

Processo: 48500.001971/2011-23

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 CEPISA - Companhia Energética do Piauí.

I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2011 da CEPISA - Companhia Energética do Piauí, 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. 007/1997.

II. DOS FATOS

2. A CEPISA atende atualmente **974.284** consumidores finais e com o consumo mensal de **176.562 MWh**, representa um faturamento anual de **R\$ 749.680.293,71**.

Tabela 1: Consumo e clientes da CEPISA

Classe de consumo	Nº de Unidades Consumidoras ¹	Consumo de Energia ² - MWh	Participação no Consumo
Residencial	851.204	79.292	44,9%
Industrial	3.900	18.045	10,2%
Comercial, Serviços e Outras	72.362	37.972	21,5%
Rural	28.731	6.336	3,6%
Poder Público	13.277	12.911	7,3%
Iluminação Pública	847	10.470	5,9%
Serviço Público	3.772	10.408	5,9%
Consumo Próprio	135	255	0,1%
Rural Aquicultor			0,0%
Rural Irrigante	56	872	0,5%
Total	974.284	176.562	100%

* 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 12 de fevereiro de 2001 foi firmado o Contrato de Concessão nº 004/2001 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Companhia Energética do Piauí S.A. - CEPISA. 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 20 de julho de 2005 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 004/2001, 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 fevereiro de 2010 foi aprovado Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 004/2001, 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 514/2010-SCT/ANEEL, de 07 de junho de 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.

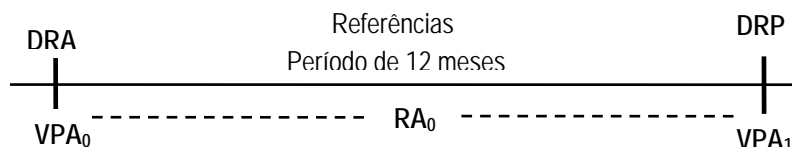
7. Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica e explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante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

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

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:

VPA₁ - 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;

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

VPB₀ - 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:

VPA₀ - 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 2010

11. Em 28 de agosto de 2010, as tarifas da CEPISA foram, em média, reajustadas em **6,08%**, sendo **7,45%** do reajuste econômico e **-1,36%** dos componentes financeiros, conforme a Resolução Homologatória n.º 1.052 de 24 de agosto de 2010.

III. DA ANÁLISE

III.1. Proposta da Concessionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2011

12. Por meio da Carta CT044/2011, datada de 28 de julho de 2011, complementada pela carta CT045/2011, de 1 de agosto de 2011, com correção feita pela carta CT050/2011 de 15 de agosto de 2011, a **CEPISA** encaminhou à ANEEL solicitação de Reajuste Tarifário Anual médio de **10,64%**, a ser aplicado às suas tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 28 de agosto de 2011, sendo **7,92%** relativo ao cálculo econômico e **2,72%** referente aos componentes financeiros.

III.2. Precedentes

13. A Superintendência de Regulação Econômica – SRE, em reunião realizada em 6 de julho de 2011, na sede da ANEEL, procurou prestar, aos técnicos da **CEPISA** 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 nº 8.631, de 04 de março de 1993, alterado pelo art. 7º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a **CEPISA** encontra-se, nesta data, adimplente com as obrigações intra-setoriais relacionadas no referido dispositivo legal.

15. Sobre o pedido da **CEPISA** referente à atualização dos valores máximos dos serviços cobráveis previstos na Resolução ANEEL nº. 457, de 29 de novembro de 2000, é necessário esclarecer que tendo em vista a cobertura dos custos de execução de tais atividades via Empresa de Referência, conforme consta do Anexo I da Resolução Normativa nº 338, de 25 de novembro de 2008, o resultado do produto entre as frequências regulatórias e as taxas reais passou a ser revertido para modicidade tarifária, aplicando-se como redutor do custo da Empresa de Referência. Dessa forma, os valores constantes da Resolução nº 457/2000 foram atualizados pela variação acumulada do IPCA até o mês do atual reajuste tarifário da concessionária.

III.3. Período de Referência

16. O período de referência para o reajuste da **CEPISA** é de **agosto de 2010 a julho de 2011**.

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

III.4. Fator X

17. Conforme a Resolução Homologatória nº 871, de 25 de agosto de 2009, que divulgou o resultado definitivo da Revisão Tarifária Periódica de 2009 da CEPISA, foi estabelecido, para o atual ciclo tarifário da distribuidora, o valor do componente Xe em **0,00%**.

18. O componente Xa do "Fator X" é recalculado em cada reajuste tarifário anual na forma do Anexo VI da Resolução Normativa nº. 234, de 31 de outubro de 2006, sendo considerado para o atual reajuste o valor de 0,66%, resultando, para a CEPISA, um Fator X de 0,66%, como pode ser verificado na tabela a seguir.

Tabela 2: Fator X

Componentes	Cálculo	Valor
IGP-M	g	8,36%
IPCA	c	6,87%
Xe	e	0,00%
Xa	a	0,66%
Fator X	$e*(1+g-a)+a$	0,66%

III.5. Cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2011

19. O Reajuste Tarifário Anual da CEPISA, calculado pela SRE, para aplicação em 28 de agosto de 2011, resultou no percentual total de **10,60%**, sendo **7,89%** relativo ao cálculo econômico e **2,71%** referente aos componentes financeiros pertinentes.

20. O índice médio final do reajuste 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 **7,69%** 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

21. No cálculo da Receita Anual – RA0 da CEPISA, na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência, foi considerado o valor de **R\$ 749.680.293,71**, obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF enviado pela concessionária.

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

Tabela 3: Mercado GTF

MERCADO	MWh	R(\$)
Fornecimento	2.247.379,00	728.087.451,27
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	-	-
A3 (69 kV)	137.749,00	23.049.572,54
A3a (30 kV a 44 kV)	4.378,00	1.325.052,02
A4 (2,3 kV a 25 kV)	487.141,00	127.219.002,76
As	-	-
BT (menor que 2,3 kV)	1.618.111,00	576.493.823,96
Suprimento	-	-
Consumidores Livres	-	-
Consumidor Distribuição	83.746,00	16.101.622,44
Consumidor Gerador	-	5.491.220,00
TOTAL	2.331.125,00	749.680.293,71

III.5.2. Encargos

22. 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.

23. 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 nº 23/2010, 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.

24. 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.

25. A **Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente – TEH** tem como base legal a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que estendeu o rateio do custo de consumo de combustíveis para a geração de energia elétrica nos sistemas isolados a todos as distribuidoras. A CCC somente reembolsa os dispêndios com combustíveis que excedam o custo da energia hidráulica equivalente à geração térmica. A ANEEL publica anualmente o valor da TEH, a qual, aplicada sobre o montante de geração térmica dos sistemas isolados, resulta no valor a ser deduzido das despesas a serem cobertas pela CCC. Esse encargo é reconhecido somente às concessionárias que têm geração térmica e que pertencem ao sistema isolado.

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

26. **A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e regulamentada pelo Decreto n.º 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 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.º 67/2001.

28. **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.º 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.

29. A Lei n.º 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.º 127/2004.

30. 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.º 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.º 265/2003 e n.º 688/2003.

31. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** foi criado pela Lei n.º 9.991, de 24 de abril 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.

32. 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

33. Após as etapas de contribuições no âmbito da Audiência Pública nº 043/2010, a Diretoria Colegiada da ANEEL, em reunião pública realizada no dia 02 de fevereiro de 2011, 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.

34. 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_0 : 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_0 : Valor da “Parcela B” considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

35. 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.

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

36. 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.

37. 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 CEPISA

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Reserva Global de Reversão – RGR	(1.831.523,94)	3.815.034,50	Nota Técnica 924/2011 - SFF/ANEEL
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	24.484.082,88	28.739.685,00	REN 427/2011
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.741.641,93	1.761.038,37	Nota Técnica 204/2011 - SRE/ANEEL
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	4.329.191,95	4.860.535,30	REH 1093/2010
Comp.Financ.Uso de Recursos Hidráulicos - CFURH	-	-	
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	4.395.988,04	6.283.548,72	Previsão SRE - ABR/2011
Proinfra	8.579.747,03	8.486.441,11	REH 1101/2010
P&D e Eficiência Energética	8.996.935,91	9.919.062,14	Fórmula - Res. Normativa nº 316/2008
ONS	34.400,44	34.834,91	Contribuição JUL/11 - JUN/12
Total de Encargos Tarifários	50.730.464,23	63.900.180,05	

38. Para fins de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da Neutralidade dos encargos setoriais e das respectivas Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA do próximo reajuste da concessionária, foi considerada a previsão do custo anual da CEPISA referente à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL, de 28.739.685,00, e aos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER, no total de 6.283.548,72, neste último também incluso os custos relacionados à segurança energética, ou seja, aqueles devidos à ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco e aos despachos de termelétricas fora da ordem de mérito de custo ordenados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

39. Quanto ao encargo RGR, cuja extinção estava prevista para o final do exercício de 2010, cabe esclarecer que o mesmo foi incluído no presente cálculo tarifário da CEPISA, devido ao disposto no art. 20 da Lei n. 12.431, de 24 de junho de 2011, que prorrogou a vigência deste encargo até 2035.

III.5.3. Transporte de Energia

40. 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.

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

41. 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.

42. 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.

43. 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.

44. Os encargos associados às instalações de transmissão informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, por meio do Memorando nº 0283/2011-SRT/ANEEL, de 9 de agosto de 2011, são detalhados nas tabelas abaixo.

Tabela 5: Encargos de Uso da Rede Básica

Componente	Valor (R\$)
Rede Básica	38.473.320,80
Rede Básica Fronteira	14.855.551,16
Total do Transporte de Energia	53.328.871,96

45. Os valores dos encargos relacionados ao transporte de energia a serem considerados neste reajuste tarifário (em DRA e DRP) estão demonstrados na tabela abaixo:

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

Tabela 7: Encargo de Uso e Conexão da Rede Básica

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede básica	36.319.081,84	38.473.320,80
Rede básica fronteira	14.004.020,77	14.855.551,16
Conexão	2.287.022,66	3.008.104,64
MUST Itaipu	-	-
Transporte de Itaipu	-	-
Uso do Sistema de Distribuição	602.628,64	620.175,57
Total dos Custos de Transporte	53.212.753,91	56.957.152,17

III.5.4. Compra de Energia

46. 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.

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 abril 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.

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

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. 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.

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 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 CEPISA.

Tabela 8: Perdas Rede Básica, Técnicas e Não-técnicas – DRA & DRP

Descrição	DRA	DRP
Perdas Técnicas	12,45%	12,45%
Perdas na Rede Básica	2,43%	2,22%
Perdas não Técnicas sobre BT	22,47%	21,10%

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:

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

Tabela 9: Energia Requerida – DRA & DRP

Descrição	DRA	DRP
Fornecimento (MWh)	2.247.379,00	
Consumidores Livres (MWh)	83.746,00	
Consumidores Rede Básica (MWh)	0,00	
Mercado Total	2.247.379,00	2.247.379,00
Perdas Rede Básica (MWh)	72.754	65.905
Perdas na Distribuição (MWh)	746.614	721.295
<i>Perdas Técnicas (MWh)</i>	383.025	379.874
<i>Perdas não Técnicas (MWh)</i>	363.590	341.421
Perdas Totais	819.368	787.200
Energia Requerida	3.066.747	3.034.579

III.5.4.2. Valoração da Compra

56. O art. 36 do Decreto nº 5.163, de 30 de abril 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.
- 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:

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

Tabela 10: Compra em DRA

Energia Requerida (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Energia Requerida (R\$)
3.066.747	94,16	288.775.511,90

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 CEPISA para atendimento ao seu mercado de referência calculado no item anterior é de **3.034.579 MWh**, formado por **2.247.379,00 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e **787.200 MWh** para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica.

63. De acordo com o Balanço Energético, a empresa apresentou sobras de **1.221.256 MWh**, que foram deduzidas dos montantes de energia elétrica adquirida nos leilões de energia.

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

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

Tabela 11: Contratos de Compra de Energia Elétrica da CEPISA e respectivas Tarifas em DRP

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra (MWh)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
1º Existente 2005-08	126.035.083,31	79,71	1.581.213,40
1º Existente 2006-08	58.625.904,72	93,32	628.236,76
1º Existente 2007-08	70.435.125,77	104,59	673.464,79
2º Existente 2008-08	10.789.651,15	112,21	96.154,14
1º Nova A-4 2009-15 T	7.229.000,71	102,13	70.782,34
1º Nova A-4 2009-30 H	831.275,72	149,87	5.546,83
1º Nova A-5 2010-15 T	14.524.026,15	135,38	107.283,40
1º Nova A-5 2010-30 H	16.691.784,22	150,86	110.643,78
2º Nova A-3 2009-15 T	5.639.491,80	115,94	48.641,47
2º Nova A-3 2009-30 H	15.504.938,50	163,72	94.703,46
3º Nova A-5 2011-15 T	26.911.850,09	139,99	192.241,23
3º Nova A-5 2011-30 H	31.666.783,73	154,88	204.458,43
4º Nova A-3 2010-15 T	3.414.213,18	109,53	31.171,49
5º Nova A-5 2012-15 T	19.126.912,28	100,93	189.506,71
5º Nova A-5 2012-30 H	13.486.643,91	158,96	84.844,90
6º Nova A-3 2011-OF 15	7.502.574,86	106,34	70.552,71
CONTRATOS BILATERAIS			
ITAIPU			
PROINFA	-	-	66.388,87
GERAÇÃO PRÓPRIA			
Sobras(+)	124.886.380,22	102,26	1.221.256,05
Total	303.528.879,89	100,02	3.034.578,67

65. 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 2011, conforme previsão do Banco Central;

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

iv) 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.

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

Fl. 16 Nota Técnica nº 233/2011-SRE/ANEEL, de 16 de agosto de 2011.

46 do Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004, que regulamentam os limites de repasse para os referidos contratos.

66. 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 abril de 2004, que regulamentam os limites de repasse para os contratos supracitados.

67. 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 103, de 14 de março de 2011, obedecendo a data de reajuste prevista em cada contrato.

68. 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 Homologatória nº. 1094, de 7 de dezembro de 2010, para o restante do período de referência valores estimados a partir daquelas da REH 1094/2010 ajustados pela nova cota-parte de Itaipu para 2012. 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. 1095, de 14 de dezembro de 2010.

69. Com base no exposto, os custos a serem considerados em DRA e DRP da concessionária CEPISA a título de compra de energia elétrica são respectivamente de **R\$ 288.775.511,90** e **R\$ 303.528.879,89**.

III.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Tarifário

70. 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.

71. Os componentes financeiros consistem em:

j) 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 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 CEPISA foram encaminhados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, conforme consta do Memorando nº 924/2011-SFF/ANEEL.

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:

- (i) inclusão no cálculo da referida CVA das faturas relativas aos montantes de energia do PROINFA (MWh) a partir de janeiro de 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; e
- (ii) aplicação do limite de repasse estabelecido pela Resolução nº 22, de 01/02/2001 aos ontratos bilaterais.

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 CEPISA, utilizou-se a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no SELIC, no valor de 12,42% a.a., resultando o valor final da CVA em Processamento de **R\$ 6.178.575,28**.

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 2010 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 CEPISA, apurou-se um Saldo a Compensar da CVA-Ano Anterior de **R\$ (167.136,55)**.

Tabela 12: Valores apurados das CVA's

Descrição CVA	DELTA	30º Dia Anterior	5º Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA CCC	551.696,55	609.364,37	613.910,74	653.483,71
CVA CDE	448.538,77	465.423,73	468.896,19	499.121,45
CVA REDE BÁSICA	(781.103,04)	(891.385,75)	(898.036,24)	(955.924,07)
CVA COMPRA DE ENERGIA	2.699.774,53	2.905.680,24	2.905.680,24	3.094.154,12
CVA PROINFA	270.130,18	281.492,54	283.592,72	301.873,23
CVA ESS	3.358.145,97	2.411.284,45	2.429.274,67	2.585.866,83
CVA TOTAL em processamento	6.547.182,97	5.781.859,58	5.803.318,32	6.178.575,28
CVA Saldo a compensar Ano Anterior				(167.136,55)
CVA TOTAL	6.547.182,97	5.781.859,58	5.803.318,32	6.011.438,72

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

ii) Neutralidade dos Encargos Setoriais. Em conformidade com a redação dada à *Subcláusula Décima - Oitava* do Contrato de Concessão procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas 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 2011 totalizou o valor negativo de **-R\$ 4.985.966,61** que será revertido em favor da modicidade tarifária.

iii) 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, a SRE está considerando o valor de **-R\$ 681.259,76**. Adicionalmente, está sendo revertido o valor de previsão considerada no IRT anterior, no valor de **-R\$ 1.776.513,32**.

iv) Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados. Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de abril 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\$ (1.734.039)**, já atualizado pelo IPCA, pelas contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2010.

v) Subsídio, Reversão e Previsão – TUSD Geração (Fontes Incentivadas). Consiste na compensação da perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores de fontes incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004. O valor considerado atualizado pelo IGP-M, somado pela Reversão da previsão concedida no último Reajuste Tarifário, mais pelo montante concedido a título de previsão do mesmo subsídio para os próximos 12 meses, é de **R\$ (372.198)**.

vi) 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, com base nos dados fornecidos pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC por meio do Memorando nº 203/2011-SRC/ANEEL, de 17 de maio de 2011, somado pela Reversão da previsão concedida no último Reajuste Tarifário, mais pelo montante concedido a título de previsão do mesmo subsídio para os próximos 12 meses, é de **R\$ 21.227.792** .

vii) Subsídio, Reversão e Previsão – Irrigação e Aquicultura. Consiste na compensação de perda de receita relativa aos descontos especiais na tarifa de fornecimento da atividade de irrigação e aquicultura segundo o Art. 6º da Resolução Normativa nº 207, de 09 de janeiro de 2006. O valor considerado atualizado pelo IGP-M, somado pela Reversão da previsão concedida no último Reajuste Tarifário, mais pelo montante concedido a título de previsão do mesmo subsídio para os próximos 12 meses, é de **R\$ 1.433.160** .

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

viii) **Passivo do Programa Luz para Todos.** Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa nº 294, de 11 de dezembro de 2007, que estabeleceu a metodologia aplicável e os procedimentos de repasse tarifário dos déficits incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em função da execução do Programa Luz Para Todos - PLPT, e após as análises cabíveis das informações fornecidas pela concessionária e Eletrobrás, a SRE apurou o déficit acumulado desde a última revisão tarifária da CEPISA e considerou no atual reajuste um componente financeiro atualizado até junho de 2011 de **R\$ 12.729.806**.

ix) **Penalidade por descumprimento de metas de universalização.** Conforme decisão da Diretoria da ANEEL na reunião de 11.08.2009 foi determinado no âmbito da segunda revisão tarifária periódica da CEPISA o redutor tarifário equivalente ao valor de **R\$ 7.663.458,75** pelo não cumprimento de metas de universalização do fornecimento de energia elétrica por parte da CEPISA, conforme Processo n.º 48500.007297/2008-95. A aplicação do redutor está ocorrendo em 4 parcelas sendo a terceira aplicada neste IRT, no montante de **R\$ (2.196.150)**, valor já atualizado pelo IGP-M, representando **-0,27%**.

x) **Retroatividade de aplicação de Perdas Regulatórias aprovadas na primeira revisão tarifária.** Conforme reportado na Nota Técnica 275/2009-SRE/ANEEL, quando da primeira revisão tarifária periódica foi aprovado pela ANEEL uma trajetória decrescente de perdas não-técnicas regulatórias. Essa trajetória não foi aplicada nos processos de reajustes tarifários de 2006 a 2008. A diferença entre as receitas reais apuradas nos reajustes tarifários de 2006 a 2008 e aquelas que seriam devidas com a aplicação da trajetória de perdas não técnicas regulatórias, conforme recomendação constante da NT 275/2009-SRE/ANEEL, de 06.08.2009, deverá ser aplicada em quatro parcelas, sendo a terceira parcela aplicada neste reajuste correspondente ao valor de **R\$ (8.077.612)**, valor já atualizado pelo IGP-M, que equivale a **-1,00%** da receita verificada da concessionária

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

Resumo dos Componentes Financeiros

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

Tabela 13: Componentes Financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS		
Componentes Financeiros	Valor	% s/ RA1
CVA em Processamento Total	R\$ 6.178.575,28	0,76%
Neutralidade - Total	R\$ (4.985.966,61)	-0,62%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	R\$ (167.136,55)	-0,02%
Subsídio, reversão e previsão irrigação e aquicultura - Res. 207/2006	R\$ 1.433.159,96	0,18%
Subsídio, reversão e previsão ger. de fontes inc. - Res. 77/2004	R\$ (372.197,71)	-0,05%
Subsídio, reversão e previsão baixa renda	R\$ 21.227.791,71	2,62%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	R\$ 168.431,15	0,02%
Déficit - Programa Luz Para Todos	R\$ 12.729.805,76	1,57%
Penalidade por descumprimento de meta de universalização	R\$ (2.196.149,81)	-0,27%
Ajuste Financeiro referente à retroatividade de perdas do ciclo anterior	R\$ (8.077.611,63)	-1,00%
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	R\$ (681.259,76)	-0,08%
REVERSÃO ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energia	R\$ (1.776.513,32)	-0,22%
Exposição CCEAR entre Submercados	R\$ (1.734.039,16)	-0,21%
Total geral	R\$ 21.746.889,31	2,69%

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

III.8. Análise dos Resultados

73. A diferença entre o reajuste solicitado pela CEPISA, de **10,64%**, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de **10,60%**, com a motivação para cada uma das diferenças, está demonstrada a seguir.

Tabela 14: Diferenças entre o pleito da CEPISA e cálculo da SRE

Descrição	Empresa	Aneel	Motivo
IGP-M - Fator X	7,69%	7,69%	
RA ₀	749.680.294	749.680.294	
Encargos Setoriais	63.906.243	63.900.180	
Reserva Global de Reversão – RGR	3.815.035	3.815.035	
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	28.739.685	28.739.685	
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.761.038	1.761.038	
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	4.860.535	4.860.535	
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	6.283.549	6.283.549	
Proinfra	8.486.441	8.486.441	
P&D e Eficiência Energética	9.925.125	9.919.062	
ONS	34.835	34.835	
Custo com Transporte de Energia	56.972.925	56.972.925	
Rede básica	38.473.321	38.473.321	
Rede básica fronteira	14.855.551	14.855.551	
Conexão	3.008.105	3.008.105	
Uso do sistema de distribuição	635.948	635.948	
Compra de Energia	303.735.963	303.528.880	
Energia Comprada	303.735.963	303.528.880	
VPB₁	384.429.675	384.429.675	
IRT	7,92%	7,89%	
CVA	1.025.472	1.214.567	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	(945.621)	(945.621)	
CVA em Processamento - Energia comprada	3.094.154	3.283.249	
CVA em Processamento - Transmissão	(955.924)	(955.924)	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(167.137)	(167.137)	
Subsídios	22.288.754	22.288.754	
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006	1.433.160	1.433.160	
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	(372.198)	(372.198)	
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	21.227.792	21.227.792	
Outros Componentes Financeiros	(1.308.066)	(1.567.337)	
Repasso da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	(681.260)	(681.260)	
Previsão da sobrecontratação de energia	-	-	
REVERSÃO ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energ	(1.776.513)	(1.776.513)	
Exposição CCEAR entre Submercados	(1.734.039)	(1.734.039)	
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	(841)	168.431	Empresa não calculou o valor
Ajuste financeiro P & D, Eficiência Energética e Ressarc. ICMS Sist	-	-	
Déficit - Programa Luz Para Todos	13.158.349	12.729.806	SRE calculou o valor
Penalidade por descumprimento de meta de universalização	(2.196.150)	(2.196.150)	
Ajuste Financeiro referente à retroatividade de perdas do ciclo anteri	(8.077.612)	(8.077.612)	
CVA	0,13%	0,15%	
Subsídios	2,75%	2,76%	
Outros Componentes Financeiros	-0,16%	-0,19%	
Reajuste Tarifário com Financeiros	10,64%	10,60%	

74. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise da apuração do IRT da CEPISA.

75. O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT da CEPISA, para aplicação a partir de 8 de abril de 2011, resultou em um ajuste médio das tarifas de **10,60%**. Este valor é composto pelo Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico de **7,69%** acrescidos os componentes financeiros, no total de **2,71%**.

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

76. O Valor da Parcela A – VPA apresentou uma variação de 8,06% no período de referência, representando um percentual de **4,22%** na composição do IRT da concessionária. Dentre os diversos itens de custos considerados, cabe destacar:

i) **Encargos Setoriais.** Variação de **308,30%** do RGR, em decorrência da sua prorrogação estabelecida pela Medida Provisória nº 517, de 30 de dezembro de 2010. A cobertura tarifária do IRT anterior considerava sua extinção em dezembro de 2010, o que justifica tamanha variação. O valor do impacto no IRT foi de **0,75%**;

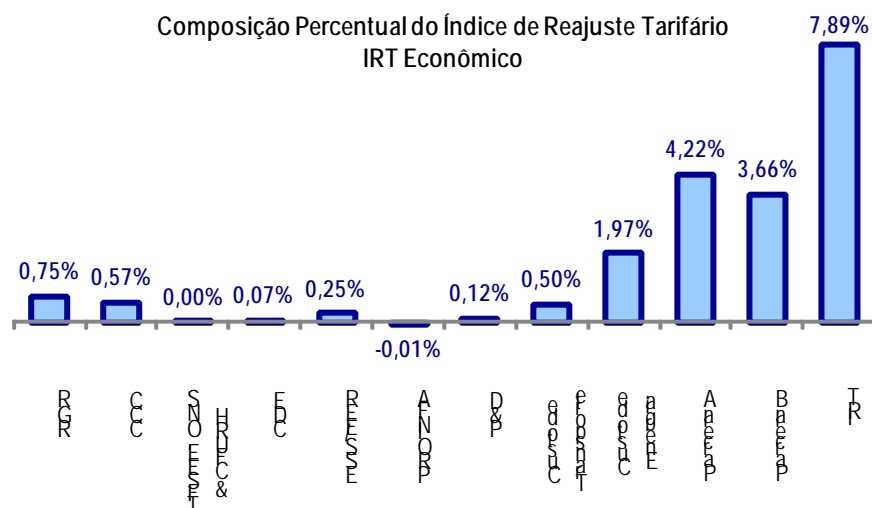
ii) **Mix de Compra.** Variação de **5,11%**, contribuindo com aumento de **1,97%** na formação do índice de reajuste tarifário. As atualizações inflacionárias dos contratos de energia, normalmente reajustados pelo IGPM e IPCA, ocasionaram o aumento do custo médio de energia.

77. O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGP-M no período de abril de 2010 a março de 2011, de **8,36%**, que deduzido do Fator X de **0,66%** atingiu o percentual final de **7,69%**, representando um percentual de **3,66%** na composição do IRT da concessionária.

78. Dos Componentes Financeiros, merece destaque os Subsídios, principalmente aqueles decorrentes do Subsídio Baixa Renda, que representou o impacto de **2,62%**.

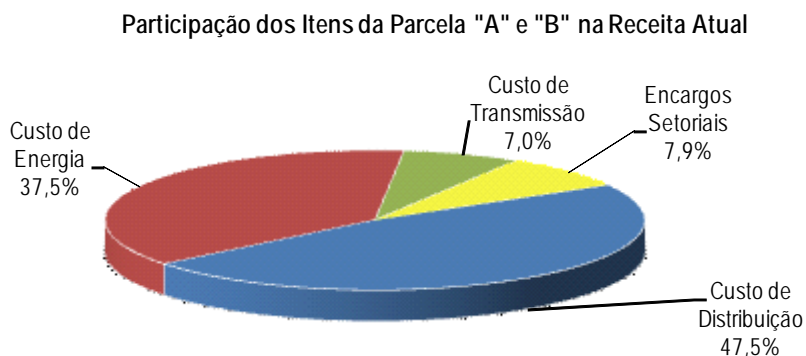
79. Além disso, vale destacar o impacto causado pelo Déficit do Programa Luz para Todos, que, devido a um avanço físico significativo dos projetos previstos, segundo relatórios enviados pela Eletrobrás, representou um impacto de **1,57%** no IRT.

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

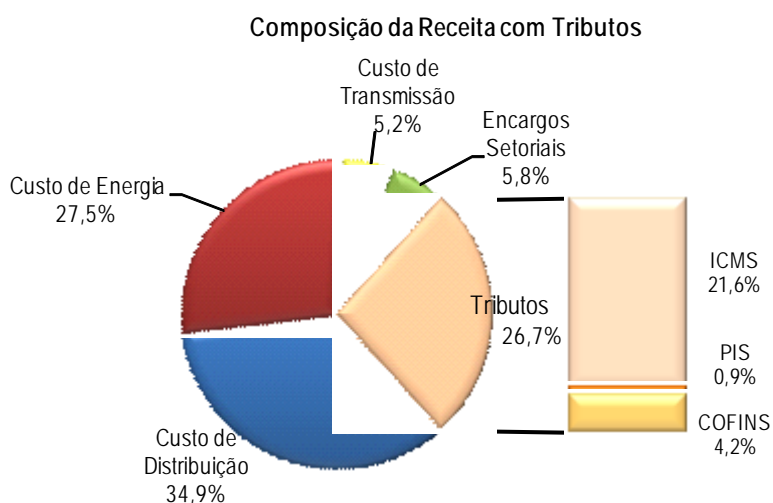


* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

81. 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 CEPISA (gráfico II).



82. O gráfico III abaixo demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da CEPISA, 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 21,6% para o ICMS, de 0,9% para o PIS e de 4,2% para a COFINS (total de 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 36,4% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.



83. 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

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

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.

Tabela 15: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B da CEPISA

REAJUSTE TARIFÁRIO	DRA - R\$	DRP - R\$	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Reserva Global de Reversão – RGR	(1.831.524)	3.815.035	308,30%	0,75%	0,47%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	24.484.083	28.739.685	17,38%	0,57%	3,55%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.741.642	1.761.038	1,11%	0,00%	0,22%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	4.329.192	4.860.535	12,27%	0,07%	0,60%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	4.395.988	6.283.549	42,94%	0,25%	0,78%
Proinfra	8.579.747	8.486.441	-1,09%	-0,01%	1,05%
P&D e Eficiência Energética	8.996.936	9.919.062	10,25%	0,12%	1,23%
ONS	34.400	34.835	1,26%	0,00%	0,00%
Encargos Setoriais	50.730.464	63.900.180	25,96%	1,76%	7,90%
Rede básica	36.319.082	38.473.321	5,93%	0,29%	4,76%
Rede básica fronteira	14.004.021	14.855.551	6,08%	0,11%	1,84%
Conexão	2.287.023	3.008.105	31,53%	0,10%	0,37%
Uso do sistema de distribuição	602.629	635.948	5,53%	0,00%	0,08%
Custo com Transporte de Energia	53.212.754	56.972.925	7,07%	0,50%	7,04%
Energia Comprada	288.775.512	303.528.880	5,11%	1,97%	37,53%
Compra de Energia	288.775.512	303.528.880	5,11%	1,97%	37,53%
Receita Anual	749.680.294	808.831.660			
Total Parcela A	392.718.730	424.401.985	8,07%	4,23%	52,47%
Total Parcela B	356.961.564	384.429.675	7,69%	3,66%	47,53%
Reajuste Tarifário Anual		0		7,89%	
Financeiros					
CVA em Processamento - Encargos Setoriais		(945.621)		-0,12%	
CVA em Processamento - Energia comprada		3.283.249		0,41%	
CVA em Processamento - Transmissão		(955.924)		-0,12%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(167.137)		-0,02%	
CVA		1.214.567		0,15%	
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006		1.433.160		0,18%	
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004		(372.198)		-0,05%	
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda		21.227.792		2,62%	
Subsídios		22.288.754		2,76%	
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007		(681.260)		-0,08%	
REVERSÃO ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energia		(1.776.513)		-0,22%	
Exposição CCEAR entre Submercados		(1.734.039)		-0,21%	
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT		168.431		0,02%	
Déficit - Programa Luz Para Todos		12.729.806		1,57%	
Penalidade por descumprimento de meta de universalização		(2.196.150)		-0,27%	
Ajuste Financeiro referente à retroatividade de perdas do ciclo anterior		(8.077.612)		-1,00%	
Outros Componentes Financeiros		(1.567.337)		-0,19%	
Total dos componentes Financeiros		21.935.984		2,71%	
Reajuste Tarifário com Financeiros				10,60%	

84. Retirados os financeiros de -1,36% da base do IRT 2010, o efeito tarifário médio para a totalidade de consumidores cativos o efeito é de 12,23%. A tabela a seguir apresenta o efeito médio a ser percebido pelo consumidor cativo da CEPISA 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 16: Efeito Médio Consumidor Cativo

Efeito médio a ser percebido pelo consumidor cativo	
Grupo de Consumo	Variação Tarifária
A3	6,91%
A3a	15,71%
A4	10,60%
B1-Residencial	12,82%
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	10,08%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	12,82%
Efeito médio geral	12,23%

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

85. 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.

86. 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.

87. 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

88. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº07/1997, no que consta do Processo nº 48500.001971/2011-23 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de **10,60%**, a ser aplicado às tarifas da Energisa Minas Gerais - CEPISA, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **12,23%**, sendo de **10,08%** para os consumidores cativos conectados em Alta Tensão (AT) e de **12,82%** 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) 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 à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, à energia de reserva — EER e ao Encargo de Serviço do Sistema – ESS.

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

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

ALEXANDRE KENJI TSUCHIYA
Especialista em Regulação

EDUARDO DE ALENCASTRO
Líder do Processo de Reajuste Tarifário

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica