

Em 28 de julho de 2010.

Processo: 48500.001597/2010-85

Assunto: Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição — TUSD, fixação da receita anual das instalações de conexão, homologação das tarifas de suprimentos aplicáveis à Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA, Iguaçú Distribuidora de energia Elétrica Ltda – IENERGIA, Empresa de Força e Luz João Cesa Ltda – JOÃO CESA e Empresa Força Luz Urussanga Ltda – EFLUL, e estabelecimento do valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica — TFSEE, referentes à Celesc Distribuição S.A.

## I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2010 da Celesc Distribuição S.A. – CELESC, 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. 056/1999.

## II. DOS FATOS

2. A CELESC, sediada na cidade de Florianópolis - SC, atende aproximadamente **2,3 milhões** unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa um faturamento anual na ordem de **R\$ 3,85 bilhões**.

Tabela 1: Consumo e clientes da CELESC

Classe de consumo	Nº de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia	Participação no Consumo	Consumo Médio Mensal
Residencial	1.797.157	4.129.647	27,8%	191,49
Industrial	76.408	5.770.263	38,8%	6.293,26
Comercial	183.821	2.646.873	17,8%	1.199,93
Rural	226.933	1.272.649	8,6%	467,34
Rural Irrigante	183	3.675	0,0%	0,00
Poder Público	17.890	319.347	2,1%	1.487,55
Iluminação Pública	409	449.823	3,0%	91.650,92
Serviço Público	2.048	256.741	1,7%	10.446,83
Consumo Próprio	373	29.040	0,2%	6.487,97
<b>Total</b>	<b>2.305.222</b>	<b>14.878.058</b>	<b>100,0%</b>	<b>537,84</b>

Fonte: SAMP

\* 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 22 de julho de 1999, foi firmado o Contrato de Concessão nº 056/1999 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e a Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da concessão de que esta é titular. O mencionado contrato estabelece, na Terceira Subcláusula da Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica, conforme a Sexta Subcláusula da Cláusula Sétima.

4. Em 11 de julho de 2005, foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 056/1999, 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 16 de março de 2010, foi assinado Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 056/1999, 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.

## **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.

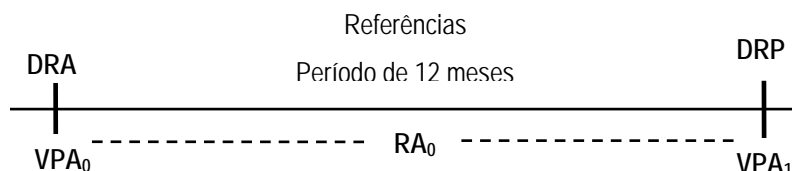
7. Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica e explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante 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 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

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

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 Anual de 2009

11. Em 7 de agosto de 2009, as tarifas da CELESC foram, em média, reajustadas em 11,31%, sendo 4,80% do reajuste econômico e 6,51% dos componentes financeiros, conforme a Resolução Homologatória n.º 856/2009.

## III. DA ANÁLISE

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

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

12. Por meio da carta s/n datada de 7 de julho de 2010, complementada pela carta s/n de 16 de julho de 2010, a CELESC encaminhou à ANEEL solicitação de Reajuste Tarifário Anual médio de **18,46%**, a ser aplicado às suas tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 7 de agosto de 2010, sendo **12,50%** relativo ao cálculo econômico e **5,96%** referente aos componentes financeiros.

### III.2. Precedentes

13. A Superintendência de Regulação Econômica – SRE, em reunião realizada em 1º de julho de 2010, na sede da ANEEL, procurou prestar, aos técnicos da CELESC, 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.

14. 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. 7º da Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004, a CELESC encontra-se, nesta data, adimplente com as obrigações intra-setoriais relacionadas no referido dispositivo legal.

### III.3. Período de Referência

15. O período de referência para o reajuste da CELESC é de agosto/2009 a julho/2010.

### III.4. Fator X

16. Conforme a Resolução Homologatória n° 848, de 14 de julho de 2009, que divulgou o resultado definitivo da Revisão Tarifária Periódica de 2008 da CELESC, foi estabelecido, para o atual ciclo tarifário da distribuidora, o valor do componente X<sub>e</sub> em **0,50%**.

17. O componente X<sub>a</sub> do “Fator X” é recalculado em cada reajuste tarifário anual na forma do Anexo VI da Resolução Normativa n°. 234, de 31 de outubro de 2006, sendo considerado para o atual reajuste o valor de **0,35%**, resultando, para a CELESC, um Fator X de **0,88%**, como pode ser verificado na tabela a seguir.

Tabela 2: Fator X

Componentes	Cálculo	Valor
IGP-M	g	5,79%
IPCA	c	4,72%
X <sub>e</sub>	e	0,50%
X <sub>a</sub>	a	0,35%
Fator X	$e*(1+g-a)+a$	0,88%

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

18. O Reajuste Tarifário Anual da CELESC, calculado pela SRE, para aplicação em 7 de junho de 2010, resultou no percentual total de **16,75%**, sendo **9,25%** relativo ao cálculo econômico e **7,50%** referente aos componentes financeiros pertinentes.

19. O índice médio final do reajuste, de **16,75%**, 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

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

de **4,91%** 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

20. No cálculo da Receita Anual – RA<sub>0</sub> da CELESC, na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência, foi considerado o valor de **R\$ 3.853.720.432,22**, obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF enviado pela concessionária.

Tabela 3: Mercado GTF

MERCADO	MWh	R(\$)
<b>Fornecimento</b>	<b>15.599.745,24</b>	<b>3.627.679.631,89</b>
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	703.836,97	166.966.176,79
A3 (69 kV)	529.697,66	119.048.002,08
A3a (30 kV a 44 kV)	106.356,38	20.181.006,82
A4 (2,3 kV a 25 kV)	6.563.972,84	1.360.544.988,85
As	-	-
BT (menor que 2,3 kV)	7.695.881,40	1.960.939.457,35
Suprimento	457.611,83	87.998.129,74
Consumidores Livres	1.825.570,82	124.478.336,74
Consumidor Distribuição	10.491,85	887.238,00
Consumidor Gerador	-	12.677.095,85
<b>TOTAL</b>	<b>17.893.419,74</b>	<b>3.853.720.432,22</b>

### III.5.2. Encargos

21. Os Encargos Setoriais, RGR, CCC, CDE, TFSEE e PROINFA 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.

22. **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 anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução n.º 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.

23. **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 termoeletrica 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.

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

24. **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.

25. **A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula:  $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$ , em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica, conforme determina a Resolução ANEEL n° 67/2001.

26. **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.

27. 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.

28. O **Encargo de Serviços do Sistema – ESS** representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN para o atendimento da carga, apurado pela CCEE e pago pelos agentes da categoria de consumo (distribuição, autoprodutores e comercialização) aos agentes de geração que prestaram serviços não remunerados pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL n° 109/2004. O ESS divide-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. Esse último inclui o cálculo do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão, gasto com investimentos para prestação de serviços ancilares e custo de operação como compensador síncrono, conforme Resoluções ANEEL n° 265/2003 e n° 688/2003.

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

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



programas de eficiência energética no uso final, conforme determinam a Resolução ANEEL nº 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL nº 316/2008.

30. As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do **Operador Nacional do Sistema – ONS**. Esse tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas elétricos interligados, e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

### *Neutralidade dos Encargos*

31. 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.

32. 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:*

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

33. 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.

34. 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

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

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.

35. 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 CELESC**

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Reserva Global de Reversão – RGR	36.998.145,11	13.286.002,56	Memorando 990/2010-SFF/ANEEL
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	111.243.317,31	250.495.314,84	REH 986/2010
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	8.444.103,71	9.080.194,14	Nota Técnica 221/2010-SRE/ANEEL
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	161.956.530,49	167.210.666,58	REH 921/2009
Comp.Financ.Uso de Recursos Hidráulicos - CFURH	-	-	-
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	14.088.710,58	43.439.569,75	Previsão SRE - jul/2010
Proinfa	75.201.404,22	87.778.836,28	REH 930/2010
P&D e Eficiência Energética	36.031.948,41	48.684.607,42	Fórmula - Res. Normativa nº 233/2006
ONS	173.482,80	168.931,43	Contribuição JUL/10 - JUN/11
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>444.137.642,62</b>	<b>620.144.123,00</b>	

36. 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.

37. Quanto a quota da RGR, vale ressaltar que esta se refere ao período de junho/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

38. 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, Transporte de Itaipu e Encargos de Uso, não constituindo ganhos de receita para a concessionária.

39. **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 TUST<sub>RB</sub>, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUST<sub>FR</sub>, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica.

40. **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

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



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.

41. O **Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional (MUST-Itaipu)** refere-se ao custo de transporte da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW. As distribuidoras detentoras das quotas-partes de Itaipu pagam também pelos Encargos de Uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas-partes.

42. Os encargos associados às instalações de transmissão foram informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, por meio do Memorando n° 235/2010-SRT/ANEEL, de 16 de julho de 2010, retificado pelo Memorando n° 240/2010-SRT/ANEEL, de 27 de julho de 2010. Os valores dos encargos relacionados ao transporte de energia a serem considerados neste reajuste tarifário (em DRA e DRP) estão demonstrados na tabela abaixo:

**Tabela 5: Encargo de Uso e Conexão da Rede Básica**

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Transporte de Itaipu	34.367.138,71	36.473.397,89	REH 1022/2010
Rede básica	257.721.970,00	249.579.360,50	REH 1022/2010
Rede básica fronteira	47.180.576,00	48.495.998,00	REH 1022/2010
REDE BÁSICA ONS (A2)	948.343,52	875.425,91	REH 1023/2010
MUST ITAIPU	31.428.846,18	29.578.932,88	REH 1022/2010
Conexão	31.277.891,68	34.284.287,65	REH 1022/2010
Uso do sistema de distribuição	6.249.832,26	6.924.288,54	REH 1015/2010
<b>Total dos Custos de Transporte</b>	<b>409.174.598,35</b>	<b>406.211.691,37</b>	

43. O encargo de conexão da CELESC DIS com a transmissora ELETROSUL foi reajustado pelo IGP-M e os encargos de conexão da CELESC DIS com a STC e a ATE VI foram reajustados pelo IPCA, de acordo com os respectivos contratos de concessão.

44. Todos os valores da estimativa dos encargos de uso da Rede Básica contemplam as tarifas de uso do sistema de transmissão, para o ciclo 2010-2011, apresentadas na REH n° 1.022/2010 e todas as estimativas do encargo de conexão apresentadas na REH n° 1.021/2010.

45. Destaca-se ainda que, de acordo com o Memorando n° 235/2010-SRT/ANEEL, o encargo de conexão a ser pago pelo consumidor Vega do Sul para a CELESC é de R\$ 5.100.588,86 (a preço de junho de 2010), conforme o Despacho n° 604, de 04 de setembro de 2003, e revisado, posteriormente, pela Resolução Homologatória n° 987, de 08 de junho de 2010.

### III.5.4. Compra de Energia

46. A Lei n° 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.

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

47. 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”.

48. 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.

49. 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.

50. 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 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

51. Cabe à ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas elétricas de distribuição das concessionárias. Denominam-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.

52. 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:

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

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

53. 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

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

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.

54. 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 CELESC.

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

Descrição	DRA	DRP
Perdas Técnicas	6,17%	6,17%
Perdas na Rede Básica	2,42%	2,50%
Perdas não Técnicas sobre BT	4,27%	4,27%
<b>Mercado Baixa Tensão (MWh)</b>	<b>7.695.881</b>	<b>7.695.881</b>

55. 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:

**Tabela 7: Energia Requerida – DRA & DRP**

Descrição	DRA	DRP
Fornecimento (MWh)	15.599.745	
Suprimento (MWh)	457.612	
Consumidores Livres (MWh)	1.836.063	
Consumidores Rede Básica (MWh)	0	
<b>Mercado Total</b>	<b>16.057.357,07</b>	<b>16.057.357,07</b>
Perdas Rede Básica (MWh)	425.538	439.605
Perdas na Distribuição (MWh)	1.526.844	1.526.844
<i>Perdas Técnicas (MWh)</i>	1.198.230	1.198.230
<i>Perdas não Técnicas (MWh)</i>	328.614	328.614
<b>Perdas Totais</b>	<b>1.952.382</b>	<b>1.966.449</b>
<b>Energia Requerida</b>	<b>18.009.739</b>	<b>18.023.807</b>

### III.5.4.2. Valoração da Compra

56. 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.

57. 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.

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

- 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.

### **Na Data de Referência Anterior – DRA**

58. 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\$)
18.009.739	111,41	2.006.443.997,76

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

59. 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.

60. 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.

61. 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.

62. O requisito de energia elétrica da CELESC para atendimento ao seu mercado de referência calculado no item anterior é de **18.023.807 MWh**, formado por **16.057.357 MWh** para atendimento ao

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

mercado de fornecimento e suprimento e **1.966.449 MWh** para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica.

63. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da CELESC, os seus respectivos montantes bem como as despesas de cada contrato.

**Tabela 9: Contratos de Compra de Energia Elétrica da CELESC e respectivas Tarifas**

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra (MWh)
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>			
1º Existente 2006-08	52.345.200,94	87,41	598.824
2º Existente 2008-08	125.665.152,22	105,11	1.195.540
4º Existente 2009-08	558.409.410,35	117,66	4.746.152
MCSD 1º Existente 2005-08	27.948,38	73,83	379
MCSD 1º Existente 2006-08	120.671,55	86,44	1.396
MCSD 1º Existente 2007-08	19.186,60	96,88	198
(VR) 1º Nova A-5 2010-15 T	76.730.916,97	145,41	527.685
(VR) 1º Nova A-5 2010-30 H	79.134.321,35	145,41	544.213
(VR) 4º Nova A-3 2010-15 T	28.878.871,00	145,41	198.602
(VR) 6º Nova A-3 2011-OF15	30.815.030,33	142,76	215.849
1º Nova A-3 2008-15 T	140.938.650,31	145,60	967.985
1º Nova A-3 2008-30 H	16.094.749,80	131,38	122.508
1º Nova A-4 2009-15 T	64.964.582,30	144,07	450.924
1º Nova A-4 2009-30 H	4.960.602,55	140,38	35.336
2º Nova A-3 2009-15 T	185.507.114,38	147,35	1.258.956
2º Nova A-3 2009-30 H	375.910.966,00	153,36	2.451.148
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>			
EOL Bom Jardim	157.549,29	225,07	700
CEESAM Santa Maria	1.833.680,75	76,40	24.000
Lages Bioenergética	38.503.710,46	199,79	192.720
CENAEEL	2.118.124,13	235,35	9.000
CGH Roncador	617.194,64	98,91	6.240
ITAIPU	427.883.176,34	94,79	4.513.783
PROINFA	0,00	0,00	498.733
Sobras(-) / Déficit (+)	70.200.925,15	130,71	537.065
<b>Total</b>	<b>2.141.435.885,48</b>	<b>118,81</b>	<b>18.023.806,55</b>

64. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia para contratos firmados após a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (CCEARs) foi adotado o seguinte procedimento:

*i)* Para os contratos de Energia Existente, foi utilizado o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes;

*ii)* Para os contratos de Energia Nova, modalidade quantidade, foi utilizado o preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA da data de fechamento do referido produto até abril de 2010, conforme previsão do Banco Central;

*iii)* Especificamente para os leilões de Energia Nova, modalidade disponibilidade, por envolver uma parcela variável na composição do valor a ser faturado e pago, apenas para fins tarifários está sendo considerado uma previsão de preço realizada pela SRG, que leva em consideração a previsão de valores do

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

PLD para o ano e o custo variável da geração. As diferenças verificadas serão devidamente contempladas na apuração da CVAenergia no próximo reajuste tarifário.

65. Ressalta-se que, para todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004, tanto para energia existente como para nova, foram observados os dispositivos do art. 34 ao art. 46 do Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004, que regulamentam os limites de repasse para os contratos supracitados.

66. Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada – fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) firmados anteriormente a Lei nº 10.848/2004 foram utilizados os preços de repasse e regra de reajuste informados pela Superintendência de Estudos de Mercado - SEM por meio do Memorando nº 167, de 6 de julho de 2010, obedecendo a data de reajuste prevista em cada contrato.

67. O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada para os próximos doze meses. Para os meses do presente ano são adotados os montantes publicados na Resolução Normativa nº. 913, de 24 de novembro de 2009, para o restante do período de referência os valores na Resolução Normativa nº. 218, de 11 de abril de 2006. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$, em data próxima ao reajuste tarifário anual. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e foi publicada por meio de Resolução Homologatória nº. 919, de 15 de dezembro de 2009.

68. Com base no exposto, os custos a serem considerados em DRA e DRP da concessionária CELESC a título de compra de energia elétrica são respectivamente de **R\$ 2.006.443.997,76** e **R\$ 2.141.435.885,48**.

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

69. 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 subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

70. 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, no período de junho/2009 a maio/2010, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002 e nº 361, de 26 de novembro de 2004, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda.

Os valores da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA em Processamento relativos à CELESC foram encaminhados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, conforme consta do Memorando nº 990/2010-SFF/ANEEL, de 20 de julho de 2010.

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 nº 255, de 06 de março de 2007,

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



alterada pela Resolução Normativa nº 305, de 18 de março de 2008, que estabeleceu os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação de até 103% do mercado regulatório.

Outros procedimentos adotados pela SRE em relação à CVAenergia validada preliminarmente pela SFF, dizem respeito à inclusão no cálculo da referida CVA das faturas relativas aos montantes de energia do PROINFA (MWh), referentes ao período de junho/2009 a maio/2010, de modo a assegurar a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, haja vista que a energia do PROINFA (MWh) é parte integrante do balanço energético da concessionária, bem como compõe o cálculo da tarifa média da compra de energia apurada nos reajustes tarifários.

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 CELESC, utilizou-se a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no SELIC, no valor de 10,16% a.a., resultando o valor final da CVA em Processamento de **R\$ 2.490.887,63**.

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 no reajuste 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 CELESC, apurou-se um Saldo a Compensar da CVA-Ano Anterior de **-R\$ 227.638,99**.

Tabela 10: Valores apurados das CVAs

Descrição CVA	DELTA	30º Dia Anterior	5º Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA <sub>CCC</sub>	52.519.386,09	54.546.807,64	54.904.041,17	57.836.103,87
CVA <sub>CDE</sub>	6.686.169,85	7.055.324,64	7.101.530,80	7.480.776,72
CVA <sub>REDE BÁSICA</sub>	6.633.756,96	7.032.605,61	7.078.662,98	7.456.687,69
CVA <sub>COMPRA DE ENERGIA</sub>	(106.433.558,77)	(111.147.933,42)	(111.875.854,45)	(117.850.405,93)
CVA <sub>TRANSPORTE ITAIPU</sub>	134.004,22	144.049,44	144.992,83	152.735,95
CVA <sub>PROINFA</sub>	8.432.868,18	8.687.544,89	8.744.440,66	9.211.423,56
CVA <sub>ESS</sub>	31.783.644,36	36.030.825,29	36.266.795,44	38.203.565,78
CVA <sub>COMPENSAÇÃO FINANCEIRA</sub>	-	-	-	-
<b>CVA TOTAL em processamento</b>	<b>(243.729,11)</b>	<b>2.349.224,09</b>	<b>2.364.609,44</b>	<b>2.490.887,63</b>
CVA <sub>Saldo a compensar Ano Anterior</sub>				(227.638,99)
<b>CVA TOTAL</b>	<b>(243.729,11)</b>	<b>2.349.224,09</b>	<b>2.364.609,44</b>	<b>2.263.248,65</b>

ii) **Neutralidade dos Encargos Setoriais.** Em conformidade com a redação dada à *Subcláusula Décima - Oitava* do Contrato de Concessão nº 042/1999, procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas a partir de fevereiro/2010 entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste anterior. O total das diferenças, atualizadas pela SELIC para julho de 2010 totalizou o valor negativo de **-R\$ 6.750.198,79** que será revertido em favor da modicidade tarifária.

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

iii) **Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira.** Está sendo considerada a parcela de ajuste da Rede Básica Fronteira, informada pela SRT por meio do Memorando 240/2010, no valor de **R\$ (416.127,06)**. 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.

iv) **Parcela de Ajuste de Conexão.** Está sendo considerada a parcela de ajuste dos encargos de conexão informada pela SRT por meio do Memorando 235/2010 e atualizada monetariamente, no valor de **R\$ 6.171.954,91**.

v) **Repasso 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, a SRE está considerando o valor de **R\$ 49.304.975,14**, calculado com base nos relatórios da CCEE.

vi) **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\$ 663.039,99**, já atualizado pelo IPCA, pelas contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2009.

vii) **Ativos de Conexão/DIT já considerados na Parcela A - Consumidor A1.** Por meio do Memorando nº 386/2010-SRE/ANEEL, de 12 de julho de 2010, a SRE informou a receita do O&M dos ativos de transmissão disponibilizados para a conexão do consumidor Vega do Sul, no valor de **R\$ 749.681,10** (a preço de junho de 2009), que está incluída no total do encargo de conexão (de R\$ 31.858.268,38) da CELESC DIS com a ELETROSUL. Tal valor está contemplado no total do encargo de conexão do consumidor Vega do Sul e, portanto, o montante atualizado de **R\$ (789.635,96)** deve ser expurgado na forma de um componente financeiro.

viii) **Descontos TUSD (Fio B) Supridas (mercado anual inferior a 500GWh).** Consiste no desconto concedido na TUSD (Parcela Fio B) às concessionárias e permissionárias de distribuição com mercado anual inferior a 500GWh, conforme disposto na Resolução Normativa nº 206/2005, alterada pela Resolução Normativa nº 243/2006, no valor de **R\$ 50.419.823,66**.

ix) **Subsídio, Reversão e Previsão – Irrigantes e Aqüicultura.** Consiste na compensação da perda de receita proveniente dos descontos na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica das atividades de irrigação e de aqüicultura, conforme previsto na Resolução Normativa nº 207, de 09 de janeiro de 2006. O valor já atualizado pelo IGP-M considerado é de **R\$ 193.502,56**, referente ao período de maio de 2009 a maio 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\$ (439.847,33)** referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida no último reajuste tarifário da distribuidora. Por fim, concede-se a título de Previsão do Subsídio para Irrigação e Aqüicultura, para os próximos 12 meses o valor

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

de R\$ 184.189,33 , devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária.

x) **Subsídio, Reversão e Previsão – TUSD (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\$ 19.130.882,29 , referente ao período de maio de 2009 a maio 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\$ (17.040.390,99) referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida no último reajuste tarifário da distribuidora. Ainda, concede-se a título de previsão para os próximos 12 meses, o valor de R\$ 18.248.036,92 , 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 - Cooperativas de Eletrificação Rural**. Consiste na compensação de receita devido a consideração de tarifas “cheias”, sem a aplicação dos descontos relativos às cooperativas de eletrificação rural, de forma que o mercado subsidiante definido na estrutura tarifária não fosse majorado para compensar o referido desconto. O valor considerado atualizado pelo IGP-M é de R\$ 140.588.885,84 , referente ao período de julho de 2009 a maio 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\$ (107.873.739,88) referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida no último reajuste tarifário da distribuidora. Ainda, concede-se a título de previsão para os próximos 12 meses, o valor de R\$ 133.960.826,49 , devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária.

xii) **Passivo do Programa Luz para Todos**. No primeiro ciclo de revisões tarifárias não foram previstos, no cálculo do Fator X, os investimentos necessários à execução do Programa Luz Para Todos. Cabe agora à ANEEL definir o déficit incorrido pelas concessionárias em função de sua implementação. A metodologia de cálculo do déficit foi estabelecida pela Resolução Normativa n° 294, de 11 de dezembro de 2007, e consiste, basicamente, em recompor o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido na última revisão tarifária. No entanto, não foi possível o cálculo do passivo atual, pois a CELESC não apresentou dados consistentes de unidades consumidoras e energia faturada. Dessa forma, foi considerado o valor provisório estimado de R\$ 1.745.745,00 .

xiii) **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\$ 6.910.747,56 , com base nos dados fornecidos pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC por meio do Memorando n° 529/2010-SRC/ANEEL, de 20 de julho de 2010. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de R\$ (6.289.207,47) referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida no último reajuste tarifário da distribuidora. Ainda, concede-se a título de Previsão do Subsídio Baixa Renda, para os próximos 12 meses, o valor de R\$ 6.632.770,99 – esta previsão já incorpora os efeitos advindos da Lei n° 12.111, de 09 de dezembro de 2009 e da Lei n° 12.212, de 20 de janeiro de 2010, devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária.

xiv) **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,

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

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\$ 6.695.968,48**.

xv) **Recurso administrativo em face da Resolução Homologatória n° 865/2009**. Está sendo considerado dois componentes financeiros decorrentes do provimento parcial dado ao recurso administrativo apresentado pela CELESC em face do resultado do IRT de 2009. O primeiro refere-se à revisão da despesa para aquisição de energia, no total atualizado de **R\$ 9.099.039,27**, e o segundo trata da recomposição da receita de TUSDg correspondente às geradoras conectadas em A2, no total atualizado **R\$ 3.671.099,03**.

### Resumo dos Componentes Financeiros

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

Tabela 11: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)
CVA em Processamento Total	2.490.887,63
Neutralidade - Total	-6.750.198,79
Saldo a Compensar CVA ano anterior	-227.638,99
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	32.854.437,49
Exposição CCEAR entre Submercados	663.039,99
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	9.099.039,27
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006	-62.155,44
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/2004	17.507.626,68
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	2.830.901,53
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	7.254.311,08
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	166.675.972,45
Subsídio, reversão e Previsão TUSD-Fio B-Suprida-Res.243/2006	50.419.823,66
Previsão da sobrecontratação de energia	16.450.537,65
Parcela de Ajuste RB Fronteira	-416.127,06
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	6.171.954,91
Consumidor A1 - Ativos de Conexão/DIT já considerados na Parcela A	-789.635,96
Déficit - Programa Luz Para Todos	1.745.745,00
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg (A2)	3.671.099,03
<b>TOTAL</b>	<b>316.285.588,62</b>

### III.7. Análise dos Resultados

72. A diferença entre o reajuste solicitado pela CELESC, de **18,46%**, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de **16,75%**, está demonstrada a seguir.

**Tabela 12: Diferenças entre o pleito da CELESC e cálculo da SRE**

Descrição	Empresa	Aneel	Motivo
IGP-M - Fator X	5,39%	4,91%	A empresa utilizou índices de IGP-M projetados
RA <sub>0</sub>	3.787.883.464	3.862.453.474	A ANEEL utilizou tarifas sem desconto
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>656.276.934</b>	<b>620.144.123</b>	
Reserva Global de Reversão – RGR	33.037.615	13.286.003	A ANEEL utilizou os valores calculados pela SFF
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	250.495.315	250.495.315	
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	8.229.634	9.080.194	A ANEEL utilizou os valores calculados pela SRE
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	167.210.667	167.210.667	
Compensação financeira - CFURH	-	-	
ESS/EER	60.670.484	43.439.570	A ANEEL utilizou os valores projetados pela SRG e SRE
PROINFA	87.778.836	87.778.836	
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	48.690.358	48.684.607	A empresa utilizou receita líquida diferente
ONS	164.026	168.931	
<b>Custo com Transporte de Energia</b>	<b>425.913.017</b>	<b>406.211.691</b>	
Transporte de Itaipu	36.473.398	36.473.398	
Rede básica	251.780.754	249.579.361	
Rede básica fronteira	48.492.830	48.495.998	
REDE BÁSICA ONS (A2)	-	875.426	A empresa não apresentou os valores
MUST ITAIPU	29.798.994	29.578.933	
Conexão	52.442.752	34.284.288	A ANEEL utilizou os valores calculados pela SRT
Uso do sistema de distribuição	6.924.289	6.924.289	
<b>Compra de Energia</b>	<b>2.200.034.993</b>	<b>2.141.435.885</b>	
Energia Comprada	1.754.408.472	1.713.552.709	A ANEEL utilizou montantes e tarifas diferentes
Itaipu	445.626.520	427.883.176	A ANEEL utilizou montantes e cotação do dólar diferentes
<b>VPB<sub>1</sub></b>	<b>979.042.524</b>	<b>1.051.976.089</b>	Valores diferentes de RA0, IGP-M - Fator X e VPA0
<b>IRT</b>	<b>12,50%</b>	<b>9,25%</b>	
<b>CVA</b>	<b>28.775.672</b>	<b>(4.486.950)</b>	
CVA em Processamento - Enc. Set. + Neutralidade	95.154.853	105.981.671	A ANEEL utilizou os valores fiscalizados pela SFF
CVA em Processamento - Energia comprada	(69.965.561)	(117.850.406)	A ANEEL utilizou os valores fiscalizados pela SFF
CVA em Processamento - Transmissão	3.586.380	7.609.424	A ANEEL utilizou os valores fiscalizados pela SFF
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	-	(227.639)	A empresa não apresentou o cálculo
<b>Subsídios</b>	<b>220.352.514</b>	<b>244.626.480</b>	
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquic.-Res.207/2006	(67.087)	(62.155)	A ANEEL utilizou os valores fiscalizados pela SFF
Subsídio, Reversão e Previsão CL Fonte Inc. Res077/2004	17.515.060	17.507.627	A ANEEL utilizou os valores fiscalizados pela SFF
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. FI -Res.077/2004	3.715.327	2.830.902	A ANEEL utilizou os valores fiscalizados pela SFF
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	-	7.254.311	A ANEEL utilizou os valores fiscalizados pela SFF
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	151.000.577	166.675.972	A ANEEL utilizou os valores fiscalizados pela SFF
Subsídio, reversão e Previsão TUSD-Fio B-Suprida	48.188.636	50.419.824	A ANEEL utilizou os valores fiscalizados pela SFF
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>4.763.977</b>	<b>76.146.059</b>	
Repasso da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	-	32.854.437	A empresa não pleiteou sobrecontratação
Previsão da sobrecontratação de energia	-	16.450.538	A empresa não pleiteou sobrecontratação
Exposição CCEAR entre Submercados	508.557	663.040	
Parcela de Ajuste RB Fronteira	-	(416.127)	A empresa não pleiteou parcela de ajuste RB Fronteira
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	-	6.171.955	A empresa não pleiteou parcela de ajuste de conexão
Consumidor A1 - Ativos de Conexão/DIT na Parcela A	-	(789.636)	
Ajuste financeiro P & D	-	6.695.968	A empresa não pleiteou ajuste de P&D
Déficit - Programa Luz Para Todos	1.755.420	1.745.745	
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg (A2)	-	3.671.099	Decorrente do provimento parcial do recurso do IRT 2009
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste ano anterior	-	9.099.039	Decorrente do provimento parcial do recurso do IRT 2009
Provisão Despesas oriundas da Resolução nº 376/2009	2.500.000	-	Despesas referentes à Parcela B analisadas na revisão
<b>CVA</b>	<b>0,68%</b>	<b>-0,11%</b>	
<b>Subsídios</b>	<b>0,06%</b>	<b>5,80%</b>	
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>0,11%</b>	<b>1,80%</b>	
<b>Reajuste Tarifário com Financeiros</b>	<b>18,46%</b>	<b>16,75%</b>	

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



73. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise da apuração do IRT da CELESC.

74. O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT da CELESC resultou em um ajuste médio das tarifas de **16,75%**. Este valor é composto pelo Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico de **9,25%** acrescidos os componentes financeiros, no total de **7,50%**, resultando um efeito médio para os consumidores cativos de **9,85%** para o reajuste tarifário anual de 2010 da CELESC.

75. O Valor da Parcela A – VPA apresentou uma variação de **10,77%** no período de referência, representando um percentual de **7,98%** na composição do IRT da concessionária. Dentre os diversos itens de custos considerados, cabe destacar:

i) **Encargos Setoriais**. Variação de **125,18%** da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, provocando um aumento tarifário de **3,61%**, 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;

ii) **Custos de Transporte**. Variação de **-0,72%** do custo total com transporte de energia, refletindo uma redução tarifária de **-0,08%**, decorrente da queda nas tarifas de uso do sistema de transmissão;

iv) **Mix de Compra**. Variação de **6,73%**, contribuindo com aumento de **3,49%** na formação do índice de reajuste tarifário, devido principalmente à entrada de novos CCEARs no mix de compra da CELESC.

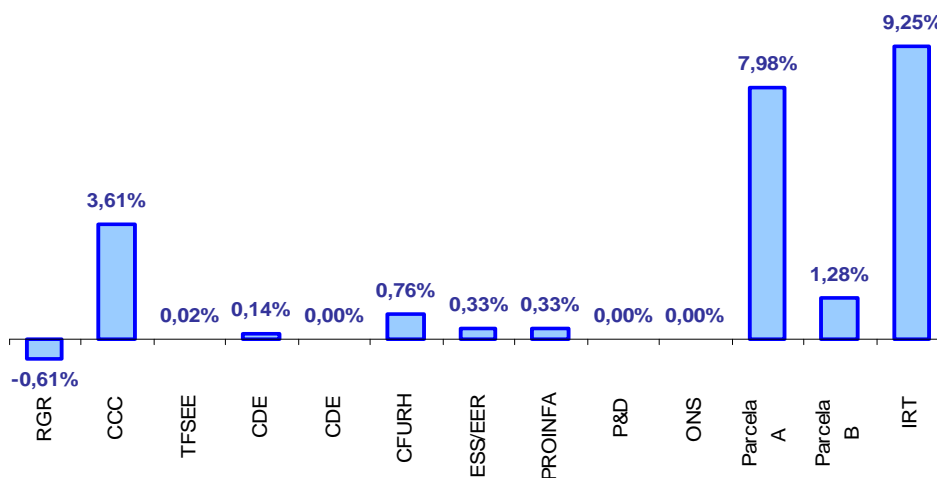
76. O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGP-M no período de agosto de 2009 a julho de 2010, de **5,79%**, que deduzido do Fator X de **0,88%** atingiu o percentual final de **4,91%**, representando um percentual de **1,28%** na composição do IRT da concessionária.

77. Do ponto de vista dos componentes financeiros, merece destaque o subsídio dado às cooperativas de eletrificação rural e os descontos TUSD (Fio B) para supridas, contribuindo respectivamente com **3,95%** e **1,19%** na composição do IRT da concessionária.

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

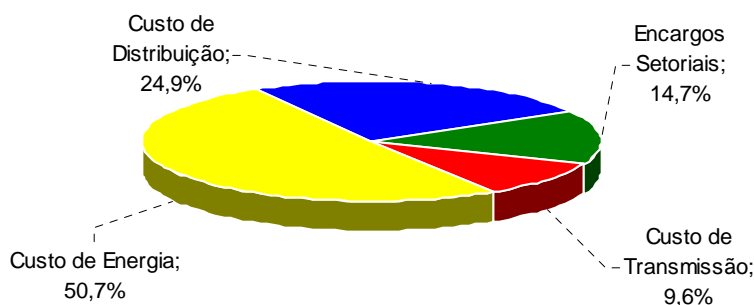


**Gráfico I - Composição Percentual do Índice de Reajuste Tarifário IRT Econômico**



79. 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 CELESC (gráfico II).

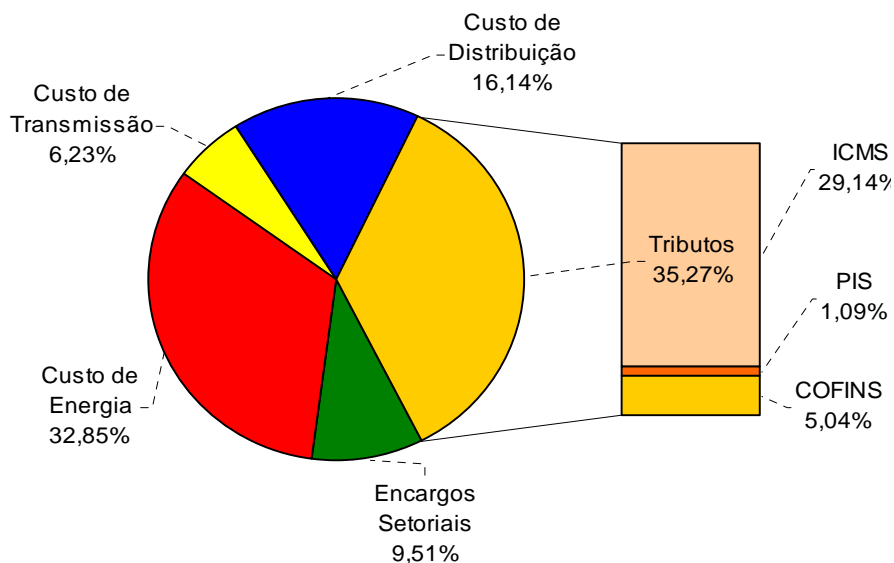
**Gráfico II  
Participação dos Itens da Parcela "A" e "B" na Receita Atual**



80. O gráfico III abaixo demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da CELESC, 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 29,14% para o ICMS, de 1,09% para o PIS e de 5,04% para a COFINS (total de 35,27% – 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 54,48% (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**



81. 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 13: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B da CELESC**

REAJUSTE TARIFÁRIO CELESC	DRA - R\$	DRP - R\$	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Reserva Global de Reversão – RGR	36.998.145	13.286.003	-64,09%	-0,61%	0,31%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	111.243.317	250.495.315	125,18%	3,61%	5,94%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	8.444.104	9.080.194	7,53%	0,02%	0,22%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	161.956.530	167.210.667	3,24%	0,14%	3,96%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	14.088.711	43.439.570	208,33%	0,76%	1,03%
Proinfra	75.201.404	87.778.836	16,72%	0,33%	2,08%
P&D e Eficiência Energética	36.031.948	48.684.607	35,12%	0,33%	1,15%
ONS	173.483	168.931	-2,62%	0,00%	0,00%
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>444.137.643</b>	<b>620.144.123</b>	<b>39,63%</b>	<b>4,56%</b>	<b>14,70%</b>
Transporte de Itaipu	34.367.139	36.473.398	6,13%	0,05%	0,86%
Rede básica	257.721.970	249.579.361	-3,16%	-0,21%	5,91%
Rede básica fronteira	47.180.576	48.495.998	2,79%	0,03%	1,15%
REDE BÁSICA ONS (A2)	948.344	875.426	-7,69%	0,00%	0,02%
MUST ITAIPU	31.428.846	29.578.933	-5,89%	-0,05%	0,70%
Conexão	31.277.892	34.284.288	9,61%	0,08%	0,81%
Uso do sistema de distribuição	6.249.832	6.924.289	10,79%	0,02%	0,16%
<b>Custo com Transporte de Energia</b>	<b>409.174.598</b>	<b>406.211.691</b>	<b>-0,72%</b>	<b>-0,08%</b>	<b>9,63%</b>
Energia Comprada	1.547.760.399	1.713.552.709	10,71%	4,29%	40,61%
Itaipu	458.683.598	427.883.176	-6,71%	-0,80%	10,14%
<b>Compra de Energia</b>	<b>2.006.443.998</b>	<b>2.141.435.885</b>	<b>6,73%</b>	<b>3,49%</b>	<b>50,75%</b>
<b>Receita Anual</b>	<b>3.862.453.474</b>	<b>4.219.767.789</b>			
<b>Total Parcela A</b>	<b>2.859.756.239</b>	<b>3.167.791.700</b>	<b>10,77%</b>	<b>7,98%</b>	<b>75,07%</b>
<b>Total Parcela B</b>	<b>1.002.697.235</b>	<b>1.051.976.089</b>	<b>4,91%</b>	<b>1,28%</b>	<b>24,93%</b>
<b>Reajuste Tarifário Anual</b>		<b>9,25%</b>			

Financeiros	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	105.981.671 2,51%
CVA em Processamento - Energia comprada	(117.850.406) -2,79%
CVA em Processamento - Transmissão	7.609.424 0,18%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(227.639) -0,01%
<b>CVA</b>	<b>(4.486.950) -0,11%</b>
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006	(62.155) 0,00%
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res.077/2004	17.507.627 0,41%
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	2.830.902 0,07%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	7.254.311 0,17%
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	166.675.972 3,95%
Subsídio, reversão e Previsão TUSD-Fio B-Suprida-Res.243/2006	50.419.824 1,19%
<b>Subsídios</b>	<b>244.626.480 5,80%</b>
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	32.854.437 0,78%
Previsão da sobrecontratação de energia	16.450.538 0,39%
Exposição CCEAR entre Submercados	663.040 0,02%
Parcela de Ajuste RB Fronteira	(416.127) -0,01%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	6.171.955 0,15%
Consumidor A1 - Ativos de Conexão/DIT já considerados na Parcela A	(789.636) -0,02%
Ajuste financeiro P & D, Eficiência Energética e Ressarc. ICMS Sistemas Isolados	6.695.968 0,16%
Déficit - Programa Luz Para Todos	1.745.745 0,04%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg (A2)	3.671.099 0,09%
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	9.099.039 0,22%
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>76.146.059 1,80%</b>
<b>Total dos componentes Financeiros</b>	<b>316.285.589 7,50%</b>
<b>Reajuste Tarifário com Financeiros</b>	<b>16,75%</b>

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

82. O efeito tarifário médio para os consumidores cativos foi de **9,85%**, conforme tabela acima. A tabela a seguir apresenta o efeito médio a ser percebido pelo consumidor cativo da CELESC nos diferentes grupos de consumo.

**Tabela 14: Efeito Médio Consumidor Cativo**

Efeito médio a ser percebido pelo consumidor	
Grupo de Consumo	Varição Tarifária
A2 - 88 kV a 138 kV	9,05%
A3 - 69 kV	10,15%
A3a - 30 kV a 44 kV	11,78%
A4 - 13,8kV	11,16%
B1-Residencial	9,16%
B1-Baixa Renda	1,06%
AT - Alta Tensão ( > 2,3kV )	10,89%
BT - Baixa Tensão ( < 2,3kV )	8,94%
<b>TOTAL</b>	<b>9,85%</b>

#### 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 056/1999, no que consta do Processo nº 48500.001597/2010-85 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de **16,75%** a ser aplicado às tarifas da **Celesc Distribuição S.A. – CELESC**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **9,85%**, sendo de **10,89%** para os consumidores cativos conectados em Alta Tensão (AT) e de **8,94%** para os cativos conectados em Baixa Tensão (BT);
- ii) pela fixação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e da receita anual referente às instalações de conexão;
- iv) fixar as tarifas de suprimento das empresas Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA, Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda – IENERGIA, Empresa de Força e Luz João Cesa

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

Ltda – JOÃO CESA e Empresa Força Luz Urussanga Ltda – EFLUL a vigirem nos períodos de, respectivamente, 14 de agosto de 2010 a 13 de agosto de 2011, 07 de agosto de 2010 a 06 de agosto de 2011, 30 de março de 2011 a 29 de março de 2012 e 30 de março de 2011 a 29 de março de 2012; e

v) pela aprovação, para fins exclusivos de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A — CVA do próximo reajuste, da cobertura tarifária relativa ao Encargo de Serviço do Sistema — ESS.

## 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;
- Tabela VII – Balanço Energético e Energia Requerida.

**ADRIANNA AMORIM CRUZ**  
Especialista em Regulação

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

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 CELESC - 2010

### ANEXOS



**TABELA I – Memória de Cálculo**

IVI		ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO	
IGP-M	5,79%	<b>IRT Anexo II</b>	<b>9,25%</b>
IPCA	4,72%	Fin R\$	316.285.588,62
FATOR X	0,88%	% Fin	7,50%
(IGP-M - FATOR X)	4,91%	<b>IRT Anexo I</b>	<b>16,75%</b>

Efeito Médio Consumidor	9,92%
-------------------------	-------

	DRA	DRP	2009/2010	% IRT
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>R\$ 444.137.642,62</b>	<b>R\$ 620.144.123,00</b>	<b>39,6%</b>	<b>4,6%</b>
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 36.998.145,11	R\$ 13.286.002,56	-64,1%	-0,6%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 111.243.317,31	R\$ 250.495.314,84	125,2%	3,6%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 8.444.103,71	R\$ 9.080.194,14	7,5%	0,0%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 161.956.530,49	R\$ 167.210.666,58	3,2%	0,1%
Compensação financeira - CFURH	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
ESS/EER	R\$ 14.088.710,58	R\$ 43.439.569,75	208,3%	0,8%
PROINFA	R\$ 75.201.404,22	R\$ 87.778.836,28	16,7%	0,3%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	R\$ 36.031.948,41	R\$ 48.684.607,42	35,1%	0,3%
ONS	R\$ 173.482,80	R\$ 168.931,43	-2,6%	0,0%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	<b>R\$ 409.174.598,35</b>	<b>R\$ 406.211.691,37</b>	<b>-0,7%</b>	<b>-0,08%</b>
Transporte de Itaipu	R\$ 34.367.138,71	R\$ 36.473.397,89	6,1%	0,1%
Rede Básica Contratos Iniciais	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
Rede básica	R\$ 257.721.970,00	R\$ 249.579.360,50	-3,2%	-0,2%
Rede básica fronteira	R\$ 47.180.576,00	R\$ 48.495.998,00	2,8%	0,0%
REDE BÁSICA ONS (A2)	R\$ 948.343,52	R\$ 875.425,91	-7,7%	0,0%
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
MUST ITAIPU	R\$ 31.428.846,18	R\$ 29.578.932,88	-5,9%	0,0%
Conexão	R\$ 31.277.891,68	R\$ 34.284.287,65	9,6%	0,1%
Uso do sistema de distribuição	R\$ 6.249.832,26	R\$ 6.924.288,54	10,8%	0,0%
<b>ENERGIA COMPRADA TOTAL</b>	<b>R\$ 2.006.443.997,76</b>	<b>R\$ 2.141.435.885,48</b>	<b>6,7%</b>	<b>3,5%</b>
ENERGIA COMPRADA	R\$ 1.547.760.399,47	R\$ 1.713.552.709,14	10,7%	4,3%
ITAIPU	R\$ 458.683.598,29	R\$ 427.883.176,34	-6,7%	-0,8%
<b>RA TOTAL</b>	<b>R\$ 3.862.453.473,50</b>	<b>4.219.767.788,62</b>		
VPA	R\$ 2.859.756.238,73	R\$ 3.167.791.699,84	10,8%	7,98%
VPB	R\$ 1.002.697.234,78	R\$ 1.051.976.088,78	4,9%	1,28%
Bolha Econômica	R\$ 8.733.041,29			
RAO GTF	R\$ 3.853.720.432,22			

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

**TABELA II – Componentes Financeiros**

COMPONENTES FINANCEIROS		
Componentes Financeiros	▼	Valor % s/ RA1
CVA em Processamento Total	R\$	2.490.887,63 0,06%
Neutralidade - Total	R\$	(6.750.198,79) -0,16%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	R\$	(227.638,99) -0,01%
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	R\$	32.854.437,49 0,78%
Exposição CCEAR entre Submercados	R\$	663.039,99 0,02%
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	R\$	- 0,00%
REVERSÃO Consultoria para Reavaliação de Ativos - Res. 493/2002	R\$	- 0,00%
REVERSÃO Consultoria Campanha de Medidas - Res. 166/2005	R\$	- 0,00%
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	R\$	9.099.039,27 0,22%
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006	R\$	(62.155,44) 0,00%
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/2004	R\$	17.507.626,68 0,41%
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	R\$	2.830.901,53 0,07%
Subsídio, Reversão e Previsão APE/PIE-Res.166/2005	R\$	- 0,00%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	R\$	7.254.311,08 0,17%
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	R\$	166.675.972,45 3,95%
Subsídio, reversão e Previsão TUSD-Fio B-Suprida-Res.243/2006	R\$	50.419.823,66 1,19%
Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TUSD)	R\$	- 0,00%
Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TE)	R\$	- 0,00%
Reclassificação Baixa Renda - Despacho NEGATIVO - Res 514/02 e 89/05	R\$	- 0,00%
Saldo a Compensar Financeiros ano anterior	R\$	- 0,00%
Previsão da sobrecontratação de energia	R\$	16.450.537,65 0,39%
REVERSÃO ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energia	R\$	- 0,00%
Saldo a compensar da RTE	R\$	- 0,00%
Parcela de Ajuste RB Fronteira	R\$	(416.127,06) -0,01%
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TUSD)	R\$	- 0,00%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	R\$	6.171.954,91 0,15%
Passivo Financeiro Complementar de Conexão/DIT	R\$	- 0,00%
Consumidor A1 - Ativos de Conexão/DIT já considerados na Parcela A	R\$	(789.635,96) -0,02%
Ajuste financeiro P & D, Eficiência Energética e Ressarc. ICMS Sistemas Isolados	R\$	6.695.968,48 0,16%
Déficit - Programa Luz Para Todos	R\$	1.745.745,00 0,04%
Consumidor A1 - Ativos de Conexão já considerados na Parcela B	R\$	- 0,00%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg (A2)	R\$	3.671.099,03 0,09%
Ajuste Financeiro referente à TUSD-G Geradoras/DIT's - Res 497/2007	R\$	- 0,00%
<b>Total geral</b>	<b>R\$</b>	<b>316.285.588,62 7,50%</b>

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

TABELA III – CVA

QUADRO RESUMO	
Descrição	Valores (R\$)
CVA em processamento	2.490.887,63
CVA saldo a compensar	(227.638,99)
<b>Total</b>	<b>2.263.248,65</b>

**I Dados da CVA em Processamento**

DESCRIÇÃO CVA	DELTA	30º DIA ANTERIOR	5º DIA UTIL ANTERIOR	12 MESES SUBSEQUENTE
CVA CCC	52.519.386,09	54.546.807,64	54.904.041,17	57.836.103,87
CVA CONTA DES.ENERG - C	6.686.169,85	7.055.324,64	7.101.530,80	7.480.776,72
CVA REDE BÁSICA	6.633.756,96	7.032.605,61	7.078.662,98	7.456.687,69
CVA COMPRA ENERGIA	(106.433.558,77)	(111.147.933,42)	(111.875.854,45)	(117.850.405,93)
CVA REPASSE ITAIPU				
CVA COMP. FINANCEIRA				
CVA TRANSPORTE ITAIPU	134.004,22	144.049,44	144.992,83	152.735,95
CVA PROINFA	8.432.868,18	8.687.544,89	8.744.440,66	9.211.423,56
CVA ENCARGOS SERV SIST	31.783.644,36	36.030.825,29	36.266.795,44	38.203.565,78
<b>CVA TOTAL DAS CVA's</b>	<b>(243.729,11)</b>	<b>2.349.224,09</b>	<b>2.364.609,44</b>	<b>2.490.887,63</b>

**II Cálculo da CVA Saldo a Compensar**

Valor da CVA 5º dia Útil do último IRT (R\$)	
CVA TOTAL DAS CVA's	109.155.787,60

Valor da CVA Faturada (R\$)	
FATURADO	114.342.254,31

Mês/Ano	Selic Efetiva*	CVA recebida total	CVA Saldo atualizado	CVA Saldo a Compensar
ago/09	1,00693749	9.528.521,19	109.913.054,79	100.384.533,59
set/09	1,00693749	9.528.521,19	101.080.950,29	91.552.429,10
out/09	1,00693749	9.528.521,19	92.187.573,16	82.659.051,97
nov/09	1,00660604	9.528.521,19	83.205.100,97	73.676.579,78
dez/09	1,00726867	9.528.521,19	74.212.110,52	64.683.589,33
jan/10	1,00660567	9.528.521,19	65.110.867,78	55.582.346,58
fev/10	1,00594348	9.528.521,19	55.912.699,15	46.384.177,96
mar/10	1,00760070	9.528.521,19	46.736.730,18	37.208.208,98
abr/10	1,00665913	9.528.521,19	37.455.983,29	27.927.462,09
mai/10	1,00751364	9.528.521,19	28.137.298,99	18.608.777,80
jun/10	1,00792576	9.528.521,19	18.756.266,50	9.227.745,31
jul/10	1,00792576	9.528.521,19	9.300.882,21	<b>(227.638,99)</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)

MERCADO DE ENERGIA		* Preenchimento Facultativo	
DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)	DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)
<b>FORNECIMENTO</b>	<b>15.599.745</b>	Residencial	4.303.873,55
A1 (230 kV ou mais)	-	Industrial	9.267.146,42
A2 (88 a 138 kV)	703.837	Comercial	-
A3 (69 kV)	529.698	Rural	1.561.211,93
A3a (30 kV a 44 kV)	106.356	Demais	467.513,34
A4 (2,3 kV a 25 kV)	6.563.973	<b>TOTAL Cativo</b>	<b>15.599.745,24</b>
As	-	Suprimento	<b>457.611,83</b>
BT (menor que 2,3 kV)	7.695.881	<b>CATIVO + SUPRIMENTO</b>	<b>16.057.357,07</b>
<b>SUPRIMENTO</b>	<b>457.612</b>	Livres/Dist./Uso Ger.	<b>1.836.062,67</b>
<b>CONSUMIDORES LIVRES</b>	<b>1.825.571</b>	<b>TOTAL</b>	<b>17.893.419,74</b>
<b>CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>10.492</b>		
<b>CONSUMIDOR GERADOR</b>	<b>-</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>17.893.420</b>		

RECEITA - RA0		Mercado Baixa Renda	
DESCRIÇÃO	R\$	DESCRIÇÃO	MWh
<b>FORNECIMENTO</b>	<b>3.627.679.631,89</b>	Consumo mensal faixa 1	32.290,77
A1 (230 kV ou mais)	-	Consumo mensal faixa 2	77.982,11
A2 (88 a 138 kV)	166.966.176,79	Consumo mensal faixa 3	9.548,82
A3 (69 kV)	119.048.002,08	Consumo mensal faixa 4	39.511,10
A3a (30 kV a 44 kV)	20.181.006,82	Consumo mensal faixa 5	35.820,75
A4 (2,3 kV a 25 kV)	1.360.544.988,85		
As	-		
BT (menor que 2,3 kV)	1.960.939.457,35		
<b>SUPRIMENTO</b>	<b>87.998.129,74</b>		
<b>CONSUMIDORES LIVRES</b>	<b>124.478.336,74</b>		
<b>CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>887.238,00</b>		
<b>USO GERAÇÃO</b>	<b>12.677.095,85</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>3.853.720.432,22</b>		
<b>AJUSTE ECONÔMICO - BOLHA</b>	<b>8.733.041,29</b>		

\* Informações contidas na coluna D da planilha da SRC.  
\*\* Não inserir valores do mercado acima de 220kWh

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

Encargos Setoriais	DRA		DRP
	Valores Faturados	Cobertura Tarifária	
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 36.998.145,11	R\$ 30.441.604,37	R\$ 13.286.002,56
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 111.243.317,31	R\$ 109.762.858,69	R\$ 250.495.314,84
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 8.444.103,71	R\$ 7.108.826,05	R\$ 9.080.194,14
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 161.956.530,49	R\$ 159.801.165,59	R\$ 167.210.666,58
Compensação financeira - CFURH	R\$ -	R\$ -	R\$ -
ESS/EER	R\$ 14.088.710,58	R\$ 13.477.538,92	R\$ 43.439.569,75
PROINFA	R\$ 75.201.404,22	R\$ 74.200.601,93	R\$ 87.778.836,28
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	R\$ 36.031.948,41	R\$ 36.160.385,83	48.684.607,42
ONS	R\$ 173.482,80	R\$ 164.025,84	R\$ 168.931,43
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>R\$ 444.137.642,62</b>	<b>R\$ 431.117.007,22</b>	<b>R\$ 620.144.123,00</b>

Transporte de Energia	DRA		DRP
Transporte de Itaipu	R\$ 34.367.138,71	R\$ 36.473.397,89	
Rede Básica Contratos Iniciais			
Rede básica	R\$ 257.721.970,00	R\$ 249.579.360,50	
Rede básica fronteira	R\$ 47.180.576,00	R\$ 48.495.998,00	
REDE BÁSICA ONS (A2)	R\$ 948.343,52	R\$ 875.425,91	
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	R\$ -	R\$ -	
MUST ITAIPU	R\$ 31.428.846,18	R\$ 29.578.932,88	
Conexão	R\$ 31.277.891,68	R\$ 34.284.287,65	
Uso do sistema de distribuição	R\$ 6.249.832,26	R\$ 6.924.288,54	
<b>Total do Transporte de Energia</b>	<b>R\$ 409.174.598,35</b>	<b>R\$ 406.211.691,37</b>	
<b>Encargos Setoriais + Transporte</b>	<b>R\$ 853.312.240,97</b>	<b>R\$ 1.026.355.814,37</b>	

**TABELA VI – Tarifa Média**

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>5. ENERGIA CONTRATADA</b>	<b>2.211.636.810,63</b>	<b>122,45</b>	<b>18.560.872</b>
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
1º Existente 2006-08	52.345.200,94	87,41	598.824
2º Existente 2008-08	125.665.152,22	105,11	1.195.540
4º Existente 2009-08	558.409.410,35	117,66	4.746.152
MCSD 1º Existente 2005-08	27.948,38	73,83	379
MCSD 1º Existente 2006-08	120.671,55	86,44	1.396
MCSD 1º Existente 2007-08	19.186,60	96,88	198
(VR) 1º Nova A-5 2010-15 T	76.730.916,97	145,41	527.685
(VR) 1º Nova A-5 2010-30 H	79.134.321,35	145,41	544.213
(VR) 4º Nova A-3 2010-15 T	28.878.871,00	145,41	198.602
(VR) 6º Nova A-3 2011-OF15	30.815.030,33	142,76	215.849
1º Nova A-3 2008-15 T	140.938.650,31	145,60	967.985
1º Nova A-3 2008-30 H	16.094.749,80	131,38	122.508
1º Nova A-4 2009-15 T	64.964.582,30	144,07	450.924
1º Nova A-4 2009-30 H	4.960.602,55	140,38	35.336
2º Nova A-3 2009-15 T	185.507.114,38	147,35	1.258.956
2º Nova A-3 2009-30 H	375.910.966,00	153,36	2.451.148
CONTRATOS BILATERAIS			
EOL Bom Jardim	157.549,29	225,07	700
CEESAM Santa Maria	1.833.680,75	76,40	24.000
Lages Bioenergética	38.503.710,46	199,79	192.720
CENAEEL	2.118.124,13	235,35	9.000
CGH Roncador	617.194,64	98,91	6.240
ITAIPU	427.883.176,34	94,79	4.513.783,00
PROINFA	-	-	498.733
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
<b>6. Sobre (+) / Exposição (-)</b>	<b>70.200.925,15</b>	<b>130,71</b>	<b>537.065</b>
<b>7. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA EM DRP</b>	<b>2.141.435.885,48</b>	<b>118,81</b>	<b>18.023.807</b>

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

**TABELA VII – Balanço Energético e Energia Requerida**

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>12,16%</b>	<b>1.952.382</b>		<b>12,25%</b>	<b>1.966.449</b>
Perdas na Rede Básica (%)		2,65%	425.538		2,74%	439.605
Distribuição (%)	<b>7,86%</b>	9,51%	1.526.844	<b>7,87%</b>	9,51%	1.526.844
Perdas Técnicas (%)	<b>6,17%</b>	7,46%	1.198.230	<b>6,17%</b>	7,46%	1.198.230
Perdas não Técnicas (%)	<b>1,69%</b>	2,05%	328.614	<b>1,69%</b>	2,05%	328.614

VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)</b>	<b>3.715.677.761,63</b>	<b>231,40</b>	<b>16.057.357</b>
2.1 Fornecimento	3.627.679.631,89	232,55	15.599.745
2.2 Suprimento	87.998.129,74	192,30	457.612
2.3 Consumidores Livres/Dist./Ger.	138.042.670,59	75,18	1.836.063
2.4 Consumidores Rede Básica			-
<b>3. ENERGIA REQUERIDA DRA (1.1 + 2)</b>			<b>18.009.739</b>
<b>4. ENERGIA REQUERIDA DRP (1.2 + 2)</b>			<b>18.023.807</b>

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