

## Nota Técnica nº. 341/2010-SRE/ANEEL

Em 28 de outubro de 2010.

Processo: 48500.003119/2010-18

Assunto: Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica, das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, fixação da receita anual das instalações de conexão, estabelecimento do valor 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 2010 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 nº. 001/1996.

### II. DOS FATOS

2. A LIGHT, sediada na cidade do Rio de Janeiro – RJ, atende aproximadamente **3,6 milhões** de unidades consumidoras distribuídas em 31 municípios do estado e o consumo de energia elétrica representa um faturamento anual na ordem de **R\$ 5,6 bilhões**.

Tabela 1: Consumo e clientes da LIGHT

Classe de consumo	Nº de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia*	Participação no Consumo	Consumo Médio Mensal
Residencial	3.371.191	8.279.957	42,1%	205
Industrial	9.904	1.811.970	9,2%	15.246
Comercial	245.592	6.222.717	31,7%	2.111
Rural	10.614	50.860	0,3%	399
Poder Público	9.995	1.455.035	7,4%	12.131
Iluminação Pública	628	675.608	3,4%	89.651
Serviço Público	1.266	1.088.432	5,5%	71.645
Consumo Próprio	326	73.482	0,4%	18.784
<b>Total</b>	<b>3.649.516</b>	<b>19.658.062</b>	<b>100,0%</b>	<b>449</b>

Fonte: SAMP \*(set/09 a ago/10)

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

## **II.1. 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 Primeiro 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.

5. Em 26 de fevereiro de 2010 foi assinado o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 001/1996, dando nova redação a Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, alterando a forma de cálculo dos reajustes tarifários anuais visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da Parcela A, conforme informado pela Superintendência de Concessões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT, por meio do Memorando nº 227/2010-SCT/ANEEL, de 09/03/2010.

## **II.2. Aspectos Metodológicos**

6. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconhece que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

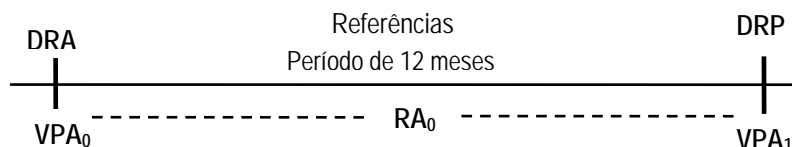
7. Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica e explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante e variação escapam à vontade ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais. A Parcela B compreende o valor remanescente da receita, envolvendo, portanto, os chamados “custos gerenciáveis”. São custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros), além da cota de depreciação e da remuneração dos investimentos.

8. O objetivo do Reajuste Tarifário Anual (IRT) é restabelecer o poder de compra da receita da concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Acontece anualmente, na data de aniversário do contrato, exceto no ano de revisão tarifária. Para aplicação dessa fórmula, são calculados todos os custos não-gerenciáveis da distribuidora (parcela A). Os outros custos, constantes da parcela B, são

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

corrigidos pelo IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas. A correção da parcela B ainda depende do fator X, índice fixado pela ANEEL na época da revisão tarifária. Sua função é repartir com o consumidor os ganhos de produtividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

9. Dessa forma, e em cumprimento do contrato de concessão, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas, o procedimento de reajuste tarifário anual (IRT), com base no esquemático abaixo:



10. O novo Índice de Reajuste Anual (IRT) é então calculado mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

onde:

VPA<sub>1</sub> - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do "Mercado de Referência", aqui entendido como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

RA<sub>0</sub> - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

VPB<sub>0</sub> - Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior", e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA<sub>0</sub> - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X - Número índice definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

### II.3. Reajuste Tarifário de 2009

11. Conforme consta da Resolução Homologatória n° 905, de 2009, as tarifas de energia elétrica da LIGHT foram reajustadas, em média, em 5,65% a partir de 04 de novembro de 2009, sendo 0,88% referentes ao reajuste tarifário contratual e 4,77% relativos aos componentes financeiros adicionais devidos. O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 3,11%.

12. Em 18 de novembro de 2009 a Light interpôs Recurso Administrativo contra a referida Resolução.

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

13. A Nota Técnica n° 272/2010-SRE/ANEEL, de 1° de setembro de 2010, identificou e optou por: (i) retificar erro material ocorrido na abertura tarifária do reajuste de 2009 bem como (ii) conceder provimento parcial ao Recurso Administrativo interposto.

### III. DA ANÁLISE

#### III.1. Proposta da Concessionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2010

14. Por meio da PR-212/10, de 24 de setembro de 2010, a LIGHT encaminhou à ANEEL solicitação de Reajuste Tarifário Anual econômico de **9,04%**, a ser aplicado às suas tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 07 de novembro de 2010, que somados aos financeiros vigentes de -1,38% e retirados os financeiros do último reajuste no valor de 4,77%, a concessionária calculou um efeito médio de **2,8%** a ser percebido pelos consumidores.

#### III.2. Precedentes

15. A Superintendência de Regulação Econômica – SRE, em reunião realizada em 08 de setembro de 2010, 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 e apresentar os prazos a serem atendidos para entrega de informações.

16. Segundo a Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira – SFF, conforme as disposições constantes do art. 10 da Lei n° 8.631, de 04 de março de 1993, alterado pelo art. 7° da Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004, a LIGHT encontra-se, nesta data, adimplente com as obrigações intra-setoriais relacionadas no referido dispositivo legal.

#### III.3. Período de Referência

17. O período de referência para o reajuste da LIGHT é de novembro/2009 a outubro/2010.

#### III.4. Fator X

18. Conforme a Resolução Homologatória n.º 905, de 04 de novembro de 2009, que divulgou o resultado definitivo da Revisão Tarifária Periódica de 2009 da LIGHT, foi estabelecido, para o atual ciclo tarifário da distribuidora, o valor do componente Xe em **0,00%**.

19. O componente Xa do “Fator X” é recalculado em cada reajuste tarifário anual na forma do Anexo VI da Resolução Normativa n.º 234, de 31 de outubro de 2006, sendo considerado para o atual reajuste o valor de 0,86%, resultando, para a LIGHT, um Fator X de 0,86%, como pode ser verificado na tabela a seguir.

Tabela 2: Fator X

Componentes	Cálculo	Valor
IGP-M	g	8,81%
IPCA	c	5,06%
Xe	e	0,00%
Xa	a	0,86%
<b>Fator X</b>	<b><math>e*(1+g-a)+a</math></b>	<b>0,86%</b>

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

### III.5. Cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2010

20. O Reajuste Tarifário Anual da LIGHT, calculado pela SRE, para aplicação em 07 de novembro de 2010, resultou no percentual total de **6,72%**, sendo **8,21%** relativo ao cálculo econômico e **-1,48%** referente aos componentes financeiros pertinentes.

21. O índice médio final do reajuste, de **6,72%**, foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado para o período de referência e o Fator X conforme constam na tabela do item III.4, resultando um percentual de **7,95%** a ser aplicado para atualizar a Parcela B da receita da concessionária. O índice compreende também a atualização de custos relativos à compra de energia, aos encargos setoriais e ao transporte de energia.

#### III.5.1. Receita Anual

22. No cálculo da Receita Anual – RA<sub>0</sub> da LIGHT, na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência, foi considerado o valor de **R\$ 5.613.081.776,32**, obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF enviado pela concessionária. Todavia será adicionada ao RA<sub>0</sub> uma bolha econômica da ordem de **R\$ 5,4 milhões**, segundo Nota Técnica nº 272/2010-SRE/ANEEL.

Tabela 3: Mercado GTF

MERCADO	MWh	R(\$)
<b>Fornecimento</b>	<b>19.502.216,00</b>	<b>5.148.928.229,94</b>
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)	1.259.308,00	216.946.412,17
A3 (69 kV)	-	-
A3a (30 kV a 44 kV)	503.491,00	117.373.804,97
A4 (2,3 kV a 25 kV)	4.792.212,00	1.189.530.702,09
As	360.541,00	105.675.149,11
BT (menor que 2,3 kV)	12.586.664,00	3.519.402.161,60
Suprimento		
Consumidores Livres	2.899.805,02	233.805.444,61
Consumidor Distribuição	3.149.870,00	162.342.835,28
Consumidor Gerador		62.586.768,00
<b>TOTAL</b>	<b>25.551.891,02</b>	<b>5.607.663.277,83</b>

#### III.5.2. Encargos

23. Os Encargos Setoriais, RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, ONS, PROINFA e ESS são definidos em Leis, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL, e não representam ganhos de receita para a concessionária, pois seus valores são repassados integralmente. A seguir somente os encargos recolhidos pela LIGHT.

24. A **Reserva Global de Reversão – RGR**, criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. As quotas

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

anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução n° 23/2009, são definidas com base em 2,5% do investimento “pro rata tempore”, observado o limite de 3,0% das receitas de cada concessionária, constantes das contas “Fornecimento”, “Suprimento”, “Receita de Uso da Rede Elétrica” e “Serviço Taxado” constantes na “Receita Líquida” de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia.

25. **A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC**, criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoelétrica nos sistemas isolados, estes custos são rateados por todo o país em função do mercado de cada distribuidora. Os valores da CCC são fixados com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela ELETROBRÁS. Essas previsões são feitas com base nas condições previstas de hidraulicidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica.

26. **A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e regulamentada pelo Decreto n° 4.541/2002, tem a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA (IBGE). As quotas da CDE para o exercício seguinte têm por base a quota definida para o exercício anterior, incorporando o crescimento de mercado, no período de setembro/ano1 a agosto/ano2, e atualizado pelo IPCA, do mesmo período.

27. **A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE** foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, conforme dispõe o Decreto n° 2.410/1997. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

28. A Lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRÁS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto no 5.025/2004, sendo suas quotas determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL n° 127/2004.

29. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** foi criado pela Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final, conforme determinam a Resolução ANEEL n° 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL n° 316/2008.

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

### **Neutralidade dos Encargos**

30. Após as etapas de contribuições no âmbito da Audiência Pública nº 043/2009, a Diretoria Colegiada da ANEEL, em reunião pública realizada no dia 02 de fevereiro de 2010, aprovou o modelo-padrão de Termo Aditivo aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, para aprimoramento dos procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, de modo a assegurar a neutralidade dos itens de custos não gerenciáveis da "Parcela A", em relação aos encargos setoriais.

31. Foi parcialmente alterada a redação da Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, especificamente no que se refere à definição do Valor da Parcela A na Data de Referência Anterior-DRA ( $VPA_0$ ), que passou a ser assim considerada:

*VPA<sub>0</sub>: Valor da "Parcela A" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:*

*(i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;*

*(ii) Para a conexão e o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior, para o uso, e valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, para a conexão; e*

*(iii) Para os demais itens da "Parcela A": valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes aos respectivos itens, vigentes na "Data de Referência Anterior", ao "Mercado de Referência".*

*VPB<sub>0</sub>: Valor da "Parcela B" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:*

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

32. Com a nova redação do inciso (iii) acima apresentada, mesmo mantendo-se a fórmula de obtenção da "Parcela B" por diferença, esta não mais é influenciada, para mais ou para menos, pelos itens da "Parcela A" ( $VPA_0$ ) referentes aos encargos setoriais, cujos custos não variam na mesma proporção do mercado, atendendo, desse modo, os objetivos de eliminar o efeito tarifário causado pela atual metodologia de cálculo do reajuste anual e assegurar a neutralidade dos citados itens de custos não gerenciáveis da "Parcela A". O aprimoramento da metodologia do reajuste tarifário anual consolida-se com o procedimento de cálculo previsto na nova Subcláusula Décima Oitava da Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços.

33. Basicamente, o procedimento de cálculo ora introduzido busca assegurar que: (i) a neutralidade prevista na Subcláusula produza efeitos financeiros a partir de um mesmo mês para todas as concessionárias (fevereiro/2010), independentemente da data de reajuste contratual, proporcionando um tratamento tarifário isonômico em todas as concessões; (ii) o cálculo leve em consideração a variação de mercado, comparando os respectivos valores faturados de cada item no período de referência com os correspondentes valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, ou seja, o tratamento tarifário referente às perdas irrecuperáveis (inadimplência) poderá ser discutido e considerado no âmbito da regulamentação e realização das revisões periódicas; e (iii) as diferenças apuradas serão atualizadas também com base na taxa de juros SELIC, de modo a compatibilizar o cálculo da referida neutralidade com aquele adotado na apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, de que trata a Portaria Interministerial MF/MME nº 025/2002, por ambas possuírem características e finalidades análogas e complementares.

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

34. Assim, os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário, bem como os atos legais que lhes deram origem, estão demonstrados na tabela abaixo:

**Tabela 4: Encargos Setoriais da LIGHT**

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Reserva Global de Reversão – RGR	55.546.085,31	7.352.856,21	-
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	189.280.267,52	305.664.434,41	REH 986/2010
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	11.901.898,00	14.552.529,15	NT nº 322/2010-SRE/ANEEL, de 08/10/2
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	219.848.541,15	206.181.049,65	REH 921/2009
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	46.106.203,93	109.962.697,00	Previsão SRE - jul/2010
Proinfa	101.323.327,44	107.111.258,19	REH 930/2010
P&D e Eficiência Energética	54.865.097,00	68.356.140,61	Fórmula - Res. Normativa nº 233/2006
ONS	203.514,13	198.608,57	Contribuição JUL/10 - JUN/11
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>679.074.934,48</b>	<b>819.379.573,79</b>	

35. Em relação ao P&D, considerou-se o adicional de 0,30% previsto no parágrafo único do art. 1º da Lei nº 9.991/2000, instituído pela Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, destinado ao ressarcimento de Estados e Municípios que tiverem eventual perda de receita decorrente da arrecadação de ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

36. Quanto a quota da RGR, vale ressaltar que esta refere-se ao período de novembro/2010 a dezembro/2010, em atendimento à Lei nº 10.438/2002, que determina o término deste encargo para o final do exercício 2010.

### III.5.3. Transporte de Energia

37. Os custos com transporte de energia elétrica cobrem o custo de transmissão da energia das usinas até as redes de distribuição da concessionária, sendo compostos por Rede Básica, Conexão, e Encargos de Uso, não constituindo receita da concessionária.

38. O **Uso das Instalações da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão de Energia Elétrica** refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL estabeleceu a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica.

39. O **Uso das Instalações de Conexão** refere-se ao uso, pelas distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse encargo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com as tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

40. O **Uso das Instalações de Distribuição** refere-se ao uso das instalações de distribuição de outras distribuidoras. Os valores desse encargo são estabelecidos pela ANEEL com base nos montantes definidos nos contratos de uso entre as distribuidoras.

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



41. Os encargos associados às instalações de transmissão e conexão foram informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, por meio do Memorando nº 344/2010-SRT/ANEEL, de 6 de outubro de 2010, são detalhados nas tabelas abaixo.

42. Os encargos de transporte de energia seguem na tabela abaixo:

**Tabela 5: Encargo de Uso de Rede Básica**

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Rede básica	362.855.288,00	351.841.640,00	REH nº 1.022/2010
Rede básica fronteira	43.407.290,00	47.441.018,00	REH nº 1.022/2010
Rede básica ONS (A2)	5.530.068,00	3.954.144,64	
Conexão	20.466.565,02	27.310.311,29	REH nº 1.022/2010
MUST Itaipu	37.466.802,99	35.261.493,36	REH nº 1.022/2010
Transporte de Itaipu	41.080.523,44	43.598.225,90	REH nº 1.022/2010
<b>Total dos Custos de Transporte</b>	<b>510.806.537,45</b>	<b>509.406.833,19</b>	

### III.5.4. Compra de Energia

43. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, alterou as regras de compra e venda de energia elétrica especialmente no que diz respeito às concessionárias de distribuição de energia elétrica. Foram estabelecidas regras diferenciadas em função do porte da concessionária, ou seja, aquelas com mercado próprio maior ou igual a 500 GWh/ano e aquelas que atendem um consumo inferior a esse patamar.

44. O modelo instituído pela Lei nº 10.848/2004 define dois ambientes em que as contratações devem ser feitas. O primeiro é o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o segundo o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Com relação aos agentes de distribuição, a opção é Ambiente de Contratação Regulada – ACR. O art. 2º da Lei nº 10.848/04 determina que as empresas de distribuição de energia elétrica “deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”.

45. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, a regulamentação permite a atuação no Ambiente de Contratação Regulada, com as seguintes opções: (i) leilões de compra realizados no ACR; (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005.

46. Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, o art. 26 do Decreto nº 5.163/2004 prevê a compra por meio de Leilões de Ajustes no ACR, em que podem ser adquiridos contratos de até um 1% da carga da distribuidora.

47. Ainda, as concessionárias de distribuição situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste estão obrigadas a adquirir a energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica de Itaipu. O valor da despesa com compra de energia de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada, publicados em Resolução Normativa da ANEEL. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$, e adota-se uma data próxima ao reajuste

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

tarifário anual. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e publicada por meio de Resolução Homologatória da ANEEL.

### III.5.4.1. Perdas Técnicas, Não Técnicas e Energia Requerida

48. Cabe à ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas elétricas de distribuição das concessionárias. Denomina-se perdas elétricas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas dissipadas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas são o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; já as perdas não técnicas são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

49. As perdas na distribuição são definidas como a diferença entre a energia injetada na rede de distribuição e a energia fornecida (considerados o mercado cativo, suprimento e consumidores livres faturados). A diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas calculadas são as perdas não técnicas. As equações a seguir ilustram o conceito apresentado:

$$\begin{aligned} \text{Energia Injetada} &= \text{Energia Fornecida} + \text{Perdas de Energia na Distribuição} \\ \text{Perdas de Energia na Distribuição} &= \text{Perdas Técnicas} + \text{Perdas Não Técnicas} \end{aligned}$$

50. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a ser admitido em relação a energia injetada em seu sistema distribuição. Com o valor "regulatório" de perdas determinado dessa forma, adicionado ao valor das perdas de energia na rede básica, é calculado o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária.

51. Cabe ressaltar que o referencial para o índice de perdas técnicas é a energia injetada na concessionária, enquanto para perdas não técnicas o referencial é o nível de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão. A tabela abaixo apresenta os valores para o atual reajuste tarifário da LIGHT.

**Tabela 6: Perdas Rede Básica, Técnicas e Não-técnicas – DRA & DRP**

Descrição	DRA	DRP
Perdas Técnicas	5,61%	5,61%
Perdas na Rede Básica	2,44%	2,50%
Perdas não Técnicas sobre BT	37,19%	35,40%
Mercado Baixa Tensão (MWh)	12.586.664	12.586.664

52. Para a obtenção da energia requerida a ser considerada, tanto na Data de Reajuste Anterior – DRA como na Data de Reajuste em Processamento – DRP, é necessário proceder ao cálculo das perdas físicas (MWh) regulatórias, de acordo com as respectivas perdas percentuais determinadas na última revisão tarifária e somar o mercado de venda da concessionária. Sendo assim são apresentadas as energias requeridas em DRA e em DRP na tabela abaixo:

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

Tabela 7: Energia Requerida – DRA &amp; DRP

Descrição	DRA	DRP
Fornecimento (MWh)	19.502.216	19.502.216
Suprimento (MWh)	0	0
Consumidores Livres (MWh)	8.015.722	8.015.722
Consumidores Rede Básica (MWh)	0	0
<b>Mercado Total</b>	<b>19.502.216</b>	<b>19.502.216</b>
Perdas Rede Básica (MWh)	637.775	646.456
Perdas na Distribuição (MWh)	6.594.699	6.356.007
<i>Perdas Técnicas (MWh)</i>	1.913.719	1.900.328
<i>Perdas não Técnicas (MWh)</i>	4.680.980	4.455.679
<b>Perdas Totais</b>	<b>7.232.474</b>	<b>7.002.463</b>
<b>Energia Requerida</b>	<b>26.734.690</b>	<b>26.504.679</b>

53. Nota-se que o valor da energia requerida da LIGHT é diferente entre DRA e DRP, pois a REH nº 872/2009 estabeleceu que para as perdas não técnicas serão adotados os seguintes valores: 35,40%, 33,61% e 31,82% respectivamente aos reajustes tarifários anuais de 2010, 2011 e 2012, considerando mercado faturado de baixa tensão.

#### III.5.4.2. Valoração da Compra

54. O art. 36 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, estabelece que 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 do mesmo Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, assegurando a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica.

55. Os atuais contratos se classificam nas modalidades a seguir:

- Contratos Bilaterais (CB) – são os contratos firmados a partir da livre negociação entre os agentes, antes da Lei nº 10.848/2004. As contratações de energia de Geração Distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei nº 10.848/2004 também são classificadas como Contratos Bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor a 500 GWh/ano. A Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005 estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída.
- Contratos de Leilões (CL) – são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto nº 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE (hoje Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).
- Contratos de ITAIPU (IT) – referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006.
- CCEAR – são contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto nº 5.163/2004.

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

**Na Data de Referência Anterior – DRA**

56. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia em DRA, de acordo com o Contrato de Concessão, é obtido por meio dos montantes de energia requerida, valorados pelo preço médio de repasse do reajuste tarifário anterior, o qual foi calculado conforme a tabela a seguir:

**Tabela 8: Compra em DRA**

Energia Requerida (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Energia Requerida (R\$)
26.734.690	96,56	2.581.501.681,60

**Na Data do Reajuste em Processamento – DRP**

57. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia em DRP seguirá, conforme o Contrato de Concessão aos seguintes critérios:

(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;

(ii) para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse, relativo aos 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.

58. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica considerando o período de referência em questão.

59. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e energia requerida, ambos do período de referência. A energia disponível é igual ao somatório de geração própria, CCEAR, compra de energia de contratos bilaterais e quota de energia de Itaipu e do Proinfa.

60. O requisito de energia elétrica da LIGHT para atendimento ao seu mercado de referência calculado no item anterior é de **26.734.690 MWh**, formado por **19.502.216 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e **7.232.474 MWh** para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica.

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

**Tabela 9: Balanço de Energia – DRP**

Descrição	Cálculo	DRP (MWh)
Geração Própria	(1)	-
Proinfa	(2)	531.913
Compras	(3)	27.044.306
<i>Ambiente Regulado - CCEAR</i>		15.298.694
<i>Contrato Inicial</i>		
<i>Geração Distribuída</i>		
<i>Bilateral - Norte Fluminense</i>		6.351.000
<i>Itaipu</i>		5.394.612
<b>Energia Disponível</b>	<b>(4) = (1) + (2) + (3)</b>	<b>27.576.219</b>
Fornecimento	(5)	19.502.216
Suprimento	(6)	-
Consumidores Livres	(7)	8.015.722
Consumidores Rede Básica	(8)	-
<b>Total de Vendas</b>	<b>(9) = (5) + (6)</b>	<b>19.502.216</b>
Total de Perdas Regulatórias	(10)	7.002.463
<b>Energia Requerida (Mercado Regulatório)</b>	<b>(11) = (9) + (10)</b>	<b>26.504.679</b>
<b>Disponibilidade Líquida</b>	<b>(12) = (4) - (11)</b>	<b>1.071.540</b>

61. De acordo com o Balanço Energético, a empresa apresentou sobras de **418.247 MWh**, que foram deduzidas dos montantes de energia elétrica adquirida nos leilões de energia, resultando um Fator redutor K (médio anual) de 93,00%, o qual será considerado na apuração da CVA referente à compra de energia, de acordo com a situação verificada em cada mês do período de referência (Fatores K mensais).

62. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da LIGHT, os seus respectivos montantes bem como as despesas de cada contrato, já computadas as deduções nos montantes de energia adquirida nos leilões.

**Tabela 10: Contratos de Compra de Energia Elétrica da LIGHT e respectivas Tarifas em DRP**

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Compra (MWh)
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>			
1º Existente 2005-08	341.864.266,65	75,41	4.533.280
1º Existente 2006-08	450.849.460,65	88,29	5.106.521
1º Existente 2007-08	97.040.413,86	98,95	980.704
2º Existente 2008-08	60.426.968,09	106,16	569.182
MCS D 1º Existente 2005-08	31.173.126,54	74,53	418.247
MCS D 1º Existente 2006-08	7.667.388,79	87,05	88.079
MCS D 1º Existente 2007-08	2.135.437,90	97,67	21.864
MCS D 2º Existente 2008-08	3.481.316,04	104,64	33.271
MCS D 4º Existente 2009-08	2.051.142,83	117,00	17.531
MCS D 5º Existente 2007-08	208.379,10	124,22	1.677
(VR) 1º Nova A-5 2010-15 T	43.897.904,77	145,41	301.889
(VR) 1º Nova A-5 2010-30 H	45.272.897,27	145,41	311.345
(VR) 3º Nova A-5 2011-15 T	48.384.807,24	142,76	338.919
(VR) 3º Nova A-5 2011-30 H	51.459.729,49	142,76	360.458
(VR) 4º Nova A-3 2010-15 T	189.744.321,03	145,41	1.304.887
1º Alternativa A-3 2010-15 T A	18.869.164,52	165,92	113.724
1º Alternativa A-3 2010-30 H A	5.960.768,64	159,52	37.367
1º Nova A-3 2008-15 T	27.987.867,50	157,77	177.397
1º Nova A-3 2008-30 H	2.979.133,47	132,69	22.451
1º Nova A-4 2009-15 T	42.974.731,96	156,13	275.250
1º Nova A-4 2009-30 H	3.058.349,89	141,79	21.570
2º Nova A-3 2009-15 T	13.779.040,59	154,35	89.271
2º Nova A-3 2009-30 H	26.922.533,89	154,90	173.809
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>			
Norte Fluminense	865.514.280,00	136,28	6.351.000,00
ITAIPU	479.333.922,58	88,85	5.394.611,92
PROINFA	-	-	531.913,04
Sobras(-) / Déficit (+)	106.335.924,94	99,24	1.071.540,27
<b>Total</b>	<b>2.756.701.428,32</b>	<b>104,01</b>	<b>26.504.679</b>

63. O preço do contrato entre LIGHT e Norte Fluminense foi informado pela Superintendência de Estudos de Mercado – SEM, por meio do Memorando nº 257/2010-SEM/ANEEL, de 8 de outubro de 2010. Os demais preços são os valores atualizados daqueles resultantes dos leilões ou definidos conforme o Decreto 5.163/2004.

64. Com base no exposto, os custos considerados em DRA e DRP da concessionária LIGHT a título de compra de energia elétrica são respectivamente de **R\$ 2.581.501.681,60** e **R\$ 2.756.701.428,32**.

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

### III.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Tarifário

65. O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, foram criados componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não fazem parte da tarifa econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subseqüentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

66. Os componentes financeiros consistem em:

*i) Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA*, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial n° 025, de 24 de janeiro de 2002 e n° 361, de 26 de novembro de 2004, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda.

67. Os valores da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA em Processamento relativos à LIGHT foram encaminhados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, conforme consta do Memorando n° 1304/2010-SFF/ANEEL, de 15 de outubro de 2010.

68. Com relação aos valores da CVAenergia informados pela SFF, vale destacar que o tratamento dado pela SRE foi o de considerar os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório, obedecida a ordem de corte prevista na Resolução Normativa n° 255, de 06 de março de 2007, alterada pela Resolução Normativa n° 305, de 18 de março de 2008, que estabeleceu os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação de até 103% do mercado regulatório

69. Procedimentos adotados pela SRE em relação à CVAenergia validada preliminarmente pela SFF, dizem respeito à:

(i) inclusão no cálculo da referida CVA das faturas relativas aos montantes de energia do PROINFA (MWh) sem despesas correspondentes, a partir de setembro de 2009, de modo a assegurar a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, haja vista que o pagamento da energia do PROINFA (MWh) advém dos recursos obtidos do recolhimento do próprio encargo PROINFA, por meio das concessionárias;

(ii) observação das regras de repasse tarifário estabelecidas nos artigos 8, 18, 28 e 34 a 36 do Decreto 5.163/2004;

(iii) correção dos valores contratados em MWh de CCEARs na modalidade de disponibilidade;

(iv) incorporação de faturas referentes aos CCEARs por Disponibilidade (leilões de energia nova) dos pagamentos pela LIGHT de usinas atrasadas que não estavam presentes na auditoria; e

(v) aplicação da regra de repasse, estabelecida pela Resolução N° 488, de 29 de agosto de 2002, ao preço praticado entre LIGHT e Norte Fluminense no contrato de compra e venda de energia.

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

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 CVAs 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 e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para prazo de doze meses, ambos referente aos trinta dias anteriores à data do reajuste. No caso da LIGHT, utilizou-se a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no SELIC, no valor de 10,66% a.a., resultando o valor final da CVA em Processamento de **R\$ 57.317.827,09**.

Conforme previsto no § 4º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 2002, foi verificado se o saldo da CVA em Processamento considerado na revisão tarifário de 2009 foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele reajuste tarifário 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, apurou-se um Saldo a Compensar da CVA-Ano Anterior de **-R\$ 11.335.076,27**.

Tabela 11: Valores apurados das CVA's

Descrição CVA	DELTA	30º Dia Anterior	5º Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA <sub>CCC</sub>	40.886.732,71	43.478.319,78	43.741.252,77	46.188.635,95
CVA <sub>CDE</sub>	338.007,89	364.333,43	366.536,72	387.044,95
CVA <sub>REDE BÁSICA</sub>	4.746.631,88	5.528.437,68	5.561.870,63	5.873.064,93
CVA <sub>COMPRA DE ENERGIA</sub>	(46.490.675,95)	(49.441.686,33)	(49.740.682,48)	(52.523.741,99)
CVA <sub>PROINFA</sub>	10.688.141,21	11.172.414,53	11.239.979,16	11.868.871,43
CVA <sub>ESS</sub>	41.349.458,50	42.106.885,49	42.361.524,80	44.731.710,31
<b>CVA TOTAL em processamento</b>	<b>52.235.251,08</b>	<b>53.954.457,94</b>	<b>54.280.744,85</b>	<b>57.317.827,09</b>
CVA Saldo a compensar Ano Anterior				(11.335.076,27)
<b>CVA TOTAL</b>	<b>52.235.251,08</b>	<b>53.954.457,94</b>	<b>54.280.744,85</b>	<b>45.982.750,82</b>

ii) **Neutralidade dos Encargos Setoriais.** Em conformidade com a redação dada à *Subcláusula Décima - Oitava* do Contrato de Concessão nº 019/2001, procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas a partir de fevereiro/2010 entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste anterior. O total das diferenças, atualizadas pela SELIC para outubro de 2010 totalizou o valor negativo de **R\$ (29.282.866,87)** que será reduzido da tarifa.

iii) **Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira.** Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, informada pela SRT por meio do Memorando 344/2010 de 06 de outubro, no valor de **R\$ (4.694.134,40)**, referente aos valores financeiros relativos à apuração das parcelas da RAP de fronteira para o ciclo tarifário da transmissão 2009-2010, à parcela de revisão da receita anual e à parcela de outros ajustes nas receitas anuais das transmissoras FURNAS e LIGHT. O valor da PA Fronteira deverá ser considerado no cálculo da Tarifa Média da Rede Básica, para fins de apuração da CVA Rede Básica no próximo reajuste tarifário.

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



iv) **Repasse de Sobrecontratação de Energia.** 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 anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução Normativa nº 255 de 06 de março de 2007, alterada pela Resolução Normativa nº 305, de 18 de março de 2008. Pelo exposto, e considerando que a concessionária esteve exposta e não sobrecontratada em 2009, está sendo repassado o resultado financeiro no mercado de curto prazo, referente à sazonalização da energia contratada para atendimento de até 100% do mercado regulatório, no valor de **R\$ (56.025.893,83)**, calculado com base nos relatórios da CCEE.

v) **Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.** 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 prevêm 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. A SRE apurou, com base nos relatórios da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, uma exposição líquida de **R\$ 694.470,56**, já atualizado pelo IPCA, pelas contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2009.

vi) **Custos decorrentes de garantias financeiras.** Exigidas na contratação de energia regulada. O aporte prévio de garantias financeiras é exigido para a realização de vários tipos de transações comerciais entre os agentes do setor, entre estas os leilões do ACR, a liquidação de curto prazo na CCEE e contratos de compra e venda de energia elétrica. Os processos de reajuste tarifário têm reconhecido tal componente financeiro considerando que a constituição destas garantias, por exigência legal, contribui para a modicidade tarifária, uma vez que possibilitam aos vendedores a redução dos preços de venda, por assegurarem o recebimento dos valores envolvidos na compra e venda de energia elétrica. Sendo assim, está sendo considerado o valor nominal de **R\$ 408.728,11**, tendo em vista os valores informados pela SFF.

vii) **Adicional de 0,30% no P&D.** Consiste no recolhimento de adicional no P&D destinado ao ressarcimento de Estados e Municípios que tiverem eventual perda de receita decorrente da arrecadação de ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, previsto no parágrafo único do art. 1º da Lei nº 9.991/2000, instituído pela Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, no valor de **R\$ 13.465.601,94**.

viii) **Subsídio, Reversão e Previsão - Baixa Renda.** Consiste da complementação de receita ao valor da subvenção da CDE destinado a cobertura dos descontos concedidos aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda, conforme Resolução Normativa n.º 89, de 25 de outubro de 2004, no valor atualizado pelo IGP-M de **R\$ 41.826.158,04**, com base nos dados fornecidos pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC por meio dos Memorandos nº 785/2010-SRC/ANEEL, de 18 de outubro de 2010. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (37.151.540,35)** referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida na revisão tarifária de 2009. Ainda, concede-se a título de Previsão do Subsídio Baixa Renda, para os próximos 12 meses, o valor de **R\$ 39.634.355,61**, devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária.

ix) **Subsídio, Reversão e Previsão – TUSD (Consumidor Livre – Fontes Incentivadas).** Consiste na compensação da perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores e consumidores livres de fontes incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004. O valor considerado atualizado pelo IGP-M é de **R\$ 40.209.196,17**, referente ao

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

período de outubro de 2009 a outubro de 2010. Este valor foi fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (30.432.650,24)** referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida na revisão tarifária de 2009 da distribuidora. Ainda, concede-se a título de previsão do subsídio TUSD (Consumidor Livre – Fontes Incentivadas para os próximos 12 meses, o valor de **R\$ 38.247.332,49**, devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária.

*x)* **Subsídio, Reversão e Previsão – TUSD G (Geração – Fontes Incentivadas).** Consiste na compensação da perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores e consumidores livres de fontes incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004. O valor considerado atualizado pelo IGP-M é de **R\$ 867.815,27**, referente ao período de outubro de 2009 a outubro de 2010. Este valor foi fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (1.287.137,90)** referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida na revisão tarifária de 2009 da distribuidora. Ainda, concede-se a título de previsão do subsídio TUSD (Consumidor Livre – Fontes Incentivadas para os próximos 12 meses, o valor de **R\$ 816.249,08**, devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária.

*xi)* **Subsídio, Reversão e Previsão - Auto-produtor e Produtor Independente.** Consiste na perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos na TUSD CCC, CDE e PROINFA, para o consumo próprio de auto-produtor e produtor independente de energia, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 166, de 11 de novembro de 2005. Após análise do mercado da concessionária no período de referência, em consonância com o art. 30 da REN n° 166/2005, verificou-se que o universo de consumidores pagantes proporcionou uma receita relativa aos encargos suficiente para compensar parcialmente o montante dos descontos dados pela LIGHT aos autoprodutores e produtores independentes. A parte a ser considerada se refere ao período de fevereiro/2010 a outubro/2010, no valor atualizado de **R\$ 7.843.517,02**, uma vez que a partir de fevereiro de 2010 passou a vigorar o Terceiro Termo Aditivo, que inseriu a neutralidade dos Encargos Setoriais da Parcela A e, portanto, implicou na perda de receita referente a tais encargos ao ser considerado os efeitos financeiros da neutralidade. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (1.287.137,90)** referente à Reversão da Previsão concedida no cálculo tarifário anterior. Além disso, concede-se a título de previsão deste subsídio para os próximos 12 meses o valor de **R\$ 7.566.208,33**, devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária.

*xii)* **Ajuste Financeiro da ValeSul, CSN e CSA.** Em função da não consideração do mercado desses consumidores livres 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\$ (142.481.465,99)** ocorrida entre novembro de 2009 a outubro de 2010, e também considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pelo IGPM, de **R\$ 134.300.744,04**, além da nova previsão negativa para os próximos 12 meses de **R\$ (135.430.066,57)**.

*xiii)* **Financeiro Recálculo Abertura Tarifária.** A Nota Técnica n° 272/2010-SRE/ANEEL, de 1º de setembro de 2010, concluiu:

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

*"que houve um erro material na abertura tarifária do reajuste de 2009 da LIGHT, visto que a concessionária arrecadará mais do mercado de geração do que o previsto". Tal arrecadação será R\$ 18.107.832,05 maior que o considerado para completar a receita necessária da LIGHT. Diante da constatação de erro material no cálculo da abertura tarifária do reajuste de 2009, a ANEEL tem o dever de rever de ofício tal imprecisão, utilizando-se de sua auto-tutela. Dessa maneira, o valor em questão deverá ser revertido para a modicidade tarifária no próximo período tarifário, ajustado pelo IGPM do período."*

O valor em questão devidamente atualizado é de **R\$ (19.703.495,66)**.

### ***Financeiros Pleiteados e não considerados***

*i) Ajuste CVA – IRT 2009 Fator K.* A LIGHT solicita que seja recalculada a CVAenergia apurada no seu IRT 2009 para substituir os Fatores K mensais então considerados para os meses de janeiro a agosto de 2009, sob o argumento de que: "O cálculo do fator K, por sua vez, deve ocorrer após a apuração dos montantes contratados no ano civil, conforme estabelece o art. 38 do Decreto nº 5.163, de 2004. Nesse sentido, o cálculo da CVA energia IRT 2009, que compreendeu os períodos de competência de Set/08 a Ago/09, considerou um fator K provisório. Tendo sido realizado o ano civil de 2009, é possível obter o fator K definitivo daquele período, mês a mês. Desta forma, uma atualização da CVA energia do IRT 2009, considerando o fator K definitivo para os meses de Janeiro a Agosto de 2009 se faz necessária". O valor pleiteado foi de **R\$ 4.302.363,51**.

Preliminarmente, cabe esclarecer que o art. 38 do Decreto nº 5.163/2004 não estabelece que o Fator K deva ser calculado após o término do ano civil, como afirma a concessionária. Referido dispositivo legal, que foi regulamentado pela Resolução Normativa nº 255, de 2007, diz respeito ao repasse às tarifas dos custos com aquisição de energia de até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Portanto, o cálculo relativo à sobrecontratação de energia é que deve ser realizado após finalizado o ano civil, como assim está regulamentado pela ANEEL. Por sua vez, a CVAenergia deve ser apurada considerando-se o período de referência do reajuste tarifário. No caso da LIGHT, no IRT 2009, o cálculo da sobrecontratação referiu-se ao ano civil de 2008, enquanto que o cálculo da CVAenergia levou em conta o período de referência 2008/2009 (faturas relativas aos meses de competência de set/08 a ago/09).

Também merece reparo a afirmativa da concessionária de que no cálculo da CVAenergia do IRT 2009 foram considerados Fatores K provisórios. O procedimento adotado nos reajustes tarifários de todas as concessionárias para apurar os Fatores K mensais do ano em curso, considera as informações oficiais constantes do SAMP (receita de fornecimento e compra de energia) e outras fornecidas pela CCEE (compra e venda de energia no curto prazo), bem como dados oriundos de outros cálculos que fazem parte do IRT (percentual de perdas, por exemplo). Sendo assim, os Fatores K mensais de janeiro a agosto/2009 utilizados no cálculo da CVAenergia de 2009 da LIGHT não eram provisórios, mas definitivos, para fins de homologação do resultado do reajuste tarifário anual de 2009 da concessionária. Não fosse assim, todos os resultados de processos de reajuste ou revisão tarifária, que contenha cálculo de CVAenergia, seriam sempre provisórios, precisando ser recalculados no ano seguinte, o que não é razoável.

Vale ressaltar que o procedimento atualmente adotado para cálculo dos Fatores K mensais do ano em curso, portanto, antes de se conhecer os dados dos doze meses do respectivo ano civil, já constitui um aprimoramento regulatório, visto que anteriormente utilizava-se um Fator K anualizado, ou seja, único para todos os meses do período de referência de cada concessionária. Ademais, uma eventual diferença, se houver, que pode ser para mais ou para menos, tende a ser de pequena monta relativamente à receita da concessionária, sendo que o custo regulatório dessa permanente provisoriedade do cálculo tarifário anual é muito maior do que o benefício do seu recálculo, haja vista o baixo, quase nulo, impacto nas tarifas.

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

Por fim, tendo sido o IRT 2009 da LIGHT homologado em definitivo por meio da REH nº 905/2009, importa lembrar que é de dez dias o prazo para interposição de recurso administrativo, contado a partir da ciência ou divulgação oficial da decisão referente ao reajuste ou revisão tarifária, vedado o conhecimento de recurso ou de qualquer questionamento intempestivos atinentes a cálculos tarifários anteriores, conforme preceitua o art. 63 da Lei nº 9.784/1999. A propósito, contra o resultado do IRT 2009, a LIGHT interpôs recurso administrativo no devido prazo recursal, o qual, no entanto, não continha qualquer questionamento acerca dos fatores K considerados na CVAenergia, o que somente agora vem sendo apresentado de forma intempestiva. Por todo o exposto, entende-se que deva ser rejeitado o pleito da concessionária.

ii) **Neutralidade Receitas Irrecuperáveis Encargos Setoriais.** Com a assinatura do último aditivo ao contrato de concessão que introduziu a neutralidade dos encargos setoriais, a concessionária pleiteia o valor de **R\$ 18.741.490,01** referente aos encargos setoriais não arrecadados devido às receitas irrecuperáveis. Sobre esse assunto, nota-se que seu mérito encontra-se em discussão no âmbito da Audiência Pública 040/2010, que trata das metodologias e critérios gerais do terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas, mais precisamente na Nota Técnica nº 270/2010, de 25 de agosto de 2010.

### Resumo dos Componentes Financeiros

70. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros.

Tabela 12: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)
CVA em processamento	57.317.827,09
CVA saldo a compensar	(11.335.076,27)
Subsídio, reversão e previsão - Geração Fonte Incentivada TUSD G-Res 77/2004	396.926,45
Subsídio, reversão e previsão - Consumidor Livre Fonte Incentivada - Res 77/2004	48.023.878,42
Subsídio, reversão e previsão - Auto-Produtor e Produtor Independente-Res 166/2006	7.341.405,02
Subsídio, reversão e previsão - Baixa Renda	44.308.973,30
Neutralidade dos Encargos	(29.282.866,87)
Repasse de Sobrecontratação - REN 255/2007	(56.025.893,83)
Exposição entre Submercados	694.470,56
Garantia Financeira na contratação regulada de energia	408.728,11
PA rede básica - fronteira	(4.694.134,40)
PA conexão	2.716.301,67
Ajuste financeiro P & D, Eficiência Energética e Ressarc. ICMS Sistemas Isolados	13.465.601,94
Devolução de receita Valesul/CSN/CSA	(142.481.465,99)
Previsão devolução de receita CSN e CSA	(135.430.066,57)
Reversão da Previsão devolução de receita Valesul/CSN/CSA	134.300.744,04
Financeiro Recalculo Abertura Tarifária	(19.703.495,66)
<b>TOTAL</b>	<b>(89.978.142,98)</b>

### III.8. Análise dos Resultados

71. A diferença entre o reajuste solicitado pela LIGHT, de **7,66%**, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de **6,72%**, com a motivação para cada uma das diferenças, está demonstrada a seguir.

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

**Tabela 13: Diferenças entre o pleito da LIGHT e cálculo da SRE**

Descrição	Empresa	Aneel	Motivo
IGP-M - Fator X	7,09%	7,95%	Empresa não atualizou IGP-M
RA <sub>0</sub>	5.607.755.011	5.613.081.776	Não há
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>821.326.579</b>	<b>819.379.574</b>	
Reserva Global de Reversão – RGR	8.801.366	7.352.856	Informação SFF
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	305.664.434	305.664.434	Não há
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	12.159.296	14.552.529	Aneel utilizou valores homologados pela SRE
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	206.181.050	206.181.050	Não há
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	109.962.697	109.962.697	Não há
Proinfra	107.111.258	107.111.258	Não há
P&D e Eficiência Energética	71.446.477	68.356.141	Diferente de base de cálculo
<b>Custo com Transporte de Energia</b>	<b>508.999.758</b>	<b>509.406.833</b>	
Rede básica	355.882.488	355.795.785	ANEEL utilizou valores homologados pela SRT
Rede básica fronteira	47.425.779	47.441.018	ANEEL utilizou valores homologados pela SRT
Conexão	26.821.452	27.310.311	ANEEL utilizou valores homologados pela SRT
<b>Compra de Energia</b>	<b>2.812.124.023</b>	<b>2.756.701.428</b>	
Energia Comprada	2.812.124.023	2.277.367.506	Valores de preços dos contratos diferentes
Itaipu	-	479.333.923	Empresa inclui na energia comprada
VPB <sub>1</sub>	1.972.352.651	1.988.155.730	Devido a diferença dos demais itens
<b>IRT</b>	<b>9,04%</b>	<b>8,21%</b>	
<b>CVA</b>	<b>16.279.552</b>	<b>16.699.884</b>	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	76.433.439	73.893.396	Valores fiscalizados pela SFF e validados pela SRE
CVA em Processamento - Energia comprada	(50.546.977)	(52.523.742)	Valores fiscalizados pela SFF e validados pela SRE
CVA em Processamento - Transmissão	4.470.042	6.665.306	Valores fiscalizados pela SFF e validados pela SRE
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(14.076.952)	(11.335.076)	Metodologia de cálculo
<b>Subsídios</b>	<b>106.070.416</b>	<b>100.071.183</b>	
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/2004	52.826.543	48.023.878	Fiscalizados pela SFF
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	351.527	396.926	Valores fiscalizados pela SFF
Subsídio, Reversão e Previsão APE/PIE-Res.166/2005	8.767.187	7.341.405	Valores fiscalizados pela SFF e validado pela SRC
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	44.125.159	44.308.973	valores fiscalizados pela SRC
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>(206.940.136)</b>	<b>(206.749.210)</b>	
Repasso da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	(57.588.556)	(56.025.894)	Valores validados pela CCEE e SRE
Exposição CCEAR entre Submercados	-	694.471	Valores validados pela CCEE e SRE
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	331.099	408.728	Não há
Parcela de Ajuste RB Fronteira	(2.082.238)	(4.694.134)	Valores validados pela SRT
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	-	2.716.302	Valores validados pela SRT
Ajuste financeiro P & D, Eficiência Energética e Ressarc. ICMS Sistemas Isolados	12.704.874	13.465.602	Diferença do pró-rata de agosto de 2010
Devolução, Reversão, Previsão de Receita Valesul/CSA/CSN	(163.833.751)	(143.610.789)	Fiscalizados pela SFF
Correção Abertura Tarifária	(19.515.417,59)	(19.703.495,66)	Diferença de atualização
Ajuste CVA - IRT 2009 - Fator k	4.302.363,51	-	ANEEL não condiserou
Neutralidade Receitas Irrecuperáveis Encargos Setoriais	18.741.490,21	-	ANEEL não condiserou
<b>CVA</b>	<b>0,27%</b>	<b>0,27%</b>	
<b>Subsídios</b>	<b>1,73%</b>	<b>1,65%</b>	
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>-3,38%</b>	<b>-3,40%</b>	
<b>Reajuste Tarifário com Financeiros</b>	<b>7,66%</b>	<b>6,72%</b>	
Financeiros retirados da base	-4,69%	-4,69%	
<b>Efeito a ser percebido pelos Consumidores Cativos</b>	<b>2,97%</b>	<b>2,04%</b>	

72. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise da apuração dos principais itens do IRT da LIGHT.

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

73. O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT da LIGHT, para aplicação a partir de 07 de novembro de 2010, resultou em um ajuste médio das tarifas de **6,72%**. Este valor é composto pelo Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico de **8,21%** acrescidos os componentes financeiros, no total de **-1,48%**.

74. O Valor da Parcela A – VPA apresentou uma variação de **8,3%** no período de referência, representando um percentual de **5,60%** na composição do IRT da concessionária. Dentre os diversos itens de custos considerados, cabe destacar:

i) Encargos Setoriais. Variação de **61,5%** da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, provocando um aumento tarifário de **2,1%**, valor que já reflete os efeitos das mudanças introduzidas pela Lei nº 12.111/2009, que dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados. Aumento substancial do ESS/EER, de **138,5%**, tal variação decorre de inclusão de previsão de custos associados ao despacho de térmicas, fora da ordem de mérito, por ordem do CMSE. Na cobertura tarifária de 2009 não havia sido incluída tal despesa, fato que repercutiu também na apuração de CVA-ESS com valor positivo significativo de **R\$ 44.731.710,31**. O impacto da variação de tal encargo foi de **1,1%** no índice;

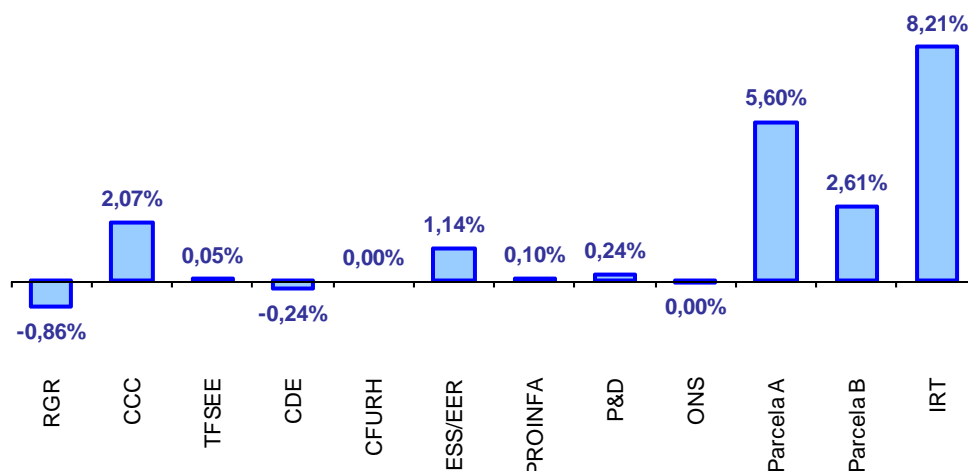
ii) *Custos de Transporte*. Variação de **-0,27%** nas despesas de transporte, reflexo da revisão da receita anual permitida das transmissoras ocorrida em julho de 2010, com impacto de **-0,02%** no IRT; e

iii) *Mix de Compra*. Variação de **6,79%**, contribuindo com aumento de **3,12%** na formação do índice de reajuste tarifário, devido principalmente à inclusão no mix de compra de energia dos leilões de energia nova com início de vigência a partir de janeiro de 2011, notadamente mais caros que os leilões de energia existente. Ademais a tarifa do Contrato Bilateral Norte Fluminense teve elevado aumento, influenciada principalmente pela variação de 14% no preço do gás em relação ao considerado no IRT passado.

iv) *Parcela B*. O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGP-M no período de novembro de 2009 a outubro de 2010, de **8,81%**, que deduzido do Fator X de **0,86%** atingiu o percentual final de **7,95%**, representando um percentual de **2,61%** na composição do IRT da concessionária.

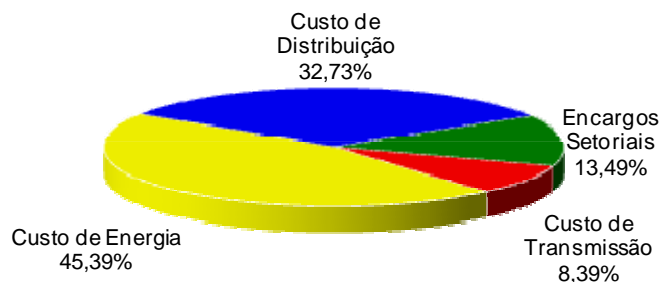
75. Abaixo se apresenta o gráfico da participação percentual dos itens não gerenciáveis (VPA) e dos gerenciáveis (VPB) na composição do IRT (Gráfico I).

**Gráfico I - Composição Percentual do Índice de Reajuste Tarifário IRT Econômico**



76. A seguir demonstra-se a participação dos itens não gerenciáveis (VPA – Custos de Energia, Custos de Transmissão e os Encargos Setoriais), e dos gerenciáveis (VPB), na composição da nova Receita Anual da LIGHT (gráfico II).

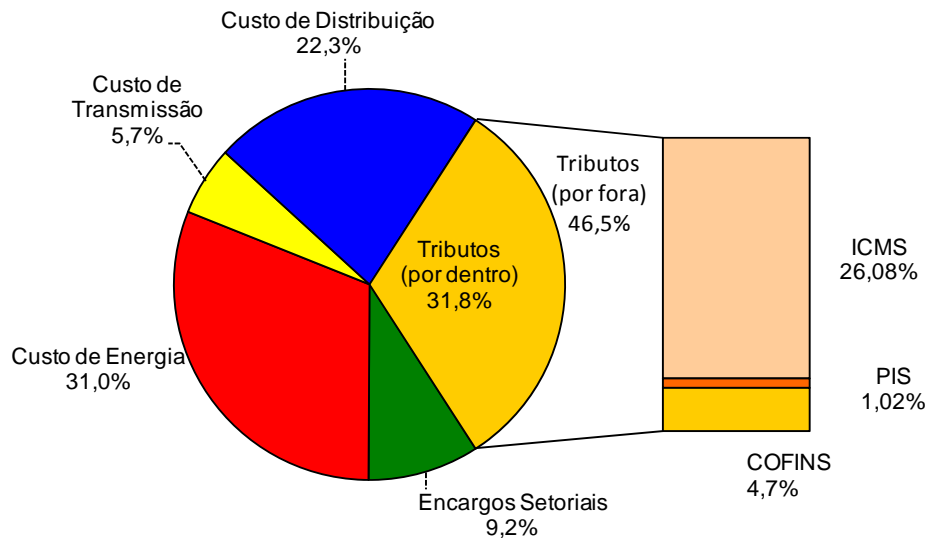
**Gráfico II  
Participação dos Itens da Parcela "A" e "B" na Receita Atual**



77. O gráfico III abaixo demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da LIGHT, ou seja, quanto de cada conta de energia elétrica se destina aos segmentos de geração, transmissão e distribuição, aí inclusos os custos de operação e manutenção (O&M), a depreciação dos ativos e a remuneração do capital investido, bem como quanto se destina ao pagamento dos encargos setoriais e dos tributos. Apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela concessionária foram considerados, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 26,08% para o ICMS, de 5,72% para o PIS/COFINS (total de 31,8% – por dentro), incidentes sobre a fatura contendo os tributos em sua base de cálculo, conforme estabelecido na legislação pertinente, o que representa uma majoração de (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

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

**Gráfico III - Composição da Receita**



78. A tabela a seguir demonstra, na primeira e na segunda colunas, os valores, em DRA e DRP dos itens não gerenciáveis (VPA) e gerenciáveis (VPB). A terceira coluna mostra a variação percentual entre estes períodos. A quarta coluna apresenta a contribuição de cada uma das componentes para a formação do índice de reajuste tarifário e a quinta coluna representa a distribuição da receita para cobrir os custos não gerenciáveis e gerenciáveis. Por fim, na parte inferior apresentam-se os componentes financeiros com a sua contribuição para a formação do índice de reajuste com financeiros.

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



**Tabela 14: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B da LIGHT**

REAJUSTE TARIFÁRIO	DRA - R\$	DRP - R\$	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Reserva Global de Reversão – RGR	55.546.085	7.352.856	-86,76%	-0,86%	0,12%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	189.280.268	305.664.434	61,49%	2,07%	5,03%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	11.901.898	14.552.529	22,27%	0,05%	0,24%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	219.848.541	206.181.050	-6,22%	-0,24%	3,39%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	46.106.204	109.962.697	138,50%	1,14%	1,81%
Proinfra	101.323.327	107.111.258	5,71%	0,10%	1,76%
P&D e Eficiência Energética	54.865.097	68.356.141	24,59%	0,24%	1,13%
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>679.074.934</b>	<b>819.379.574</b>	<b>20,66%</b>	<b>2,50%</b>	<b>13,49%</b>
Rede básica	362.855.288	351.841.640	-3,04%	-0,20%	5,79%
Rede básica fronteira	43.407.290	47.441.018	9,29%	0,07%	0,78%
Conexão	20.466.565	27.310.311	33,44%	0,12%	0,45%
Uso do sistema de distribuição	-	-	-	0,00%	0,00%
<b>Custo com Transporte de Energia</b>	<b>510.806.537</b>	<b>509.406.833</b>	<b>-0,27%</b>	<b>-0,02%</b>	<b>8,39%</b>
Energia Comprada	2.091.961.405	2.277.367.506	8,86%	3,30%	37,50%
<b>Compra de Energia</b>	<b>2.581.501.682</b>	<b>2.756.701.428</b>	<b>6,79%</b>	<b>3,12%</b>	<b>45,39%</b>
<b>Receita Anual</b>	<b>5.613.081.776</b>	<b>6.073.643.565</b>			
<b>Total Parcela A</b>	<b>3.771.383.154</b>	<b>4.085.487.835</b>	<b>8,33%</b>	<b>5,60%</b>	<b>67,27%</b>
<b>Total Parcela B</b>	<b>1.841.698.623</b>	<b>1.988.155.730</b>	<b>7,95%</b>	<b>2,61%</b>	<b>32,73%</b>
<b>Reajuste Tarifário Anual</b>		<b>8,21%</b>			

Financeiros	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	73.893.396 1,22%
CVA em Processamento - Energia comprada	(52.523.742) -0,86%
CVA em Processamento - Transmissão	6.665.306 0,11%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(11.335.076) -0,19%
<b>CVA</b>	<b>16.699.884 0,27%</b>
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006	- 0,00%
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/2004	48.023.878 0,79%
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	396.926 0,01%
Subsídio, Reversão e Previsão APE/PIE-Res.166/2005	7.341.405 0,12%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	44.308.973 0,73%
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	- 0,00%
<b>Subsídios</b>	<b>100.071.183 1,65%</b>
Repasso da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	(56.025.894) -0,92%
Exposição CCEAR entre Submercados	694.471 0,01%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	408.728 0,01%
Parcela de Ajuste RB Fronteira	(4.694.134) -0,08%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	2.716.302 0,04%
Ajuste financeiro P & D, Eficiência Energética e Ressarc. ICMS Sistemas Isolados	13.465.602 0,22%
Estorno do ICMS para compra de óleo diesel	- 0,00%
Devolução, Reversão, Previsão de Receita Valesul/CSA/CSN	(143.610.789) -2,36%
Correção Abertura Tarifária	(19.703.496) -0,32%
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>(206.749.210) -3,40%</b>
<b>Total dos componentes Financeiros</b>	<b>(89.978.143) -1,48%</b>
<b>Reajuste Tarifário com Financeiros</b>	<b>6,72%</b>

79. A tabela a seguir apresenta o efeito médio a ser percebido pelo consumidor cativo da LIGHT nos diferentes grupos de consumo:

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

**Tabela 15: Efeito Médio Consumidor Cativo**

**Efeito médio a ser percebido pelo consumidor**

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
A2 - 138kV	1,77%
A3a- 34,5kV	2,02%
A4 - 13,8kV	2,83%
B1-Residencial	1,88%
B1-Baixa Renda	-0,20%
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	2,53%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	1,81%
<b>TOTAL</b>	<b>2,04%</b>

80. Em relação à abertura tarifária da LIGHT, cabem alguns esclarecimentos sobre a composição do reajuste a ser percebido pelos diversos consumidores da Concessionária. O consumidor cativo paga à Distribuidora tarifa de fornecimento que se compõe da tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD e da tarifa de energia — TE. A componente TUSD foi impactada especialmente pelo aumento do encargo de CCC, ESS/EER e da Parcela B, porém negativamente influenciada pela queda nas despesas de transporte. Já a componente TE sofreu forte aumento, devido principalmente ao aumento previsto das despesas com compra de energia nova.

81. Diante dessas informações os consumidores de alta tensão perceberão um aumento tarifário bem superior aos de baixa tensão, tendo em vista que as componentes de TUSD-CCC e TE possuem alta representatividade na formação de suas tarifas de fornecimento.

82. Ademais os consumidores de baixa tensão classificados como baixa renda perceberão redução tarifária em decorrência da isenção do pagamento dos encargos CCC e PROINFA.

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

83. 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.

84. 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.

85. 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

86. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 001/1996, no que consta do Processo nº 48500.003119/2010-18 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

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

- i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de **6,72%** 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 **2,04%**, sendo de **2,53%** para os consumidores cativos conectados em Alta Tensão (AT) e de **1,81%** para os cativos conectados em Baixa Tensão (BT);
- ii) pela fixação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD;
- iii) pelo estabelecimento da receita anual referente às instalações de conexão das transmissoras FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S/A e Light - Light Energia S/A, relativas às Demais Instalações de Transmissão – DIT dedicadas à LIGHT; e
- iv) pelo estabelecimento dos valores da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.
- v) pela fixação do custo com Encargos de Serviço do Sistema - ESS da LIGHT para 2010.

## VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

## VII. ANEXOS

88. As tabelas abaixo relacionados constituem os Anexos a esta Nota Técnica e se referem às planilhas de cálculos do IRT.

- Tabela I – Memória de Cálculo – Reajuste Tarifário Anual – IRT;
- Tabela II – Componentes Financeiros;
- Tabela III – CVA consolidada;
- Tabela IV – Receita Anual-RA<sub>0</sub> e Mercado (MWh);
- Tabela V – Encargos Setoriais e Custos de Transporte de Energia;
- Tabela VI – Tarifa Média; e
- Tabela VII – Balanço Energético.

**VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA**  
Especialista em Regulação

De acordo,

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Regulação Econômica

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

## REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL DA LIGHT - 2010

### ANEXOS

**TABELA I – Memória de Cálculo**

ÍNDICE DE REAJUSTE		IVI	
IRT Anexo II	8,21%	IGP-M	8,81%
Financeiros (%)	-1,48%	IPCA	5,06%
Financeiros (R\$)	(89.978.143)	<b>FATOR X</b>	<b>0,86%</b>
IRT Anexo I	6,72%	(IGP-M - FATOR X)	7,95%

	IRT - Aneel			
	DRA (R\$)	DRP (R\$)	2010/2009	Part.IRT
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>679.074.934</b>	<b>819.379.574</b>	<b>20,7%</b>	<b>2,50%</b>
Reserva Global de Reversão – RGR	55.546.085	7.352.856	-86,76%	-0,86%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	189.280.268	305.664.434	61,5%	2,08%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – IFSSE	11.901.898	14.552.529	22,27%	0,05%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	219.848.541	206.181.050	-6,22%	-0,24%
Compensação Financeira – CFURH	-	-	0,00%	0,00%
ESS/EEER	46.106.204	109.962.697	138,50%	1,14%
PROINFRA	101.323.327	107.111.258	5,71%	0,10%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	54.865.097	68.356.141	24,59%	0,24%
ONS	203.514	198.609	-2,41%	0,00%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	<b>510.806.537</b>	<b>509.406.833</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-0,02%</b>
Transporte de Itaipu	41.080.523	43.598.226	6,13%	0,04%
Rede Básica Contratos Iniciais	-	-	0,0%	0,00%
Rede básica	362.855.288	351.841.640	-3,04%	-0,20%
Rede básica fronteira	43.407.290	47.441.078	9,29%	0,07%
Rede Básica ONS (A2)	5.530.068	3.954.145	-28,50%	-0,03%
Rede Básica Export. (A2)	-	-	0,00%	0,00%
MUSI Itaipu	37.466.803	35.261.493	-5,89%	-0,04%
Conexão	20.466.565	27.310.311	33,44%	0,12%
Uso do sistema de distribuição	-	-	0,00%	0,00%
<b>ENERGIA COMPRADA TOTAL</b>	<b>2.581.501.682</b>	<b>2.756.701.428</b>	<b>6,8%</b>	<b>3,12%</b>
Energia Comprada	2.091.961.405	2.277.367.506	8,86%	3,31%
Itaipu	489.540.277	479.333.923	-2,08%	-0,18%
<b>RA TOTAL</b>	<b>5.607.663.278</b>	<b>6.067.794.173</b>		
VPA	3.771.383.154	4.085.487.835	8,33%	5,60%
VPB	1.836.280.124	1.982.306.337	7,95%	2,60%
<b>RAO GTF</b>	<b>5.607.663.278</b>			

ÍNDICE DE REAJUSTE		IVI	
IRT Anexo II	8,94%	IGP-M	3,27%
Financeiros (%)	-1,38%	IPCA	4,70%
Financeiros (R\$)	(84.590.169)	<b>FATOR X</b>	<b>-0,45%</b>
IRT Anexo I	7,55%	(IGP-M - FATOR X)	7,09%

	IRT - Energia Sergipe			
	DRA (R\$)	DRP (R\$)	2010/2009	Part.IRT
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>679.030.910</b>	<b>821.326.579</b>	<b>21,0%</b>	<b>2,54%</b>
Reserva Global de Reversão – RGR	55.618.469	8.801.366	-84,18%	-0,83%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	189.279.553	305.664.434	61,5%	2,08%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – IFSSE	11.916.548	12.159.296	2,04%	0,00%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	219.847.711	206.181.050	-6,22%	-0,24%
Compensação Financeira – CFURH	-	-	0,00%	0,00%
ESS/EEER	46.105.824	109.962.697	138,50%	1,14%
PROINFRA	101.322.945	107.111.258	5,71%	0,10%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	54.939.860	71.446.477	30,04%	0,29%
ONS	-	-	0,00%	0,00%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	<b>510.990.498</b>	<b>508.999.758</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-0,04%</b>
Transporte de Itaipu	41.080.523	43.598.226	6,13%	0,04%
Rede Básica Contratos Iniciais	-	-	0,0%	0,00%
Rede básica	362.855.288	351.839.998	-3,04%	-0,20%
Rede básica fronteira	43.387.263	47.425.779	9,31%	0,07%
Rede Básica ONS (A2)	5.723.090	4.042.490	-29,37%	-0,03%
Rede Básica Export. (A2)	-	-	0,00%	0,00%
MUSI Itaipu	37.477.768	35.271.813	-5,89%	-0,04%
Conexão	20.466.565	26.821.452	31,05%	0,11%
Uso do sistema de distribuição	-	-	0,00%	0,00%
<b>ENERGIA COMPRADA TOTAL</b>	<b>2.581.545.303</b>	<b>2.812.124.023</b>	<b>8,9%</b>	<b>4,11%</b>
Energia Comprada	2.581.545.303	2.812.124.023	8,93%	4,11%
Itaipu	-	-	0,00%	0,00%
<b>RA TOTAL</b>	<b>5.607.755.011</b>	<b>6.108.814.977</b>		
VPA	3.771.566.711	4.142.450.360	9,83%	6,61%
VPB	1.836.188.300	1.966.364.617	7,09%	2,32%
<b>RAO GTF</b>	<b>5.607.755.011</b>			

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



TABELA III – CVA

Descrição CVA	DELTA	30° Dia Anterior	5° Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA <sub>CCC</sub>	40.886.732,71	43.478.319,78	43.741.252,77	46.188.635,95
CVA <sub>CDE</sub>	338.007,89	364.333,43	366.536,72	387.044,95
CVA <sub>REDE BÁSICA</sub>	4.746.631,88	5.528.437,68	5.561.870,63	5.873.064,93
CVA <sub>COMPRA DE ENERGIA</sub>	(46.490.675,95)	(49.441.686,33)	(49.740.682,48)	(52.523.741,99)
CVA <sub>PROINFA</sub>	10.688.141,21	11.172.414,53	11.239.979,16	11.868.871,43
CVA <sub>ESS</sub>	41.349.458,50	42.106.885,49	42.361.524,80	44.731.710,31
<b>CVA TOTAL em processamento</b>	<b>52.235.251,08</b>	<b>53.954.457,94</b>	<b>54.280.744,85</b>	<b>57.317.827,09</b>
CVA Saldo a compensar Ano Anterior				(11.335.076,27)
<b>CVA TOTAL</b>	<b>52.235.251,08</b>	<b>53.954.457,94</b>	<b>54.280.744,85</b>	<b>45.982.750,82</b>

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

**TABELA IV – Receita e Mercado (GTF)**

FORNECIMENTO	Energia-MWh	Energia-R\$	Demanda-R\$	Total-R\$
A2 Azul	1.259.308	163.776.365	53.170.048	216.946.412
A3a Azul	172.422	23.561.399	16.284.776	39.846.175
A3a Verde	328.780	66.663.223	10.234.899	76.898.122
A3a Convencional	2.289	348.042	281.465	629.508
A4 Azul	869.305	119.711.731	91.052.391	210.764.122
A4 Convencional	770.576	117.310.112	94.029.017	211.339.130
A4 Verde	3.152.331	650.016.084	117.411.367	767.427.451
AS Azul	48.430	7.069.939	7.333.278	14.403.218
AS Convencional	81.397	13.027.590	12.532.352	25.559.942
AS Verde	230.714	53.083.610	12.628.380	65.711.990
BT	12.586.664	3.519.402.162		3.519.402.162
<b>CATIVOS</b>	<b>19.502.216</b>	<b>4.733.970.257</b>	<b>414.957.973</b>	<b>5.148.928.230</b>

TUSD Consumidores Livres	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
Uso Carga - A2	2.376.986	65.224.515	94.182.287	159.406.802
Uso Carga - A4	518.753	14.234.579	59.109.637	73.344.217
Uso Carga - BT	4.065	111.556	942.871	1.054.427
<b>Uso Carga - Cons. Livres</b>	<b>2.899.804</b>	<b>79.570.650</b>	<b>154.234.795</b>	<b>233.805.445</b>

TUSD Distribuição	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
Uso Carga - A2	3.128.639	-	160.240.263	160.240.263
Uso Carga - A4	21.231	-	2.102.572	2.102.572
<b>Uso Carga - Distribuição</b>	<b>3.149.870</b>	<b>-</b>	<b>162.342.835</b>	<b>162.342.835</b>

TUSD Geração	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
Uso Carga - A2	-	-	62.545.584	62.545.584
Uso Carga - A4	-	-	15.840	41.184
<b>Uso Carga - Geração</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>62.561.424</b>	<b>62.586.768</b>

	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
<b>TOTAL MWh</b>	<b>25.551.890</b>	<b>4.813.540.906</b>	<b>5.607.637.934</b>
<b>Total MWh sem Suprimento</b>	<b>25.551.890</b>	<b>Total RAo</b>	<b>5.607.663.277,83</b>

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



**TABELA V – Encargos Setoriais e Custos de Transporte**

<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>		
<b>DRA</b>	<b>DRA (R\$)</b>	<b>Dispositivo Legal</b>
Reserva Global de Reversão – RGR	55.546.085,31	Contrato de Concessão - Aditivo 2010
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	189.280.267,52	Contrato de Concessão - Aditivo 2010
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	11.901.898,00	Contrato de Concessão - Aditivo 2010
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	219.848.541,15	Contrato de Concessão - Aditivo 2010
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	46.106.203,93	Contrato de Concessão - Aditivo 2010
Proinfa	101.323.327,44	Contrato de Concessão - Aditivo 2010
P&D e Eficiência Energética	54.865.097,00	Contrato de Concessão - Aditivo 2010
ONS	203.514,13	Contrato de Concessão - Aditivo 2010
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>679.074.934,48</b>	
<b>DRP</b>	<b>DRP (R\$)</b>	<b>Dispositivo Legal</b>
Reserva Global de Reversão – RGR	7.352.856,21	0
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	305.664.434,41	REH 986/2010
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	14.552.529,15	NT nº 322/2010-SRE/ANEEL, de 08/10/2010
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	206.181.049,65	REH 921/2009
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	109.962.697,00	Previsão SRE - jul/2010
Proinfa	107.111.258,19	REH 930/2010
P&D e Eficiência Energética	68.356.140,61	Fórmula - Res. Normativa nº 233/2006
ONS	198.608,57	Contribuição JUL/10 - JUN/11
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>819.379.573,79</b>	
<b>ENCARGOS DE TRANSMISSÃO</b>		
<b>DRA</b>	<b>DRA (R\$)</b>	<b>Dispositivo Legal</b>
Transporte de Itaipu	41.080.523,44	Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de junho de 2009
Rede Básica	362.855.288,00	Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de junho de 2009
Rede Básica Fronteira	43.407.290,00	Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de junho de 2009
REDE BÁSICA ONS (A2)	5.530.068,00	Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de junho de 2009
MUST ITAIPU	37466802,99	Resolução Homologatória Nº 844, de 25 de junho de 2010
Conexão	20.466.565,02	Resolução Homologatória Nº 843, de 25 de junho de 2009
<b>Total do Transporte de Energia</b>	<b>469.726.014,02</b>	
<b>DRP</b>	<b>DRP (R\$)</b>	<b>Dispositivo Legal</b>
Transporte de Itaipu	43.598.225,90	REH nº 1.022/2010
Rede Básica	351.841.640,00	REH nº 1.022/2010
Rede Básica Fronteira	47.441.018,00	REH nº 1.022/2010
REDE BÁSICA ONS (A2)	3.954.144,64	REH nº 1.022/2010
MUST ITAIPU	35.261.493,36	REH nº 1.022/2010
Conexão	27.310.311,29	REH nº 1.022/2010
<b>Total do Transporte de Energia</b>	<b>465.808.607,29</b>	

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

**TABELA VI – Tarifa Média**

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>5. ENERGIA CONTRATADA</b>	<b>2.863.037.353,27</b>		
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
1º Existente 2005-08	341.864.266,65	75,41	4.533.280
1º Existente 2006-08	450.849.460,65	88,29	5.106.521
1º Existente 2007-08	97.040.413,86	98,95	980.704
2º Existente 2008-08	60.426.968,09	106,16	569.182
MCS D 1º Existente 2005-08	31.173.126,54	74,53	418.247
MCS D 1º Existente 2006-08	7.667.388,79	87,05	88.079
MCS D 1º Existente 2007-08	2.135.437,90	97,67	21.864
MCS D 2º Existente 2008-08	3.481.316,04	104,64	33.271
MCS D 4º Existente 2009-08	2.051.142,83	117,00	17.531
MCS D 5º Existente 2007-08	208.379,10	124,22	1.677
(VR) 1º Nova A-5 2010-15 T	43.897.904,77	145,41	301.889
(VR) 1º Nova A-5 2010-30 H	45.272.897,27	145,41	311.345
(VR) 3º Nova A-5 2011-15 T	48.384.807,24	142,76	338.919
(VR) 3º Nova A-5 2011-30 H	51.459.729,49	142,76	360.458
(VR) 4º Nova A-3 2010-15 T	189.744.321,03	145,41	1.304.887
1º Alternativa A-3 2010-15 T A	18.869.164,52	165,92	113.724
1º Alternativa A-3 2010-30 H A	5.960.768,64	159,52	37.367
1º Nova A-3 2008-15 T	27.987.867,50	157,77	177.397
1º Nova A-3 2008-30 H	2.979.133,47	132,69	22.451
1º Nova A-4 2009-15 T	42.974.731,96	156,13	275.250
1º Nova A-4 2009-30 H	3.058.349,89	141,79	21.570
2º Nova A-3 2009-15 T	13.779.040,59	154,35	89.271
2º Nova A-3 2009-30 H	26.922.533,89	154,90	173.809
CONTRATOS BILATERAIS			
Norte Fluminense	865.514.280,00	136,28	6.351.000
ITAIPU	479.333.922,58	88,85	5.394.611,92
PROINFA	-	-	5.394.612
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
<b>6. Sobra (+) / Exposição (-)</b>	<b>106.335.924,94</b>	<b>99,24</b>	<b>1.071.540</b>
<b>7. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA EM DRP</b>	<b>2.756.701.428,32</b>	<b>104,01</b>	<b>26.504.679</b>
		<b>TARIFA MÉDIA</b>	

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

**TABELA VII – Balanço Energético**

PERDAS DE ENERGIA	PERDAS EM DRA			PERDAS EM DRP		
	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
<b>1.1 PERDAS</b>		<b>37,09%</b>	<b>7.232.474</b>		<b>35,91%</b>	<b>7.002.463</b>
Perdas na Rede Básica (%)		3,27%	637.775		3,31%	646.456
Distribuição (%)	<b>19,33%</b>	<b>33,82%</b>	<b>6.594.699</b>	<b>18,76%</b>	<b>32,59%</b>	<b>6.356.007</b>
Perdas Técnicas (%)	<b>5,61%</b>	<b>9,81%</b>	<b>1.913.719</b>	<b>5,61%</b>	<b>9,74%</b>	<b>1.900.328</b>
Perdas não Técnicas (%)	<b>13,72%</b>	<b>24,00%</b>	<b>4.680.980</b>	<b>13,15%</b>	<b>22,85%</b>	<b>4.455.679</b>

VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)</b>	<b>5.148.928.229,94</b>	<b>264,02</b>	<b>19.502.216</b>
2.1 Fornecimento	5.148.928.229,94	264,02	19.502.216
2.2 Suprimento	-	-	-
2.3 Consumidores Livres/Dist./Ger. + ValeSul/CSA/CSN	458.735.047,89	57,23	8.015.722
2.4 Consumidores Rede Básica			-
<b>3. ENERGIA REQUERIDA DRA (1.1 + 2)</b>			<b>26.734.690</b>
<b>4. ENERGIA REQUERIDA DRP (1.2 + 2)</b>			<b>26.504.679</b>

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