

Nota Técnica nº. 056/2011-SRE/ANEEL

Em 16 de março de 2011.

Processo: 48500.005486/2010-48

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 Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. - EFLJC.

I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2011 da **Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. – EFLJC**, com a utilização da fórmula de cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, de acordo com o que estabelece a Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº. 26/1999 - ANEEL, firmado com a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 30 de março de 1999.

II. DOS FATOS

2. A EFLJC, sediada na cidade de Siderópolis – SC, possui atualmente uma receita anual de R\$ 3.800.216,57, correspondente ao consumo anual de 11.360 MWh, e atende a 2.620 unidades consumidoras, distribuídas da seguinte maneira:

Fl. 2 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

Tabela 1: Consumo e clientes da EFLJC

Classe de consumo	Nº de Unidades Consumidoras	Consumo mensal de Energia	Participação no Consumo
Residencial	2.181	4.446,84	39,1%
Industrial	89	4.091,17	36,0%
Comercial	312	2.033,37	17,9%
Rural	5	9,46	0,1%
Poder Público	31	345,41	3,0%
Iluminação Pública	1	423,03	3,7%
Serviço Público	1	11,28	0,1%
Total	2.620	11.361	100,0%

fonte: SAD - dezembro/2010

II.1. Aspectos Contratuais

3. Em 30 de março de 1999, foi firmado o Contrato de Concessão nº 26/1999 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. - EFLJC. Esse contrato tem por objeto regular a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica da concessão de que é titular a citada concessionária. A Subcláusula Terceira e Quarta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão prevê periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante a aplicação de fórmula específica, conforme estabelece as Subcláusulas Quinta e Sexta da Cláusula Sétima.

4. Em 13 de abril de 2010, foi assinado o Segundo Termo Aditivo que teve por objeto alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da “Parcela A” da Receita Anual da Concessionária., conforme informado pela Superintendência de Concessões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT, por meio do Memorando nº 388/2010-SCT/ANEEL, de 27 de abril de 2010.

II.2. Aspectos Metodológicos

5. 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.

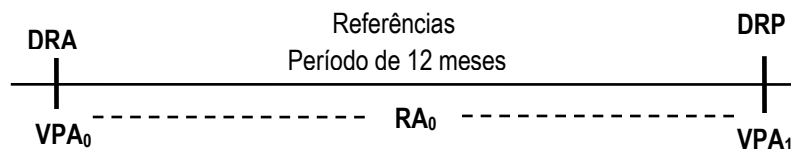
* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

6. 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.

7. 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 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.

8. 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:



9. 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:

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

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;

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

Fl. 4 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

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 acrescentado ao IVI.

II.3. Reajuste Tarifário Anual de 2010

10. Em 30 de março de 2010, as tarifas da EFLJC foram, em média, reajustadas em 13,35%, sendo 7,69% do reajuste econômico e 5,66% dos componentes financeiros, conforme a Resolução Homologatória n.º 954, de 23 de março de 2010.

III. DA ANÁLISE

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

11. Por meio do Ofício JCesa nº 072, de 16 de março de 2011, a EFLJC encaminhou à ANEEL solicitação de Reajuste Tarifário Anual médio de **9,11%**, a ser aplicado às suas tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 30 de março de 2011, sendo **5,90%** relativo ao cálculo econômico e **3,21%** referente aos componentes financeiros abaixo listados:

- a) CVA em Processamento (Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A), de **0,36%**;
- b) CVA a Compensar, de **0,04%**;
- c) Subsídio para consumidores de Baixa Renda, de **1,59%**;
- d) Neutralidade dos Encargos Setoriais, de **0,37%**;
- e) 50% PIS/COFINS regulatórios concedidos, de **0,15%**;
- f) CCC ATÉ 25/10/2001 – SFF, de **0,41%**; e

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

Fl. 5 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

g) Consultoria para Reavaliação de Ativos, de **0,29%**.

12. A EFLJC utilizou valores projetados para o mês de fevereiro de 2011 em relação aos montantes de energia e de demanda faturados.

III.2. Precedentes

13. A Superintendência de Regulação Econômica – SRE, em reunião realizada em 14 de fevereiro de 2011, na sede da ANEEL, procurou prestar, aos técnicos da EFLJC, 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. Em 23 de fevereiro de 2011, a EFLJC apresentou à ANEEL pedido de mudança de data contratual de reajuste para 14 de agosto de 2011, visando a concatenação com a empresa CELESC Distribuição S.A., empresa da qual a EFLJC é suprida.

15. A SRE manifestou-se favoravelmente ao pleito de alteração de data, por meio da Nota Técnica nº 037/2010-SRE/ANEEL, de 28 de fevereiro de 2011. Em 3 de março de 2011, a SCT manifestou-se também favoravelmente, por meio da Nota Técnica nº 075/2011-SCT/ANEEL, propondo a aprovação do pedido e encaminhado minuta de termo aditivo.

16. Por meio de Memorando nº 100/2011-SRE/ANEEL, de 14 de março de 2011, a SRE submeteu à Procuradoria-Geral da ANEEL – PGE para aprovação a referida minuta de termo aditivo bem como minuta de resolução homologatória que prorrogaria a vigência das atuais tarifas aplicáveis à área de concessão da EFLJC até a data de 13 de agosto de 2011.

17. Em 15 de março de 2011, foi realizada a 8ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria colocando em Audiência Pública a Minuta de Termo Aditivo e a proposta de alteração da data contratual da empresa Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda. – EFLUL, pelo período de 17 a 24 de março de 2011. Naquela oportunidade, o Diretor Geral proferiu que em outros casos similares, a partir de então, as áreas técnicas deveriam necessariamente dar encaminhamento ao assunto propondo a colocação em Audiência Pública e propondo um período mais dilatado para recebimento de contribuições.

18. Por meio do Ofício nº 044/2011-SRE/ANEEL, de 16/03/2011, a SRE informou a EFLJC que não seria possível deliberar sobre o pleito da empresa de alteração de data contratual em prazo anterior à data prevista para o próximo reajuste tarifário, em 30 de março de 2011, pois assunto deveria necessariamente passar antes por Audiência Pública com maior prazo para recebimento de contribuições. Desta maneira, ante a impossibilidade do pleito da empresa ser aceito em tempo hábil, seria mantido a data de reajuste prevista inicialmente no cronograma do reajuste. Além disso, foi informado que caso fosse feito novo pedido similar futuramente, seria desejável que a empresa encaminhasse o pleito com maior antecedência, de pelo menos 75 dias em relação à data prevista para homologação do reajuste tarifário.

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

Fl. 6 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

19. 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 EFLJC encontra-se, nesta data, adimplente com as obrigações intra-setoriais relacionadas no referido dispositivo legal.

III.3. Premissas

20. O período de referência para o reajuste da EFLJC é de março/2010 a fevereiro/2011.

III.4. Fator X

21. Conforme a Resolução Homologatória nº 781, de 10 de março de 2009, que homologou o resultado definitivo da 2ª Revisão Tarifária Periódica de 2008 da EFLJC, o valor do componente Xe foi definido em **1,26%**, percentual que foi utilizado no presente cálculo tarifário.

22. 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. Os resultados do cálculo estão resumidos na tabela abaixo:

Tabela 2: Fator X

Componentes	Cálculo	Valor
IGP-M	g	10,88%
IPCA	c	5,84%
Xe	e	1,26%
Xa	a	2,61%
Fator X	$e*(1+g-a)+a$	3,97%

III.5. Cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2010

23. O Reajuste Tarifário Anual da EFLJC, calculado pela SRE, para aplicação em 30 de março de 2011, resultou no percentual total de **8,45%**. As tabelas abaixo detalham o cálculo:

Tabela 3 – Resultado do Reajuste Tarifário Anual

IRT Anexo II	5,79%
Fin R\$	96.185,66
% Fin	2,66%
IRT Anexo I	8,45%

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

Fl. 7 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

24. 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 2. O índice compreende também a atualização de custos relativos à compra de energia, aos encargos setoriais e ao transporte de energia conforme serão detalhados a seguir.

III.5.1. Receita Anual

25. A Receita Anual – RA₀ da EFLJC na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência foi obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF enviado pela concessionária, conforme detalhado na tabela abaixo:

Tabela 4 - Mercado GTF

MERCADO	MWh	R(\$)
Fornecimento	10.777,18	3.415.312,57
A4 (2,3 kV a 25 kV)	3.426,65	973.518,12
BT (menor que 2,3 kV)	7.350,53	2.441.794,45
TOTAL	10.777,18	3.415.312,57

III.5.2. Encargos

26. 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.

27. Para a EFLJC, os Encargos Setoriais pertinentes são a RGR, o CCC, a TFSEE, a CDE, o PROINFA e o encargo da P&D.

28. 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 23/2009, 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.

29. 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 –

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

Fl. 8 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

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.

30. 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.

31. 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.

32. 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.

33. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** foi criado pela Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final, conforme determinam a Resolução ANEEL n.º 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL n.º 316/2008. A Lei n.º 12.111, de 09/12/2009, com vigência a partir de jan/2010, estabeleceu um percentual adicional de 0,30%, 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.

Neutralidade dos Encargos

34. Após as etapas de contribuições no âmbito da Audiência Pública n.º 043/2009, a Diretoria Colegiada da ANEEL, em reunião pública realizada no dia 02 de fevereiro de 2010, aprovou o modelo-padrão de

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

Fl. 9 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

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.

35. 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:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

36. 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.

37. 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 irre recuperáveis (inadimplência) poderá ser discutido e considerado no âmbito da regulamentação e realização das revisões periódicas; e (iii) as diferenças apuradas serão atualizadas também com base na taxa de juros SELIC, de modo a compatibilizar o cálculo da referida neutralidade com aquele adotado na apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, de que trata a Portaria Interministerial MF/MME nº 025/2002, por ambas possuírem características e finalidades análogas e complementares.

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

Fl. 10 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

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

Tabela 5 - Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Reserva Global de Reversão – RGR	10.516,55	11.750,16	Memorando 279/2011-SFF/ANEEL
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	148.884,87	156.941,61	Previsão SRE
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	8.260,49	9.745,09	N.T. 036/2011-SRE/ANEEL, de 25/2/11
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	102.011,84	115.998,68	REH 1093/2010
Proinfra	52.215,55	52.676,61	REH 1101/2010
P&D e Eficiência Energética	42.917,70	43.398,97	Fórmula - Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	364.806,99	390.511,12	

III.5.3. Transporte de Energia

39. O custo com transporte de energia elétrica cobre o custo de transmissão da energia das usinas até as redes de distribuição da concessionária, sendo composto por Rede Básica, Conexão, Transporte de Itaipu e Encargos de Uso do sistema de Distribuição, não constituindo ganhos de receita para a concessionária. Para a EFLJC, apenas é aplicável o reconhecimento do custo do Encargo do Uso do sistema de Distribuição, relativo ao contrato que detém com a supridora CELESC Distribuição S/A.

40. Na despesa com o uso do sistema de distribuição, ao montante de demanda do período de referência foi aplicada: 1) em DRA, a tarifa de Demanda na Ponta (DP) de R\$ 11,91/kW e a tarifa de Demanda de Demanda Fora de Ponta (DFP) de R\$ 1,62/kW, aplicadas no reajuste tarifário de 2010; e 2) em DRP, a tarifa de DP de R\$ 11,62/kW e a tarifa de DFP de R\$ 1,72/kW, publicadas pela Resolução Homologatória nº. 1.037/2010, de 3/8/2010.

41. Na tabela abaixo apresentamos o resultado consolidado das despesas com transporte de energia da concessionária:

Tabela 6 - Despesas com Transporte de Energia

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Uso do Sistema de Distribuição	376.955,40	372.312,56
Total dos Custos de Transporte	376.955,40	372.312,56

III.5.4. Compra de Energia

42. 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. 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.

43. 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

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

Fl. 11 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

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.

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

44. 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.

45. 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:

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

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

46. 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.

47. 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 EFLJC.

Tabela 7 - Perdas Rede Básica, Técnicas e Não-técnicas – DRA & DRP

Descrição	DRA	DRP
Perdas Técnicas	4,85%	4,85%
Perdas na Rede Básica	0,00%	0,00%
Perdas não Técnicas sobre BT	0,00%	0,00%
Mercado Baixa Tensão (MWh)	7.351	7.351

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

Fl. 12 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

48. 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 8 - Energia Requerida – DRA & DRP

Descrição	DRA	DRP
Fornecimento (MWh)	10.777,18	
Mercado Total	10.777,18	10.777,18
Perdas na Distribuição (MWh)	549	549
<i>Perdas Técnicas (MWh)</i>	549	549
<i>Perdas não Técnicas (MWh)</i>	-	-
Perdas Totais	549	549
Energia Requerida	11.327	11.327

III.5.4.2. Valoração da Compra

49. 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.

50. 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.

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

Fl. 13 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

- 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

51. 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 9 - Compra em DRA

Energia Requerida (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Energia Requerida (R\$)
11.327	122,14	1.383.451,69

Na Data do Reajuste em Processamento – DRP

52. 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 subseqüentes;
- (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 subseqüentes, aplicado ao montante de Energia Elétrica Comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior.

53. 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.

54. 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.

55. O requisito de energia elétrica da SULGIPE para atendimento ao seu mercado de referência calculado no item anterior é de **11.326 MWh**, formado por **10.777 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e **549 MWh** para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica.

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

Fl. 14 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

56. As tabelas abaixo mostram os resultados dos cálculos da despesa com compra de energia.

Tabela 10 - Balanço de Energia – DRP

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra (MWh)
CONTRATOS BILATERAIS			
CELESC	1.470.938,46	133,43	11.024,05
PROINFA			302,47
Sobras(-) / Déficit (+)	-	-	-
Total	1.470.938,46	129,87	11.326,52

III.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Tarifário

57. 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.

58. Os componentes financeiros consistem em:

i) **Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA**, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial 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 EFLJC foram encaminhados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, conforme consta do Memorando nº 279/2011-SFF/ANEEL, de 17 de março de 2011.

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, podendo ocorrer cortes de repasse dos contratos caso o mercado real seja maior que o regulatório. Isso pode ocorrer em casos que o percentual de perda real seja maior que o percentual de perdas regulatório.

Outro procedimento adotado pela SRE em relação à CVAenergia validada preliminarmente pela SFF, diz respeito à 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;

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

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

Fl. 15 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

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 EFLJC, utilizou-se a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no SELIC, no valor de 11,67% a.a.

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 anterior 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.

Os resultados dos valores apurados da CVA estão detalhados na tabela abaixo:

Tabela 11 - Valores apurados da CVA

Descrição CVA	DELTA	30º Dia Anterior	5º Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA _{CCC}	6.910,39	7.540,81	7.590,25	8.053,83
CVA _{CDE}	2.109,46	2.176,97	2.191,24	2.325,08
CVA _{COMPRA DE ENERGIA}	4.721,18	4.794,30	4.825,73	5.120,47
CVA _{PROINFA}	627,24	634,69	638,86	677,87
CVA TOTAL em processamento	14.368,27	15.146,77	15.246,07	16.177,25
CVA _{Saldo a compensar Ano Anterior}				(94,51)
CVA TOTAL	14.368,27	15.146,77	15.246,07	16.082,74

ii) **Neutralidade dos Encargos Setoriais.** Em conformidade com a redação dada à *Subcláusula Décima - Oitava* do Contrato de Concessão nº 026/99, 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 março de 2011 totalizou o valor de **-R\$ 27.558,50** que será revertido em favor da modicidade tarifária.

iii) **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\$ 53.000,64**, com base nos dados fornecidos pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC por meio do Memorando nº 052/2011-SRC/ANEEL, de 16 de fevereiro de 2011. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (48.332,09)** 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\$ 50.114,17**, devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária.

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

Fl. 16 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

iv) **Ajustes financeiro relativo a concatenação do suprimento.** Trata-se da apuração da diferença de receita oriunda da diferença entre a data de aniversário da concessionária em relação à sua supridora, que gera defasagem entre o mês de incidência e de vigência das tarifas de suprimento. O valor do ajuste financeiro relativo à componente de uso do sistema de distribuição (TUSD) resultou em **R\$ (2.835,67)**, enquanto que o ajuste relativo à componente energia (TE) resultou em **R\$ 55.714,37**. Em decorrência desse ajuste financeiro, a Empresa Força e Luz João Cesa deverá pagar à CELESC Distribuição S/A, em 12 parcelas mensais iguais, **R\$ 4.406,56** a partir do mês subsequente ao mês do reajuste, em razão da diferença entre as datas de aniversário das concessionárias.

Resumo dos Componentes Financeiros

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

Tabela 12 - Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	% s/ RA1
CVA em Processamento Total	16.177,25	0,45%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	(94,51)	0,00%
Neutralidade - Total	(27.558,50)	-0,76%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	54.782,72	1,52%
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TE)	55.714,37	1,54%
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TUSD)	(2.835,67)	-0,08%
Total geral	96.185,66	2,66%

60. Quanto ao pleito da concessionária referente a um saldo contábil de R\$ 15.253,69 referente à CCC-2001, a SRE entende que o assunto já foi tratado no âmbito do reajuste tarifário de 2002, oportunidade em que a SFF por meio de Memorando 100/2002, de 23 de março de 2002, não anuiu com o repasse tarifário via CCC da provisão feita pela João Cesa. Tal diferença, de R\$ 15.253,69, referia-se à quota determinada pela Resolução nº 467/2001 de 31/10/2001 e os valores efetivamente pagos pela concessionária no ano civil de 2001, ou seja, a Distribuidora havia pago valores a menor ao estipulado pela referida Resolução.

61. Dessa maneira, e visto que não houve desde então qualquer cobrança relativa a esse valor, há mais de 10 anos, entende-se como improvável, senão ilegal, que seja feita tal cobrança. Desta feita seria indevida a cobertura tarifária desse valor e a sua reversão já deveria ter ocorrido há tempos, posto que nunca houve o respectivo pagamento para a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC.

62. Portanto a conclusão da SRE é que não é devida a cobertura tarifária desse valor, pois não é possível à ANEEL fazer tal repasse sem o correspondente pagamento à CCC. Nesse mesma esteira, sem entrar no mérito, caso algum dia tal valor venha a ser cobrado, haveria a correspondente cobertura tarifária no reajuste subsequente à cobrança.

63. Permanecendo dúvidas quanto ao assunto por parte da concessionária, a SRE entende que uma manifestação formal da ANEEL sobre os aspectos contábeis do assunto poderiam ser encaminhados à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

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

Fl. 17 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

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

Fl. 18 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

III.7. Análise dos Resultados

64. As diferenças entre o reajuste solicitado pela EFLJC e o reajuste tarifário calculado pela SRE estão detalhadas na tabela abaixo, com a motivação para cada uma das diferenças.

Tabela 13 - Diferenças entre o pleito da EFLJC e cálculo da SRE

Descrição	Empresa	Aneel	Motivo
IGP-M - Fator X	7,33%	6,90%	A empresa utilizou índices projetados
RA ₀	3.576.906	3.415.313	A ANEEL utilizou dados do GTF
Encargos Setoriais	390.433	390.511	
Reserva Global de Reversão – RGR	11.750	11.750	
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	156.942	156.942	
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	9.745	9.745	
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	115.999	115.999	
Proinfa	52.677	52.677	
P&D e Eficiência Energética	43.321	43.399	
Custo com Transporte de Energia	372.313	372.313	
Uso do sistema de distribuição	372.313	372.313	
Compra de Energia	1.617.517	1.470.938	
Energia Comprada	1.617.517	1.470.938	Empresa considerou energia contratada acima dos requisitos de energia, gerando sobras no balanço energético.
VPB₁	1.407.724	1.379.178	0,0%
IRT	5,90%	5,79%	
CVA	44.483	(11.476)	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	24.298	(16.502)	ANEEL considerou o valor fiscalizado (Memo 0279/2011-SFF/ANEEL)
CVA em Processamento - Energia comprada	3.222	5.120	ANEEL considerou o valor das faturas fiscalizadas (Memo 0279/2011-SFF/ANEEL)
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	16.963	(95)	ANEEL considerou valores faturados de cada mês do período de referência com atualização mensal pela SELIC. Empresa considerou recontabilização da CCC de 2001.
Subsídios	60.156	54.783	
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	60.156	54.783	Foram usados dados sobre faturamento de consumidores baixa renda da SRC (Memo 052/2011-SRC/ANEEL)
Outros Componentes Financeiros	16.778	52.879	
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TE)	-	55.714	Valor não calculado pela empresa
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TUSD)	-	(2.836)	Valor não calculado pela empresa
50% PIS COFINS REGULATORIOS CONCEDIDOS	5.869	-	Financeiro encerrado no reajuste tarifário de 2010
ATIVO REGULATÓRIO - REAVALIAÇÃO DE ATIVOS	10.909	-	Coertura já contemplada na Empresa de Referência
CVA	1,17%	-0,32%	
Subsídios	1,59%	1,52%	
Outros Componentes Financeiros	0,44%	1,46%	
Reajuste Tarifário com Financeiros	9,11%	8,45%	

65. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise da apuração do IRT da EFLJC. Dentre os diversos itens de custos considerados no cálculo do IRT, cabe destacar:

i) **Encargos Setoriais**. Os encargos setoriais tiveram um impacto de 0,75% no índice de reposicionamento tarifário em virtude de uma variação de **13,71%** da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, provocando um aumento tarifário de **0,41%**, e de uma variação de **5,41%** da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, com um impacto de **0,24%** no índice de reposicionamento;

ii) **Custos de Transporte**. Os custos de transporte tiveram uma variação de **-1,23%** com um impacto na tarifa de **-0,14%**. Segundo a Nota Técnica nº 230/2010-SRE/ANEEL, de 28/07/2010, que apresentou os resultados do reajuste tarifário anual de 2010 da supridora CELESC e do cálculo das tarifas de

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

Fl. 19 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

suprimento aplicáveis à EFLJC, tal variação negativa é decorrente da queda nas tarifas de uso do sistema de transmissão pagas pela CELESC no reajuste daquele ano.

iii) **Custos com Compra de Energia.** A variação dos custos com compra de energia tiveram uma variação de **6,32%** com um impacto na tarifa de **2,56%**. Segundo a Nota Técnica nº 230/2010-SRE/ANEEL, tal variação deve-se principalmente à entrada de novos CCEARs no mix de compra da supridora CELESC Distribuição no RTA/2010.

66. O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGP-M deduzido do Fator X conforme detalhado no item III.4 – Fator X, o que resultou numa variação de **6,90%**, resultando no impacto tarifário de **2,61%**.

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

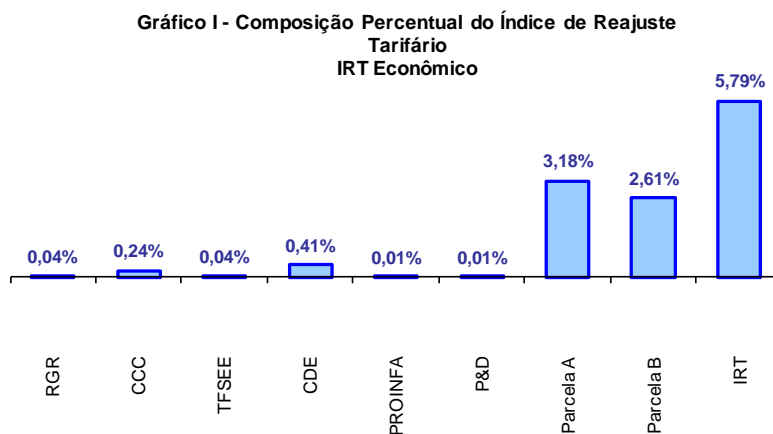


Figura 1 - Composição Percentual do Índice de Reajuste Tarifário - IRT econômico

68. 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 EFLJC.

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

Fl. 20 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

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

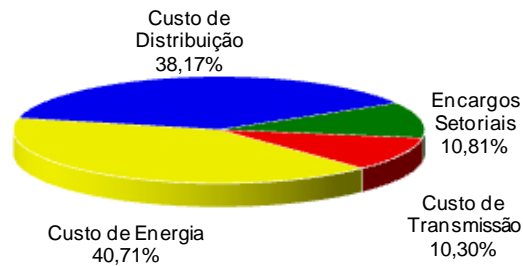


Figura 2 - Participação dos Itens na Parcela "A" e "B" na Receita

69. O gráfico III abaixo demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da EFLJC, 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 22,6% para o ICMS, de 4,1% para o PIS e COFINS (total de 26,7% – 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.

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

Fl. 21 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

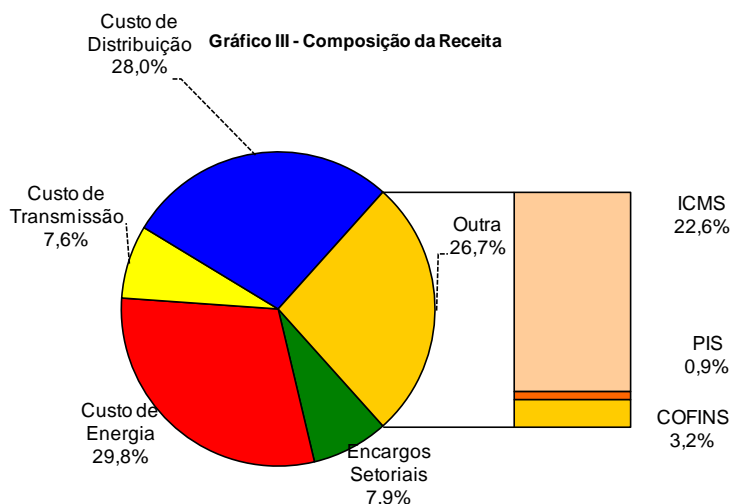


Figura 3 - Participação dos Itens na Parcela "A" e "B" na Receita

70. 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.

Tabela 14 - Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B

REAJUSTE TARIFÁRIO EFLJC	DRA - R\$	DRP - R\$	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Reserva Global de Reversão – RGR	10.517	11.750	11,73%	0,04%	0,33%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	148.885	156.942	5,41%	0,24%	4,34%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	8.260	9.745	17,97%	0,04%	0,27%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	102.012	115.999	13,71%	0,41%	3,21%
Proinfra	52.216	52.677	0,88%	0,01%	1,46%
P&D e Eficiência Energética	42.918	43.399	1,12%	0,01%	1,20%
Encargos Setoriais	364.807	390.511	7,05%	0,75%	10,81%
Uso do sistema de distribuição	376.955	372.313	-1,23%	-0,14%	10,30%
Custo com Transporte de Energia	376.955	372.313	-1,23%	-0,14%	10,30%
Energia Comprada	1.383.452	1.470.938	6,32%	2,56%	40,71%
Compra de Energia	1.383.452	1.470.938	6,32%	2,56%	40,71%
Receita Anual	3.415.313	3.612.940			
Total Parcela A	2.125.214	2.233.762	5,11%	3,18%	61,83%
Total Parcela B	1.290.098	1.379.178	6,90%	2,61%	38,17%
Reajuste Tarifário Anual		5,79%			

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

Fl. 22 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

Financeiros		
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	(16.502)	-0,46%
CVA	(11.476)	-0,32%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	54.783	1,52%
Subsídios	54.783	1,52%
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TE)	55.714	1,54%
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TUSD)	(2.836)	-0,08%
Outros Componentes Financeiros	52.879	1,46%
Total dos componentes Financeiros	96.186	2,66%
Reajuste Tarifário com Financeiros		8,45%
Financeiros IRT anterior retirados da base		5,40%
Efeito a ser percebido pelos Consumidores		3,04%

71. Considerando os cálculos acima e aplicando as tarifas resultantes ao mercado de referência, o efeito tarifário médio para os consumidores cativos é de **3,04%**. A tabela a seguir apresenta o efeito médio a ser percebido pelo consumidor cativo da concessionária nos diferentes grupos de consumo.

Tabela 15 - Efeito médio consumidor cativo

Efeito médio por grupo de consumo	
Grupo de Consumo	Varição Tarifária
A4 - 13,8kV	3,25%
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	3,25%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	2,96%
TOTAL	3,04%

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

72. 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.

73. 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.

74. 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

75. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 026/1999, no que consta do Processo nº 48500.005486/2010-48 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

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

Fl. 23 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

- i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio a ser aplicado às tarifas da **Empresa Força e Luz João Cesa Ltda - EFLJC** de **8,45%**. Esses índices correspondem a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **3,04%**;
- 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 fixação, para fins de cálculo do atual reajuste tarifário, da previsão de quota anual da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL; e
- v) pela fixação do valor que deverá ser repassado pela EFLJC à CELESC Distribuição S/A, em 12 parcelas mensais iguais, a partir do mês subsequente ao mês do reajuste, em razão da diferença entre as datas de aniversário das concessionárias.

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

Fl. 24 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

VII. ANEXOS

77. 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 – Receita Anual-RA₀ e Mercado (MWh);
- Tabela IV – Encargos Setoriais e Custos de Transporte de Energia;

ALEXANDRE VASCONCELOS B. NETTO
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.

Fl. 25 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

ANEXOS

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

Fl. 26 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

TABELA I – Memória de Cálculo

IVI		ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO	
IGP-M	10,88%	IRT Anexo II	5,79%
IPCA	5,84%	Fin R\$	96.185,66
FATOR X	3,97%	% Fin	2,66%
(IGP-M - FATOR X)	6,90%	IRT Anexo I	8,45%
IRT sem Neut.		Efeito Médio Consumidor	
	10,90%		3,04%

	DRA	DRP	2010/2011	% IRT
ENCARGOS SETORIAIS	R\$ 364.806,99	R\$ 390.511,12	7,0%	0,8%
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 10.516,55	R\$ 11.750,16	11,7%	0,0%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 148.884,87	R\$ 156.941,61	5,4%	0,2%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 8.260,49	R\$ 9.745,09	18,0%	0,0%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 102.011,84	R\$ 115.998,68	13,7%	0,4%
Compensação financeira - CFURH	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
ESS/EER	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
PROINFA	R\$ 52.215,55	R\$ 52.676,61	0,9%	0,0%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	R\$ 42.917,70	R\$ 43.398,97	1,1%	0,0%
ONS	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
TRANSPORTE DE ENERGIA	R\$ 376.955,40	R\$ 372.312,56	-1,2%	-0,1%
Transporte de Itaipu	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
Rede Básica Contratos Iniciais	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
Rede básica	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
Rede básica fronteira	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
REDE BÁSICA ONS (A2)	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
MUST ITAIPU	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
Conexão	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
Uso do sistema de distribuição	R\$ 376.955,40	R\$ 372.312,56	-1,2%	-0,1%
ENERGIA COMPRADA TOTAL	R\$ 1.383.451,69	R\$ 1.470.938,46	6,3%	2,6%
ENERGIA COMPRADA	R\$ 1.383.451,69	R\$ 1.470.938,46	6,3%	2,6%
ITAIPU	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
RA TOTAL	R\$ 3.415.312,57	3.612.940,02		
VPA	R\$ 2.125.214,08	R\$ 2.233.762,14	5,1%	3,18%
VPB	R\$ 1.290.098,49	R\$ 1.379.177,88	6,9%	2,61%
Bolha Econômica	R\$ -			
RA0 GTF	R\$ 3.415.312,57			

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

Fl. 27 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

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

Fl. 28 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

TABELA II – Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	% s/ RA1
CVA em Processamento Total	16.177,25	0,45%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	(94,51)	0,00%
Neutralidade - Total	(27.558,50)	-0,76%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	54.782,72	1,52%
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TE)	55.714,37	1,54%
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TUSD)	(2.835,67)	-0,08%
Total geral	96.185,66	2,66%

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

Fl. 29 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

TABELA III – Receita e Mercado (GTF)

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)
FORNECIMENTO	10.777
A1 (230 kV ou mais)	-
A2 (88 a 138 kV)	-
A3 (69 kV)	-
A3a (30 kV a 44 kV)	-
A4 (2,3 kV a 25 kV)	3.427
As	-
BT (menor que 2,3 kV)	7.351
SUPRIMENTO	-
CONSUMIDORES LIVRES	-
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	-
CONSUMIDOR GERADOR	-
TOTAL	10.777

DESCRIÇÃO	R\$
FORNECIMENTO	3.415.312,57
A1 (230 kV ou mais)	-
A2 (88 a 138 kV)	-
A3 (69 kV)	-
A3a (30 kV a 44 kV)	-
A4 (2,3 kV a 25 kV)	973.518,12
As	-
BT (menor que 2,3 kV)	2.441.794,45
SUPRIMENTO	-
CONSUMIDORES LIVRES	-
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	-
USO GERAÇÃO	-
TOTAL	3.415.312,57

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

Fl. 30 da Nota Técnica nº 056/2011-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2011.

TABELA IV – Encargos Setoriais e Custos de Transporte

Encargos Setoriais	DRA		DRP	Dispositivo Legal (DRP)
	Valores Faturados	Cobertura Tarifária		
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 10.516,55	R\$ 10.354,70	R\$ 11.750,16	Memorando 279/2011-SFF/ANEEL
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 148.884,87	R\$ 143.164,17	R\$ 156.941,61	Previsão SRE
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 8.260,49	R\$ 8.184,60	R\$ 9.745,09	N.T. 036/2011-SRE/ANEEL, de 25/2/11
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 102.011,84	R\$ 98.075,89	R\$ 115.998,68	REH 1093/2010
Compensação financeira - CFURH	R\$ -	R\$ -	R\$ -	não se aplica
ESS/EER	R\$ -	R\$ -	R\$ -	não se aplica - SUPRIDA
PROINFA	R\$ 52.215,55	R\$ 50.167,74	R\$ 52.676,61	REH 1101/2010
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	R\$ 42.917,70		R\$ 43.398,97	Fórmula - Res. Normativa nº 316/2008
ONS	R\$ -	R\$ -	R\$ -	Sem conexão RB
Total de Encargos Tarifários	R\$ 364.806,99	R\$ 309.947,10	R\$ 390.511,12	
			R\$ 812,09	(duodécimo da TFSEE)

Transporte de Energia	DRA	DRP	Dispositivo Legal (DRP)
Transporte de Itaipu	R\$ -	R\$ -	
Rede Básica Contratos Iniciais			
Rede básica	R\$ -	R\$ -	
Rede básica fronteira	R\$ -	R\$ -	
REDE BÁSICA ONS (A2)			
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)			
MUST ITAIPU	R\$ -	R\$ -	
Conexão		R\$ -	
Uso do sistema de distribuição	R\$ 376.955,40	R\$ 372.312,56	REH 1037/2010
Total do Transporte de Energia	R\$ 376.955,40	R\$ 372.312,56	
Encargos Setoriais + Transporte	R\$ 741.762,39	R\$ 762.823,68	

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