>	
195.556.797,34	77,75%
<b>CVAENERGIA ITAIPU</b>	
	0,00%
<b>CVATRANSPORTE ITAIPU</b>	
1.216.035,82	0,48%
<b>CVARB SELO</b>	
	0,00%
<b>CVARB NODAL</b>	
13.661.788,56	5,43%
<b>CVACOMP. FINANCEIRA</b>	
	0,00%
<b>CVAENCARGOS SERV SISTE</b>	
13.558.456,64	5,39%
<b>CVAPROINFA</b>	
31.524.434,78	12,53%
<b>CVATOTAL DAS CVA's</b>	
251.505.482,99	100,00%

Quadro I

LIGHT					
I.V.I - ANEEL			I.V.I - EMPRESA		
Mês/Ano	IGP-M - %	% Acumulado	Mês/Ano	IGP-M - %	% Acumulado
nov/08	0,38%	0,38%	nov/08	0,38%	0,38%
dez/08	-0,13%	0,26%	dez/08	-0,13%	0,25%
jan/09	-0,44%	-0,18%	jan/09	-0,44%	-0,19%
fev/09	0,26%	0,08%	fev/09	0,26%	0,07%
mar/09	-0,74%	-0,66%	mar/09	-0,74%	-0,67%
abr/09	-0,15%	-0,81%	abr/09	-0,15%	-0,82%
mai/09	-0,07%	-0,89%	mai/09	-0,07%	-0,89%
jun/09	-0,10%	-0,98%	jun/09	-0,10%	-0,99%
jul/09	-0,43%	-1,41%	jul/09	-0,43%	-1,42%
ago/09	-0,36%	-1,77%	ago/09	-0,36%	-1,77%
set/09	0,42%	-1,36%	set/09	0,31%	-1,47%
out/09	0,05%	-1,31%	out/09	0,32%	-1,15%
	Fator X	-1,26%		Fator X	-1,24%
	IGP-M - (Fator X)	-0,05%		IGP-M - (Fator X)	0,09%

FONTE: FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS

Fls. 37 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

### Quadro II

GRUPO	NT_Classe	D(kW)	Energia (MWh)	Energia (R\$)	Demanda (R\$)	total
<b>FORNECIMENTO</b>						
	A2 - AZUL	5.414.914,00	1373826	179.063.614,18	58.095.607,32	237.159.221,50
	A3a - AZUL	705.964,00	173050	23.493.473,73	16.221.441,24	39.714.914,97
	A3a - CONVENCIONAL	12.626,00	3226	482.254,74	400.496,72	882.751,46
	A3a - VERDE	1.131.833,00	351116	69.628.915,25	11.556.014,93	81.184.930,18
	A4 - AZUL	3.600.468,00	793696	108.286.858,05	86.360.692,45	194.647.550,50
	A4 - CONVENCIONAL	2.804.578,00	731095	109.372.306,94	94.695.188,61	204.067.495,55
	A4 - VERDE	10.946.296,00	3054145	631.309.236,34	118.972.836,37	750.282.072,71
	AS - AZUL	260.423,00	65994	9.620.386,38	7.842.488,12	17.462.874,50
	AS - CONVENCIONAL	289.685,00	88406	13.895.655,08	14.516.115,35	28.411.770,43
	AS - VERDE	907.285,00	237769	54.525.393,50	14.734.308,40	69.259.701,90
	BT - FORNECIMENTO	0,00	11723636	3.254.488.526,74	0,00	3.254.488.526,74
<b>FORNECIMENTO Total</b>		<b>26.074.072,00</b>	<b>18595959</b>	<b>4.454.166.620,93</b>	<b>423.395.189,51</b>	<b>4.877.561.810,44</b>
<b>USO CARGA</b>						
	A2 - USO CARGA	7.352.354,00	2076320	55.624.612,80	72.069.109,86	127.693.722,66
	A4 - USO CARGA	127.559,00	28564	765.229,56	3.285.224,18	4.050.453,74
<b>USO CARGA Total</b>		<b>7.479.913,00</b>	<b>2104884</b>	<b>56.389.842,36</b>	<b>75.354.334,04</b>	<b>131.744.176,40</b>
<b>USO CARGA (DESC. TUSD)</b>						
	A3a - USO CARGA (DESC. TUSD)	14.400,00	3026	81.066,54	350.784,00	431.850,54
	A4 - USO CARGA (DESC. TUSD)	1.370.421,00	313649	8.402.656,71	34.680.261,84	43.082.918,55
	BT - USO CARGA (DESC. TUSD)	27.366,00	4028	107.910,12	940.072,20	1.047.982,32
<b>USO CARGA (DESC. TUSD) Total</b>		<b>1.412.187,00</b>	<b>320703</b>	<b>8.591.633,37</b>	<b>35.971.118,04</b>	<b>44.562.751,41</b>
<b>USO CARGA (DISTRIBUIÇÃO)</b>						
	A2 - USO CARGA (DISTRIBUIÇÃO)	15.341.919,00	2590251	0,00	152.486.106,97	152.486.106,97
	A4 - USO CARGA (DISTRIBUIÇÃO)	87.720,00	19994	0,00	1.927.383,60	1.927.383,60
<b>USO CARGA (DISTRIBUIÇÃO) Total</b>		<b>15.429.639,00</b>	<b>2610245</b>	<b>0,00</b>	<b>154.413.490,57</b>	<b>154.413.490,57</b>
<b>USO GERAÇÃO</b>						
	A2 - USO GERAÇÃO	38.188.800,00	0	0,00	56.451.192,00	56.451.192,00
	A4 - USO GERAÇÃO	15.840,00	0	0,00	41.976,00	41.976,00
<b>USO GERAÇÃO Total</b>		<b>38.204.640,00</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>56.493.168,00</b>	<b>56.493.168,00</b>
<b>Total geral</b>		<b>88.600.451,00</b>	<b>23631791</b>	<b>4.519.148.096,66</b>	<b>745.627.300,16</b>	<b>5.264.775.396,82</b>

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

**Quadro III**

ENCARGOS SETORIAIS				
ANEEL	Em DRA	Dispositivo Legal	VALOR - R\$	
	RGR		Memorando n.º 1.701/2008-SFF/ANEEL	55.357.574,33
RGR - Ajuste				
CCC		REH 616/08	197.711.851,36	
TFSEE		NT 311/08-SRE/ANEEL	12.046.702,07	
CDE		Estimativa SRE	204.613.744,04	
ESS		REH Nº 573/07 e previsão SRG	65.236.473,90	
PROINFA		REH 567/07	60.451.975,22	
P&D		Fórmula - Res. Normativa nº 233/2006	48.216.444,33	
ONS		Orçamento 2008/2009 - REA 1.425/08	183.723,72	
<b>TOTAL - DRA</b>			<b>643.818.488,97</b>	
ANEEL	Em DRP	Dispositivo Legal	VALOR - R\$	
	RGR		Memorando nº 1.465/2009-SFF/ANEEL	63.254.144,44
RGR - Ajuste		Memorando nº 1.465/2009-SFF/ANEEL	-10.445.945,84	
CCC		REH Nº 903, DE 27 DE OUTUBRO DE 2009	177.422.881,73	
TFSEE		Nota Técnica nº 341/2009-SRE/ANEEL	R\$ 11.282.284,31	
CDE		REH Nº 754, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2008	206.076.218,22	
ESS		Previsão	43.975.962,31	1,66
PROINFA		REH Nº 772, DE 27 DE JANEIRO DE 2009	94.975.968,58	
P&D		Res.Normat. nº 316, de 13/05/2008	50.819.939,56	
ONS		Resolução Autorizativa Nº 1.425, de 24 de junho de 2009	193.022,40	
<b>TOTAL - DRP</b>			<b>637.554.475,71</b>	<b>Variação % DRP/DRA</b>
				<b>-0,97%</b>
ENCARGOS COM TRANSPORTE DE ENERGIA				
ANEEL	Em DRA	Dispositivo Legal	VALOR - R\$	
	TRANSPORTE ITAIPU		Resolução homologatória no 671, de 24 de junho de 2009	40.076.658,46
REDE BÁSICA NODAL		Resolução homologatória no 671, de 24 de junho de 2009	307.921.134,00	
REDE BÁSICA FRONTEIRA		Resolução homologatória no 671, de 24 de junho de 2009	47.012.164,00	
CUST ITAIPU		Resolução homologatória no 671, de 24 de junho de 2009	34.559.389,63	
CONEXÃO		RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 670 DE 24 DE JUNHO DE 2009	20.759.993,55	
Encargo ONS - TUSDg		Resolução homologatória no 671, de 24 de junho de 2009	-	
<b>TOTAL - DRA</b>			<b>450.329.339,64</b>	
ANEEL	Em DRP	Dispositivo Legal	VALOR - R\$	
	TRANSPORTE ITAIPU		Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de junho de 2009	41.698.412,99
REDE BÁSICA NODAL		Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de junho de 2009	362.476.866,00	17,7%
REDE BÁSICA FRONTEIRA		Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de junho de 2009	43.001.734,00	-8,5%
CUST ITAIPU		Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de junho de 2009	38.089.265,17	10,2%
CONEXÃO		RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 843, DE 25 DE JUNHO DE 2009	20.466.565,02	-1,4%
Encargo ONS - TUSDg		Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de junho de 2009	5.530.068,00	
<b>TOTAL - DRP</b>			<b>511.262.911,19</b>	<b>Variação % DRP/DRA</b>
				<b>13,53%</b>



**Quadro IV**

REDE BÁSICA							
Pontos de Conexão	MUST 2008 (dez) (MW)	MUST 2009 (jan-nov) (MW)	Total - MW	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$	
				DRA	DRP	DRA	DRP
				Resolução homologatória no 671, de 24 de junho de 2008	Resolução Homologatória a Nº 844, de 25 de junho de 2009		
ADRIANÓPOLIS - 138	1,5	1,5	18,0	5.228,00	6.227,00	94.104	112.086
BRISA MAR - 138	130,0	130,0	1.560,0	5.282,00	6.224,00	8.239.920	9.709.440
C. PAULISTA - 138	285,0	294,0	3.510,0	5.143,00	6.008,00	18.051.930	21.088.080
GRAJAU - 138	1.810,0	1.790,0	21.520,0	5.329,00	6.277,00	114.680.080	135.081.040
JACAREPAGUA - 138	730,0	900,0	10.460,0	5.354,00	6.322,00	56.002.840	66.128.120
NILO PECANHA - 138	90,0	92,0	1.100,0	5.316,00	6.257,00	5.847.600	6.882.700
SANTA CRUZ - 138	80,0	90,0	1.060,0	5.308,00	6.259,00	5.626.480	6.634.540
SAO JOSE - 138	1.570,0	1.580,0	18.940,0	5.247,00	6.169,00	99.378.180	116.840.860
<b>Total</b>	<b>4.696,5</b>	<b>4.877,5</b>	<b>58.168,00</b>	<b>5.293,65</b>	<b>6.231,55</b>	<b>307.921.134</b>	<b>362.476.866</b>
		#DIV/0!	checado com o pleito		1.000,00	17.860,00	
REDE BÁSICA FRONTEIRA							
Pontos de Conexão	MUST 2008 (dez) (MW)	MUST 2009 (jan-nov) (MW)	Total - MW	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$	
				DRA	DRP	DRA	DRP
				Resolução homologatória no 671, de 24 de junho de 2008	Resolução Homologatória a Nº 844, de 25 de junho de 2009		
ADRIANÓPOLIS - 138	1,5	1,5	18,0	918,00	1.198,00	16.524	21.564
BRISA MAR - 138	130,0	130,0	1.560,0	3.191,00	2.003,00	4.977.960	3.124.680
C. PAULISTA - 138	285,0	294,0	3.510,0	1.056,00	1.065,00	3.706.560	3.738.150
GRAJAU - 138	1.810,0	1.790,0	21.520,0	749,00	783,00	16.118.480	16.850.160
JACAREPAGUA - 138	730,0	900,0	10.460,0	663,00	469,00	6.934.980	4.905.740
NILO PECANHA - 138	90,0	92,0	1.100,0	1.670,00	1.759,00	1.837.000	1.934.900
SANTA CRUZ - 138	80,0	90,0	1.060,0	3.191,00	2.003,00	3.382.460	2.123.180
SAO JOSE - 138	1.570,0	1.580,0	18.940,0	530,00	544,00	10.038.200	10.303.360
<b>Total</b>	<b>4.696,5</b>	<b>4.877,5</b>	<b>58.168,00</b>	<b>808,21</b>	<b>739,27</b>	<b>47.012.164</b>	<b>43.001.734</b>
			checado com o pleito		Tarifa Média - R\$ / MW		
REDE BÁSICA NODAL							
Pontos de Conexão	MUST 2008 (dez) (MW)	MUST 2009 (jan-nov) (MW)	Total - MW	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$	
				DRA	DRP	DRA	DRP
				Resolução homologatória no 671, de 24 de junho de 2008	Resolução Homologatória a Nº 844, de 25 de junho de 2009		
IBIÚNA	52,94%	Demanda contratada	6.313,2	2.898,00	3.194,00	18.295.741	20.164.457
IVAIPORÁ	47,06%		5.612,0	2.898,00	3.194,00	16.263.649	17.924.808
<b>Total</b>			<b>11.925,26</b>	<b>2.898,00</b>	<b>3.194,00</b>	<b>34.559.390</b>	<b>38.089.265</b>
Quota-parte 2008	8,63%			Tarifa Média - R\$ / MW			
Quota-parte 2009	8,58%				10.164,82		
REDE BÁSICA - RESUMO						DRA	DRP
REDE BÁSICA NODAL						307.921.134	362.476.866
REDE BÁSICA FRONTEIRA						47.012.164	43.001.734
MUST ITAIPU (quota-parte escalonada)						34.559.390	38.089.265
Encargo Rede Básica - TUSDg						-	-
Encargo ONS - TUSDg						-	5.530.068
<b>DESPESA TOTAL</b>						<b>389.492.688</b>	<b>449.097.933</b>

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Quadro VI

TARIFA MÉDIA DA ENERGIA COMPRADA (RTP 2008)			
Empresa Vendedora	Energia - MWh	R\$	Tarifa média 2008
2005-08 (1º Existente)	5.019.750	345.564.705,46	68,84
2006-08 (1º Existente)	5.296.205	426.909.662,55	80,61
2007-08 (1º Existente)	1.006.360	90.955.187,60	90,38
2008-08 (2º Existente)	593.760	57.545.432,68	96,92
2006-03 (3º Existente)	481	34.515,74	71,71
2007-08 (5º Existente)	138	15.954,35	115,32
LIG121SE (6º Existente) - Ajuste	45.535	6.331.619,50	139,05
A-3 2008-30 H (1º Nova)	22.398	2.713.381,15	121,14
A-3 2008-15 T (1º Nova)	177.376	26.400.701,37	148,84
A-4 2009-30 H (1º Nova)	17.965	2.325.499,78	129,45
A-4 2009-15 T (1º Nova)	229.249	34.197.080,07	149,17
A-3 2009-30 H (2º Nova)	144.761	20.471.283,29	141,41
A-3 2009-15 T (2º Nova)	90.687	13.268.414,21	146,31
UTE Norte Fluminense	6.351.000	808.672.830,00	127,33
ITAIPU	5.706.169	579.867.234,05	101,62
PROINFA	446.911	-	-
5. SOBRA (+)	355.226	37.576.058,24	105,78
<b>TOTAL</b>	<b>25.503.973</b>	<b>2.452.849.560,05</b>	<b>96,18</b>

Fls. 42 Nota Técnica nº 358 /2009-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2009– Processo nº 48500.002513/2009-97

**Quadro VII**

<b>LIGHT - DRA</b>			
<b>Empresas Vendedoras</b>	<b>MWh</b>	<b>R\$/MWh - 2008</b>	<b>DRA - R\$</b>
<b>1) CONTRATOS BILATERAIS</b>	<b>6.351.000</b>		<b>610.808.624,28</b>
Norte Fluminense	6.351.000	96,18	610.808.624,28
<b>2) LEILÃO AJUSTE</b>	<b>711.025</b>		<b>68.382.955,99</b>
6º Leilão de Ajuste	44.652	96,18	4.294.434,04
9º Leilão de Ajuste (10 meses)	666.373	96,18	64.088.521,94
<b>3) LEILÃO ENERGIA NOVA</b>	<b>652.132</b>		<b>62.718.912,96</b>
A-3 2008-H30	21.851	96,18	2.101.519,79
A-3 2008-T15	173.954	96,18	16.730.075,01
A-4 2009-H30	17.521	96,18	1.685.130,96
A-3 2009-H30	141.094	96,18	13.569.720,55
A-4 2009-T15	224.802	96,18	21.620.346,34
A-3 2009-T15	72.910	96,18	7.012.120,30
<b>4) LEILÃO ENERGIA EXISTENTE</b>	<b>11.690.744</b>		<b>1.124.359.547,04</b>
LEILÃO 2005-08	4.925.755	96,18	473.735.498,04
LEILÃO 2006-08	5.194.348	96,18	499.567.417,33
LEILÃO 2007-08	987.826	96,18	95.004.315,06
LEILÃO 2006-03	472	96,18	45.397,51
LEILÃO 2007-08 (A-1)	135	96,18	12.983,93
LEILÃO 2008-08	582.208	96,18	55.993.935,17
LEILÃO 2009-08	0	96,18	-
<b>5) ITAIPU</b>	<b>5.658.735</b>	<b>96,18</b>	<b>544.229.963,48</b>
<b>6) PROINFA</b>	<b>452.967</b>	<b>96,18</b>	<b>43.564.169,60</b>
<b>7) EXPOSIÇÃO CCEE</b>	<b>0</b>	<b>96,18</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL ENERGIA REQUERIDA EM DRA</b>	<b>25.516.602</b>	<b>96,18</b>	<b>2.454.064.173,35</b>
Energia Requerida	VERDADEIRO		
<b>LIGHT - DRP</b>			
<b>Empresas Vendedoras</b>	<b>MWh</b>	<b>R\$/MWh - 2009</b>	<b>DRP - R\$</b>
<b>1) CONTRATOS BILATERAIS</b>	<b>6.351.000</b>	<b>127,72</b>	<b>811.125.408,68</b>
Norte Fluminense	6.351.000	127,72	811.125.408,68
<b>2) ITAIPU</b>	<b>5.592.371</b>	<b>89,87</b>	<b>502.603.753,38</b>
<b>3) PROINFA</b>	<b>481.289</b>	<b>0,00</b>	<b>-</b>
<b>SUBTOTAL (1+2+3+4+5)</b>	<b>12.424.661</b>		<b>1.313.729.162,06</b>
<b>CONTRATAÇÕES APÓS LEI 10.848</b>	<b>12.911.784</b>	<b>87,72</b>	<b>1.132.674.617,62</b>
<b>TOTAL ENERGIA REQUERIDA EM DRP</b>	<b>25.336.445</b>	<b>96,56</b>	<b>2.446.403.779,68</b>

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

**Quadro VIII**

BALANÇO ENERGÉTICO PARA DEFINIÇÃO DE SOBRAS FÍSICAS NO IRT		TOTAL - MWh
(1)	Energia PROINFA - MWh	452.967
(2)	Itaipu - MWh	5.658.735
(3) = (4)+(5)+(6)+(7)	Compra de Energia	19.663.077
(4)	Contratos Bilaterais - MWh	6.351.000
	Norte Fluminense	6.351.000
(5)	Leilão - Energia Existente - MWh	11.921.960
	LEILÃO 2006-03	481
	LEILÃO 2008-08	593.722
	LEILÃO 2006-08	5.297.080
	LEILÃO 2005-08	5.023.176
	LEILÃO 2007-08 (A-1)	138
	LEILÃO 2007-08	1.007.363
	LEILÃO 2009-08	0
(6)	Leilão - Ajuste - MWh	725.087
	6º Leilão de Ajuste	45.535
	9º Leilão de Ajuste (10 meses)	679.552
(7)	Leilão - Energia Nova - MWh	665.030
	A-3 2008-H30	22.283
	A-3 2008-T15	177.395
	A-4 2009-H30	17.868
	A-3 2009-H30	143.884
	A-4 2009-T15	229.248
	A-3 2009-T15	74.352
(8) = (1)+(2)+(3)	Energia Disponível - MWh (CONTRATOS)	25.774.779
(9)	Fornecimento - MWh	18.595.959
(10)	Suprimento - MWh	0
(11) = (9) + (10)	Totais de Vendas - MWh (MERCADO)	18.595.959
(12)	Perdas Regulatórias ( % DRA)	21,71%
(13)	Perdas Regulatórias ( % DRP)	21,30%
(14) = (11) / (( 1 - (13)	Energia Requerida - MWh (DRP)	25.336.445
(15) = (11) / (( 1 - (12)	Energia Requerida - MWh (DRA)	25.516.602
(16) = (8) - (15)	Disponibilidade Líquida (SOBRAS)	258.177

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.