

Em 10 de junho de 2015.

Processo:48500.005214/2014-71

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2015.

I. DO OBJETIVO

1. Apresentar o detalhamento do Reajuste Tarifário Anual de 2015 da COPEL Distribuição S/A – COPEL-DIS, vigente a partir de 24 de junho de 2015, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição nº 046/1999 e os seus termos aditivos.

II. DOS FATOS

2. A COPEL-DIS, sediada na cidade de Curitiba (PR), atende aproximadamente 4,3 milhões unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa um faturamento anual na ordem de R\$ 7,7 bilhões.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras¹	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	3.472.110	578.731	23,2%
Industrial	91.112	912.847	36,7%
Comercial	371.838	520.843	20,9%
Rural	372.088	198.770	8,0%
Iluminação Pública	12.367	79.365	3,2%
Poder Público	38.723	60.707	2,4%
Serviço Público	4.701	61.366	2,5%
Demais classes	830	77.533	3,1%
Total	4.363.769,0	2.490.163	100%

1 - Fonte: SAMP - competência abril/2015

48581.001078/2015-00

3. Em 14/05/2014, a SRE encaminhou o Ofício Circular nº 14/2014-SRE-SFF/ANEEL, que informou à distribuidora sobre a alteração dos procedimentos do fluxo de informações e cronograma de apuração e fiscalização do saldo da Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA.
4. Em 04/11/2014, a SRE solicitou as informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora às áreas técnicas responsáveis (SEM, SFF e SRT).
5. Em 05/01/2015, foi publicada a Resolução Normativa nº 645, de 19 de dezembro de 2014, que promoveu alterações na estrutura organizacional e no Regimento Interno da ANEEL. Para fins do processo de Reajuste Tarifário, as atribuições da Superintendência de Regulação Econômica - SRE foram incorporadas pela Superintendência de Gestão Tarifária - SGT e as atribuições da Superintendência de Estudos de Mercado – SEM foram absorvidos pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM.
6. Em 11/05/2015, a SGT realizou reunião com os representantes da COPEL-DIS, prestando os esclarecimentos cabíveis acerca da metodologia do reajuste tarifário anual, além de apresentar os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos.
7. Em 20/05/2015, a distribuidora, por meio da Carta SRF-C-064/2015/CTSE, solicitou à ANEEL os componentes financeiros relativos ao reajuste tarifário.
8. O Memorando nº 384/2015–SFF/ANEEL, de 01/06/2015, apresentou os valores fiscalizados e validados das garantias financeiras relativas à contratação regulada de energia (CCEAR).
9. O Memorando nº 140/2015-SRM/ANEEL, de 02/06/2015, apresentou informações sobre os contratos bilaterais de compra e venda de energia.
10. Em 08/06/2015, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a COPEL-DIS encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

II.1. Precedentes

II.1.1. Aspectos Contratuais

11. Em 24/06/1999 foi firmado o Contrato de Concessão nº 046/1999 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A. Esse contrato, que tem por objeto a regulação da exploração de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, estabelece na Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica.
12. Em 23/05/2005 foi assinado o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, 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 30/7/2004.

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

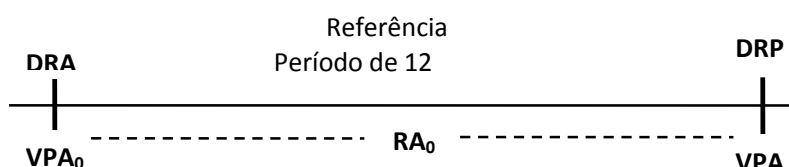
13. Em 01/03/2010, foi assinado o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, dando nova redação à Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, no sentido de eliminar o efeito tarifário causado pela metodologia de reajuste originalmente prevista no contrato e assegurar a neutralidade dos custos da Parcela “A”, relativos aos encargos setoriais especificados em Subcláusula própria do referido aditivo.

II.1.2. Aspectos Metodológicos

14. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária 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 adequado e remunerar o capital investido, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

15. Segundo descrito na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, preservada em seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária (RA_0) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). Referida Receita Anual é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo tributos, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

16. Em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica o reajuste tarifário anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica, conforme esquema abaixo:



17. Dessa forma, as novas tarifas são calculadas na Data do Reajuste em Processamento (DRP) mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) médio, assim definido na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão:

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

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

onde:

Mercado de Referência - como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

VPA_1 - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na DRP e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

RA_0 - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

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:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA_0 - 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*.

18. Em cumprimento à Subcláusula Oitava da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a ANEEL estabelecerá, para cada revisão tarifária da distribuidora, os valores de *X* (Fator *X*), que deverão ser subtraídos ou acrescidos na variação do *IVI*, nos reajustes anuais subsequentes.

19. O Fator *X* tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficiente se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator *X* será composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

$$Fator X = Pd + Q + T$$

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

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

II.1.3. Revisão Tarifária Periódica de 2012

20. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 1.296, de 19 de junho de 2012, o reposicionamento tarifário da COPEL-DIS representou, em média, uma variação das tarifas homologadas no ano anterior, de -0,65%.

21. A Resolução citado anteriormente estabeleceu, para o atual ciclo tarifário, os valores dos componentes Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) e T (trajetória de custos operacionais) do Fator X¹ em 1,36% e 0,0%, respectivamente, a serem aplicados na atualização da Parcela B nos reajustes tarifários da concessionária. Ainda, a Resolução estabeleceu o percentual regulatório de perdas técnicas, de 6,58%, que permanecerá constante em todos os reajustes anuais deste ciclo tarifário, além do percentual de perdas não técnicas² sobre o mercado faturado de baixa tensão, estabelecido em 3,14% para o ano de 2015.

II.1.4. Reajuste Tarifário Anual de 2014

22. O Reajuste Tarifário Anual de 2014 da COPEL resultou, em média, em um reposicionamento das tarifas em 30,78%, sendo 24,78% referentes ao reajuste econômico e 6,00% relativos aos componentes financeiros, conforme consta na Resolução Homologatória nº 1.740, de 24 de junho de 2014.

23. Em 22/07/2014, a Diretoria Colegiada da ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 1.763, de 22 de julho de 2014, decidiu dar provimento ao pedido feito pela COPEL-DIS para o diferimento parcial do reajuste tarifário anual de 2014, o qual resultou no efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 24,86% em relação às tarifas homologadas em 2013.

II.1.5 Revisão Tarifária Extraordinária de 2015

24. A Revisão Tarifária Extraordinária foi pleiteada pela empresa de forma a compensar o descasamento entre o fluxo de caixa da empresa e custos específicos relativos à compra de energia e à quota anual de CDE. A Resolução Homologatória nº 1.858, de 27/02/2015, homologou o resultado da revisão gerando um efeito médio sobre os consumidores cativos de alta tensão e baixa tensão de 38,90% e 31,88%, respectivamente.

¹ O Fator X é composto pelos componentes Pd (produtividade), T (trajetória) e Q (qualidade), conforme consta no Submódulo 2.5 do PRORET.

² A metodologia de perdas técnicas regulatórias são definidas com base no Módulo 7 do Procedimentos de Distribuição – PRODIST – e a metodologia das perdas não técnicas consta no Submódulo 2.6 do PRORET.

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

III. DA ANÁLISE

III.1. Período de Referência

25. O período de referência para o reajuste anual da COPEL-DIS é de junho/2014 a maio/2015.

III.2. Receita Anual

26. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R\$ 7,72 bilhões, conforme demonstrado na Tabela 2.

Tabela 2: Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	24.504.728	7.373.468.491,30
A2 (88 a 138 kV)	756.764	180.498.625,63
A3 (69 kV)	67.113	16.153.692,19
A3a (30 kV a 44 kV)	2.185.577	577.447.296,86
A4 (2,3 kV a 25 kV)	7.234.675	1.957.850.741,15
As	33.584	10.852.475,94
BT (menor que 2,3 kV)	14.227.014	4.630.665.659,53
Suprimento	755.558	165.505.482,62
Livres A1	1.076.735	17.443.128,67
Demais Livres	3.298.671	140.724.509,18
Distribuição	56.347	2.060.157,19
Geração	-	25.895.682,25
Total	29.692.039	7.725.097.451,20

III.3. Encargos Setoriais

27. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas³ e são definidos em legislação própria. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL e não representam ganhos de receita para a concessionária. Os encargos considerados nos processos tarifários são:

³ Maiores informações sobre os encargos setoriais encontram-se na página eletrônica da ANEEL.

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

i) **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.** Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e o Decreto nº 7.945, de 7/3/2013. A CDE tem como finalidade:

- o desenvolvimento energético dos Estados;
- promover a universalização do serviço de energia elétrica;
- garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores Residencial Baixa Renda,
- prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária,
- promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados,
- prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e
- prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição;

ii) **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.** Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET;

iii) **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.** Instituído pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025/2004, tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.3 do PRORET;

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

iv) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.

Instituído pela Lei nº. 7.990, de 28/12/1989, destina-se a compensação pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.9 do PRORET;

v) Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER.

Previstos no Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN;

vi) Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE).

Instituída pela Lei nº. 9.991, de 24/7/2000, trata-se de obrigação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica de aplicarem percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética; e

vii) Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS.

Instituído pela Lei nº 9.648/1998, alterado pela Lei nº 10.848/2004 e regulamento pelo Decreto nº 5.081, de 14/5/2004, trata-se de encargo destinado ao custeio das atividades do ONS, que coordena e controla a geração e a transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

28. Os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 3: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.905.423,44	8.645.225,32	-
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	132.606.288,01	2.246.971.628,67	R\$ -
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	242.817.867,28	233.943.299,85	Previsão SRE -JAN/2015
PROINFA	181.340.605,93	172.029.547,89	REH 1833/2014
P&D e Eficiência Energética	72.552.816,84	93.205.862,94	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	300.650,53	307.350,68	Contribuição JUL/14 - JUN/15
Total de Encargos Tarifários	632.523.652	2.755.102.915	

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

29. O valor da cobertura tarifária referente ao encargo CDE incorpora, além da quota anual (CDE Uso), os seguintes itens:

i) quota anual da CDE – ENERGIA (Art. 4º-A do Dec. 7.981/2013) definida pela REH nº 1857/2015, referente à devolução de parcela dos recursos da CDE recebidos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014, nos termos do Art. 4º-A do Dec. 7.891/2013. Os recursos foram destinados à cobertura de custos das distribuidoras com exposições ao mercado de curto prazo e o despacho de usinas termoeletricas por razões de segurança energética, devendo os consumidores recompor a Conta em até 5 anos, com atualização dos valores pela variação do IPCA, mediante encargo a ser incluído nas tarifas de energia elétrica, definido na proporção dos recursos recebidos pela distribuidora.

ii) quota anual da CDE – ENERGIA (CONTA – ACR) (Art. 4º-C do Dec. 7.981/2013) definida pela REH nº 1863/2015, destinada à amortização das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para lastro da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, nos termos do Decreto nº 8.221/2014 e da Resolução Normativa nº 612/2014. A CONTA-ACR teve como objetivo cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, relativas ao ano de 2014, em decorrência da exposição involuntária no mercado de curto prazo e do despacho de usinas termoeletricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade por disponibilidade. O recolhimento de quotas mensais da CDE pelas distribuidoras tem como contrapartida a inclusão de encargo nas tarifas de energia elétrica a partir dos respectivos processos tarifários ordinário de 2015. Frisa-se que a definição desse encargo tarifário para cada distribuidora não está vinculada aos recursos recebidos da Conta-ACR, mas ao tamanho de seus mercados cativos no período de fevereiro a dezembro de 2014. Dessa forma, os custos da Conta-ACR foram distribuídos equitativamente a todos os consumidores cativos do sistema interligado nacional.

30. A partir da assinatura, em 2010, dos Termos Aditivos aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, são considerados na DRA (Data de Referência Anterior) os valores faturados dos encargos setoriais, de modo a assegurar a neutralidade desses itens da “Parcela A”.

31. Os valores considerados na DRP (Data do Reajuste em Processamento) serão considerados também na apuração da Neutralidade dos encargos setoriais e das respectivas Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) do próximo processo tarifário da concessionária.

III.4. Transmissão

32. Os custos de transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Nodal e Fronteira), Conexão/DIT, Transporte de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

33. Com relação aos custos de uso da Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) foram obtidos no CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT –

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

Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, enquanto que as tarifas foram obtidas na Resolução Homologatória nº 1.758, de 24/06/2014.

34. Já os valores para os custos de conexão ao sistema de transmissão foram obtidos na Resolução Homologatória nº 1.756, de 24/06/2014, sendo consideradas as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão. Adicionalmente, informa-se que nos valores dos custos com conexão estão contempladas as Parcelas de Ajustes das Demais Instalações de Transmissão (PA DIT).

35. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário (na DRA e na DRP) estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 4: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	164.725.945,43	290.643.614,97
Rede Básica Fronteira	47.021.221,65	59.055.133,29
Rede Básica ONS (A2)	1.269.718,31	1.330.302,48
MUST Itaipu	41.668.874,33	47.278.384,00
Transporte de Itaipu	18.501.945,54	20.000.215,98
Conexão	6.890.493,62	18.778.475,32
Total dos Custos de Transporte	280.078.198,88	437.086.126,04

Nota: O custo de conexão foi obtido da Resolução Homologatória nº 1.756/2014, atualizados pelo IPCA para a data de aniversário contratual.

36. Os custos de transmissão (com uso e conexão) tiveram uma variação de 56,06% em relação ao processo anterior, correspondendo a um impacto tarifário de 1,50%. Esse aumento é explicado principalmente (i) pelo aumento dos custos associados ao crescimento da rede; (ii) à arrecadação de valores referentes ao impacto nas transmissoras devido à obrigatoriedade do repasse de encargos setoriais à Eletrobrás, conforme REH 1756/2014 e DSP 1783/2014, e (iii) ao aumento da proporção atribuída ao segmento de consumo no rateio do pagamento do montante a ser arrecadado por meio de TUSTRB.

37. A COPEL-DIS tem em sua área de concessão seis consumidores conectados no nível de tensão A1 (230 kV ou mais) – Petrobrás, Votorantim Cimentos, Gerdau Aços Longos (Siderúrgica Guaíra), WHB Fundação, Peróxidos do Brasil e Linde Gases, os quais são responsáveis pelo pagamento dos seguintes custos de conexão:

Tabela 5: Custo total de conexão de energia elétrica

INSTALAÇÕES DEDICADAS À	VALOR ANUAL (R\$)
Petrobras	261.769,47
Cimento Rio Branco S.A.	607.339,38
Gerdau Aços Longos	278.231,56
WHB Fundação S.A.	230.241,73
Linde Gases	82.066,23
Peroxidos do Brasil Ltda.	144.074,59

III.5 Compra de Energia

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

38. A Lei n. 10.848, de 15/03/2004 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.

39. Também a Lei nº 10.848, de 15/03/2004 estabeleceu dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. A mesma lei, em seu art. 2º, determina que as empresas de distribuição de energia “*deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada*”.

40. As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:

- *Contratos Bilaterais*: são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu agente supridor.
- *Contratos de Leilões (CCEARs)*: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas. Decreto nº 5.163/2004;
- *Leilão de Ajuste*: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.
- *Cotas de ITAIPU*: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;
- *Cotas de Angra I e II*: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN – adquirentes das suas respectivas cotas-partes; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111, de 9/12/2009;

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

- *Cotas do PROINFA*: refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- *Cotas das Concessões Renovadas*: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013;
- *Geração Própria*: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração próprio da concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;
- *Suprimento*: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 500 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;
- *Geração Distribuída*: produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto: hidráulicas com capacidade instalada superior a 30 MW; e térmicas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

III.5.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

41. Com a finalidade de calcular o montante de energia que a concessionária deve comprar, a ANEEL determina para fins tarifários o nível máximo de perdas (na distribuição – técnicas e não técnicas e na Rede Básica) a ser admitido em função do mercado a ser atendido pela distribuidora. Este montante é definido como Energia Requerida.

42. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas dissipadas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas representam 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 na distribuição 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.

43. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações

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

de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica⁴.

44. As perdas na distribuição regulatórias são definidas a cada revisão tarifária, enquanto as perdas na Rede Básica são estimadas, todos os anos, em cada processo tarifário. A Resolução Homologatória nº 1.296/2012 (última revisão tarifária da COPEL-DIS) estabeleceu o percentual regulatório de perdas técnicas, de 6,58% (sobre energia injetada da concessionária) a ser aplicado no reajuste tarifário de 2015. Já para as perdas não técnicas (sobre o mercado faturado de baixa tensão), o percentual estabelecido foi de 3,14%.

45. A cada processo tarifário são apuradas as perdas das DIT de uso compartilhado, com base nas medições dos últimos 12 meses, que serão somadas às perdas na Rede Básica (rateadas em regime de condomínio) entre todas as distribuidoras. Neste processo tarifário utilizou-se como valor regulatório, conforme os valores contabilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a média de abril/2014 a março/2015. A tabela a seguir apresenta os valores de perdas para o atual reajuste tarifário da COPEL-DIS.

Tabela 6: Perdas na Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas

Perdas	DRA	DRP
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	3,14%	3,14%
Técnica (s/ merc. injetado)	6,58%	6,58%
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,04%	1,89%
Mercado Baixa Tensão (MWh)	14.227.014	14.227.014

46. Para obtenção da energia requerida, tanto na DRA como na DRP, é necessário somar as perdas regulatórias, em MWh, de acordo com os respectivos percentuais determinados na revisão tarifária, ao mercado de venda da concessionária.

47. A Tabela 7 demonstra os requisitos de energia elétrica da COPEL-DIS para atendimento ao seu mercado de referência apurado na DRA e na DRP.

Tabela 7: Energia Requerida (MWh) – DRA e DRP

⁴ De acordo com o § 2º do art. 8º da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

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

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total	25.260.286	25.260.286
Fornecimento	24.504.728	24.504.728
Suprimento	755.558 MWh	755.558 MWh
Consumidores Livres	4.431.753	4.431.753
Consumidores Rede B.	1.076.735 MWh	1.076.735 MWh
Perdas Totais	3.061.252	3.017.158
Perdas Rede B.	567.552	523.457
Perdas na Distribuição	2.493.701	2.493.701
Perda Não Técnica	446.728	446.728
Perda Técnica	2.046.972	2.046.972
Energia Requerida	28.321.538	28.277.444

III.5.2. Valoração da Compra de energia

48. O artigo 36 do Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, estabelece que a ANEEL autorize o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os artigos 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.

a) Na Data de Referência Anterior – DRA

49. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRA é obtido por meio dos montantes de energia requerida, valorados pelo preço médio de repasse do reajuste tarifário anterior, conforme a tabela a seguir:

Tabela 8: Compra de Energia na DRA

Energia Requerida (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
28.321.538	176,45	4.997.226.033,44

b) Na Data do Reajuste em Processamento – DRP

50. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRP obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004.

51. Também se considerou neste processo tarifário a alteração do cálculo econômico dos custos de compra de energia, conforme aprovado pelo Despacho nº 4.225, de 10/12/2013, de modo que o

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

custo de aquisição de energia seja obtido pela multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na DRP.

52. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits⁵ considerando o período de referência em questão.

53. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência. A energia contratada disponível corresponde ao somatório de CCEAR's, Contratos de Leilão de Ajuste, Contratos Bilaterais, Geração Própria, cotas de energia de Itaipu, do Proinfa, de Angra I e II, e das Usinas com Contratos Renovados, e Contratos de Suprimento.

54. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia foram adotados os seguintes procedimentos:

i) Para valorar a energia referente aos CCEARs, foi utilizado o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 meses subsequentes;

ii) Para os contratos de energia existente e de energia nova, modalidade quantidade, foi utilizado o respectivo preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA até o mês do aniversário contratual;

iii) Especificamente para os leilões de energia na modalidade disponibilidade, considerou-se, além da parcela fixa atualizada pelo IPCA, o valor da parcela variável calculada a partir das informações de previsão de valores do CMO⁶ contidas na Carta ONS 0793/100/2015, de 15 de maio de 2015. O mecanismo das bandeiras tarifárias, iniciado em janeiro de 2015 e cujo objetivo é a sinalização mensal ao consumidor do custo de geração de energia elétrica, permite que as concessionárias obtenham uma antecipação da receita necessária para cobrir os custos adicionais com geração térmica em condições hidrológicas desfavoráveis. Para o cálculo do preço de repasse dos CCEARs por disponibilidade, foi levado em conta o fato de que para patamares de CMO acima de 200,00 R\$/MWh, as concessionárias obterão receita adicional com o acionamento das bandeiras tarifárias. Portanto, os valores de CMO contidos na Carta do ONS e utilizados para obter a previsão do custo de geração da parcela variável dos CCEARs por disponibilidade foram limitados a 200 R\$/MWh.

⁵ As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

⁶ Os valores de PLD foram obtidos através de simulação com o modelo Decomp considerando a Função de Custo Futuro – FCF para o Programa Mensal de Operação – PMO (Rev 1) de maio de 2015, contemplando a metodologia CVaR. As diferenças verificadas serão devidamente contempladas na apuração da CVA energia do próximo reajuste tarifário.

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

iv) Todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei nº. 10.848/2004 observaram os dispositivos dos artigos 34 a 46 do Decreto n. 5.163/2004, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 7.521/2011, que regulamentam os limites de repasse para os referidos contratos.

v) Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada – fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) foram levadas em consideração as informações prestadas pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado por meio do Memorando nº 140/2015-SRM/ANEEL, de 02/06/2015, obedecida a data de reajuste prevista em cada contrato.

vi) O valor da despesa com compra de energia de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência da Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada para os próximos 12 meses. Para os meses de 2015 foram considerados os montantes publicados na Resolução Homologatória nº 1.829, de 25/11/2014, e para o restante do período de referência os valores foram estimados a partir dos montantes da referida Resolução ajustados pela nova cota-parte de Itaipu definida para 2015. Para valoração dessa despesa, considerou-se a tarifa de Itaipu, em dólares, publicada pela Resolução Homologatória nº 1.836, de 9/12/2014, e a taxa de câmbio PTAX média de venda do período entre o 45º e o 16º dias anteriores ao reajuste da distribuidora, conforme previsto no Submódulo 3.2, Seção 5.1, do PRORET.

vii) Para o cálculo da despesa com a aquisição de energia proveniente de Angra e Cotas das Concessões Renovadas adotou-se o preço de repasse vigente, em R\$/MWh, estabelecido pela ANEEL.

55. A Tabela 9 demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

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

Tabela 9: Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	15.619.862,2	14.735.086,6	214,1	3.154.406.799,6
2º LEE 2008-08	266.591,6	251.490,7	144,1	36.230.570,6
2º LEE 2008-08 (MCSD)	753,9	711,2	144,1	102.459,9
4º LEE 2009-08	393.129,9	370.861,3	161,2	59.799.617,0
4º LEE 2009-08 (MCSD)	2.241,6	2.114,7	161,2	340.977,4
12º LEE 2014 18M/ Nova regra de atualização	14.032,3	13.237,5	175,8	2.326.947,2
12º LEE 2014 36M/ Nova regra de atualização	1.431.884,5	1.350.776,5	159,6	215.584.691,0
13º LEE 2014-05 DISP	957.879,8	903.621,4	317,0	286.469.245,1
13º LEE 2014-05 QTD/ Regra esp. do 13º LEE	2.450.506,5	2.311.699,3	292,9	677.184.117,7
14º LEE A-1 A-1 2015-03 DISP	116.664,9	110.056,5	250,5	27.563.759,6
14º LEE A-1 A-1 2015-03 QTD/ Nova regra de atualização	152.096,5	143.481,1	201,0	28.839.706,1
1º LEN A-3 2008-15 T	224.477,4	211.762,0	246,2	52.139.957,8
1º LEN - -PIE A-3 2008-15 T	(4.024,5)	(3.796,5)	246,2	(934.780,2)
1º LEN redução COCAL A-3 2008-15 T	(3.089,9)	(2.914,9)	246,2	(717.703,4)
1º LEN A-3 2008-30 H	32.143,7	30.322,9	180,1	5.459.901,0
4º LEN A-3 2010-15 T	135.664,6	127.980,0	274,4	35.116.042,7
6º LEN A-3 2011-15 T	86.875,0	81.954,0	260,0	21.307.258,3
8º LEN A-3 2012-15 T	1.295,6	1.222,2	181,3	221.574,2
8º LEN A-3 2012-30 H	129,6	122,2	206,4	25.220,6
17º LEN A-3 2016-20 DIS/ Nova regra de atualização	127.514,9	120.291,9	132,4	15.926.984,0
1º LEN A-4 2009-15 T	365.299,1	344.607,0	249,4	85.953.917,8
1º LEN - -PIE A-4 2009-15 T	(6.223,2)	(5.870,6)	249,4	(1.464.291,7)
1º LEN redução COCAL A-4 2009-15 T	(3.877,0)	(3.657,4)	249,4	(912.253,7)
1º LEN A-4 2009-30 H	31.732,7	29.935,2	192,4	5.759.504,6
1º LEN A-5 2010-15 T	571.039,8	538.693,6	225,6	121.507.587,0
1º LEN A-5 2010-30 H	619.010,7	583.947,3	193,7	113.098.089,9
1º Nova - Retirada Porto G A-5 2010-30 H	(5.241,5)	(4.944,6)	193,7	(957.659,9)
3º LEN A-5 2011-15 T	476.250,2	449.273,3	246,7	110.848.168,9
3º LEN A-5 2011-30 H	506.516,5	477.825,3	198,8	95.010.999,2
5º LEN A-5 2012-15 T	1.013.456,7	956.050,1	249,7	238.684.746,6
5º LEN A-5 2012-30 H	467.684,8	441.193,1	204,1	90.032.121,4
7º LEN A-5 2013-15 T	1.431.371,1	1.350.292,1	264,8	357.521.511,1
7º LEN - CFLO A-5 2013-15 T	122.183,3	115.262,3	264,8	30.518.400,3
18º LA S P06M-2015/ Nova regra de atualização	215.987,8	203.753,3	385,9	78.622.297,3
Madeira Santo Antônio	687.033,2	648.116,7	123,2	79.877.410,0
Estruturante Santo Antônio	502.483,7	474.020,9	123,2	58.420.900,4
Madeira Jirau	1.379.565,2	1.301.420,7	108,4	141.075.195,7
Madeira - CFLO Jirau	39.377,5	37.146,9	108,4	4.026.763,2
Madeira Jirau	851.633,7	803.393,5	108,4	87.088.591,0
Madeira - CFLO Jirau	38.564,4	36.379,9	108,4	3.943.618,5
Madeira - CFLO Jirau - MCSD	(36.181,3)	(34.131,8)	108,4	(3.699.921,9)
Estruturante Jirau - MCSD	(31.165,6)	(29.400,3)	108,4	(3.187.017,0)
Estruturante Jirau - MCSD	(3.407,2)	(3.214,2)	108,4	(348.425,7)
Bilaterais	1.186.104,0	1.118.918,0	205,3	229.747.891,8
ELEJOR - CENTRAIS ELÉTRICAS DO RIO JORDÃO S.A.	1.186.104,0	1.118.918,0	205,3	229.747.891,8
Energia Base	13.134.087,4	12.423.439,4	136,9	1.701.132.508,0
Cota Angra II/Angra II	1.050.618,9	991.107,4	162,1	160.648.594,1
Cotas Lei n º 12783/2013	5.861.824,8	5.529.786,1	33,3	184.363.067,3
Itaipu (tirando as perdas)	5.633.362,8	5.314.265,1	255,2	1.356.120.846,5
PROINFA	588.280,9	588.280,9	-	-
Total	29.940.053,7	28.277.444,1	179,8	5.085.287.199,4

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

56. Sendo assim, os custos de compra de energia elétrica considerados na DRA⁷ e na DRP para a COPEL-DIS, em função do Mercado de Referência, são, respectivamente, de R\$ 4.997.226.033,44 e R\$ 5.085.287.199,42.

III.6. Parcela B

57. O Fator X⁸ é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica conforme consta na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão e tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

$$\text{Fator X} = Pd + Q + T$$

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

58. A Resolução Homologatória nº 1.296/2012 estabeleceu, para o atual ciclo tarifário, os valores dos componentes Pd e T do Fator X em 1,36% e 0,0%, respectivamente, a serem aplicados na atualização da Parcela B nos reajustes tarifários da COPEL-DIS.

59. Conforme metodologia definida no Submódulo 2.5 do PRORET, o componente Q (qualidade do serviço) do Fator X é determinado no momento de cada reajuste tarifário anual a partir da variação dos indicadores de DEC e FEC apurados nos últimos dois anos disponíveis.

60. No caso da COPEL-DIS a variação média dos indicadores de DEC e FEC entre os anos de 2013 e 2014 foi de 15,04%, de modo que o valor de componente Q do Fator X a ser aplicado na atualização da Parcela B é de 0,79%.

Tabela 10 – Fator X

Componentes	Valor
Componente Pd do Fator X	1,36%
Componente T do Fator X	0,00%
Componente Q do Fator X	0,79%
Fator X	2,15%

⁷ O cálculo dos valores para a compra de energia na DRA é obtido por meio dos montantes de energia requerida valorados pelo preço médio de repasse do processo tarifário anterior.

⁸ Para maiores detalhes do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

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

61. Os valores da Parcela B são corrigidos pela aplicação do IGP-M⁹ e do Fator X. A variação do IGP-M para o período de referencia foi de 4,11%, enquanto o Fator X resultou em 2,15%. A tabela abaixo demonstra o cálculo da Parcela B na DRP.

Tabela 11. Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores
Parcela B - DRA (R\$)	1.815.269.566,86
IGP-M	4,11%
Fator X	2,15%
Parcela B - DRP (R\$)	1.850.828.038,36

III.7. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

62. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

63. Os componentes financeiros considerados neste reajuste são:

i) A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.

Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

- Conforme Ofício-Circular nº 14/2014-SRE-SFF/ANEEL, de 14/05/2014, o saldo das CVAs foram apurados a partir de dados fornecidos diretamente pela concessionária à SGT, que procedeu à análise das informações e promoveu os ajustes cabíveis. Os dados considerados no cálculo serão fiscalizados e validados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, que apresentará relatório final de fiscalização, ratificando as informações ou indicando eventuais diferenças, que serão incorporadas no processo tarifário subsequente, com a devida atualização pela Taxa Selic.
- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual foram atualizados pela taxa média anual SELIC¹⁰, de 13,15% a.a.

⁹ Índice calculado pela Fundação Getúlio Vargas - FGV.

¹⁰ Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são 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 o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

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

- Dos valores apurados para a CVA COMPRA DE ENERGIA, foram deduzidos os valores repassados pela CDE/CONTA-ACR e Conta Bandeira Tarifária à concessionária ao longo de 2014 e de 2015, a título de cobertura para o custo adicional decorrente do despacho termoeletrico associado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na modalidade por disponibilidade – CCEAR-D, nos termos do inciso II do Art 4º-A do Decreto 7.891/2013.
- O resultado da CVA em Processamento está demonstrado na tabela abaixo:

Tabela 12: Valores apurados da CVA em Processamento

Descrição	Delta (R\$)	5º Dia Útil Anterior (R\$)	12 Meses Subseqüentes (R\$)
CVA CDE	299.813.175	306.765.378	327.789.461
CVA CDE Energia	34.240.070	34.854.690	37.243.447
CVA Rede Básica	131.901.133	139.174.466	148.712.751
CVA Compra Energia	677.836.636	723.357.967	772.932.604
CVA Transporte Itaipu	5.506.331	5.710.767	6.102.153
CVA Proinfa	(2.619.402)	(2.719.750)	(2.906.148)
CVA ESS/ERR	(371.261.461)	(397.789.202)	(425.051.578)
Total	775.416.482	809.354.316	864.822.690

Nota: o cálculo da CVA Energia considera apenas os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório, além das normas regulatórias vigentes (Resolução Normativa nº 255, de 06/3/2007) e Despacho nº 4.225, de 10/12/2013.

ii) Saldo a Compensar da CVA do ano anterior. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, foi verificado se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário de 2014 foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo 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.

iii) Neutralidade dos Encargos Setoriais. Em conformidade com o disposto na Subcláusula Décima Oitava da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-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 processo tarifário anterior, devidamente atualizadas pela taxa SELIC.

iv) Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR). Foram reconhecidos os pagamentos efetuados pela distribuidora no período de junho de 2014 a agosto de 2014 e de março de 2015 a maio de 2015, atualizados pelo IPCA, tendo sido fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF. Para o período de setembro de 2014 a fevereiro de 2015 a COPEL-DIS não apresentou os pagamentos, pois a distribuidora contestou eles ao banco gestor dos contratos, o que provocou a suspensão desses pagamentos os quais estão *sub judice*, conforme informado no Memorando n. 384/2015-SFF/ANEEL, de 01/06/2015.

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

v) Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo.

Conforme a REN nº 255/2007, com redação alterada pelas REN nº 305/2008 e nº 609/2014, e de acordo com os critérios definidos no Despacho nº 4.225/2013, os valores obtidos para o repasse da Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo foram:

a) Para o ano civil de 2014: Exposição de energia em 2.263.079,48 MWh. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como exposição involuntária, pois ainda não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL e, portanto, não se aplica o limite do Preço de Referência – VR – ao custo de aquisição desta energia no MCP. Destaca-se que a diferença entre o valor recalculado com o montante de exposições contratuais involuntárias a ser publicado e o valor considerado nesse reajuste tarifário deverá ser considerada no reajuste de 2016. Referido montante de energia foi obtido com base em dados fornecidos pela CCEE e representa, juntamente com o ajuste financeiro das operações no mercado de curto prazo, um repasse tarifário de R\$ 1.465.202.372,14.

- Dos valores descritos acima foram deduzidos os valores repassados pela CDE/CONTA-ACR à concessionária ao longo de 2014, de R\$ 1.303.243.243,35, a título de Exposição Involuntária, nos termos do inciso I do Art 4º-A do Decreto n.7.891/2013.
- Assim, o componente financeiro final de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo é de R\$ 161.959.128,79, já atualizado para preços de junho de 2015.
- Cabe destacar que o Fator K não foi aplicado sobre as compras de energia realizadas no mercado de curto prazo, conforme decisão da Diretoria da ANEEL proferida na 27ª Reunião Pública Ordinária realizada em 29/07/2014, no âmbito do processo 48500.001107/2011-21. Tal procedimento foi adotado em caráter provisório, devendo ser revisto o cálculo caso essa metodologia não seja aprovada após a realização da quarta fase da AP 78/2011. Por fim, ressalta-se que a alteração da metodologia do Fator K tem reflexos sobre a apuração da CVA de energia, na medida em que a sua aplicação passou a ser realizada somente sobre os contratos de compra de energia.

vi) Exposição a Diferenças de Preços entre Submercados. Conforme dispõe o artigo 28 do Decreto nº 5.163/2004, as regras de comercialização preveem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem os CCEAR na modalidade de quantidade de energia. A SGT apurou, com base nos relatórios da CCEE, o valor da exposição líquida, atualizado pelo IPCA, referente ao período de janeiro a dezembro de 2014.

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

vii) **Diferencial Eletronuclear.** É a diferença¹¹ entre a tarifa praticada e a de referência entre a Furnas e Eletronuclear, conforme determina a Lei nº 12.111/2009.

viii) **Passivo financeiro referente ao problema na medição da carga da CFLO e da COPEL-DIS.** Conforme explicado no Ofício n. 173/2014-SRE/ANEEL, de 31/12/2014, por meio do processo n. 48500.005012/2014-20, foi instaurado uma mediação para tratar do problema na medição da carga da CFLO e da COPEL-DIS em janeiro de 2013. Por causa desse problema, a carga da CFLO e da COPEL-DIS deveriam ser recontabilizadas pela CCEE, entretanto como essa recontabilização afetaria somente esses agentes, o efeito financeiro foi calculado pela extinta Superintendência de Regulação Econômica – SRE. Logo, esse efeito foi considerado nesse reajuste, conforme orientação no Ofício citado anteriormente.

ix) **Diferimentos parciais dos componentes financeiros referentes aos Reajustes tarifários de 2013 e de 2014.** Trata-se dos diferimentos solicitados pela COPEL-DIS nos processos tarifários de 2013 e de 2014, conforme os artigos 2º das Resoluções Homologatórias n. 1.541, de 20/06/2013, e n. 1.740, de 24/06/2014, respectivamente.

x) **Reversão do financeiro RTE 2015.** A Resolução Homologatória nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015 homologou os resultados da revisão tarifária extraordinária das Concessionárias de Distribuição de energia elétrica, motivada pelo descasamento entre custos e receitas no setor de distribuição de energia elétrica, em decorrência da elevação dos gastos com aquisição de energia e da definição das novas quotas de CDE. Audiência Pública nº 7/2015 foi instaurada com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de metodologia simplificada a ser aplicada na Revisão Tarifária Extraordinária – RTE de cada distribuidora.

- Conforme Nota Técnica nº 35/2015, que apresentou análise dos pedidos de RTE e definição da metodologia final de cálculo, no âmbito da Audiência Pública nº 7/2015, as variações de receita requerida decorrentes das alterações de custo foram apropriadas como componentes financeiros específicos e transitórios na tarifa de energia ou na tarifa de uso. A adoção desses adicionais na forma de componentes financeiros possibilitaria a identificação da receita faturada com esses itens, bem como simplificaria o cálculo da RTE.
- Em vista disso, as tarifas econômicas a serem consideradas nos reajustes tarifários subsequentes à RTE serão as mesmas do reajuste (ou revisão) tarifário anterior. A RTE, portanto, não afeta os cálculos de CVA, Sobrecontratação, Neutralidade de Encargos Setoriais e Parcela B, os quais seguem a metodologia usual.
- Como a apuração da $CVA_{COMPRA\ DE\ ENERGIA}$ e CVA_{CDE} continua levando em conta a cobertura econômica estabelecida no último processo tarifário ordinário, se faz

¹¹ A diferença apurada foi rateada entre as concessionárias que adquiriram o CCEAR 2005 – 1º Leilão e seu valor será repassado mensalmente pelas distribuidoras à Eletronuclear nos anos de 2013 a 2015, conforme parcelas homologadas pela Resolução Homologatória nº 1.583/2013.

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

necessária a reversão da receita faturada com os componentes financeiros definidos na RTE, para os períodos de competência cujos pagamentos estejam nas respectivas CVAs.

- Dessa forma, no presente processo tarifário, está sendo revertido o valor de R\$268.626.880,90, devidamente atualizado pela Taxa SELIC, referente à receita faturada nas competências de março/15 e abril/15 proveniente dos componentes financeiros de CDE estabelecidos na RTE. Já para o componente financeiro de Compra de Energia estabelecido na RTE, está sendo revertida a receita faturada para a competência de março/15, totalizando R\$ 90.899.729,71, atualizada pela Taxa SELIC.
- O saldo a compensar dessa reversão será apurado, no próximo reajuste tarifário, seguindo a mesma sistemática de cálculo da CVA saldo a compensar.
- A reversão do valor restante, abrangendo a receita faturada no período entre 1º de abril de 2015 a 23 de junho de 2015, para o componente financeiro de compra de energia, e entre 1º de maio de 2015 a 23 de junho de 2015, para o componente financeiro de CDE será efetuada no próximo processo tarifário da concessionária, em 2016, juntamente com a apuração das CVA desses períodos.

64. A tabela 13 consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 13: Componentes Financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	(100.168.265)	-1,27%
CVA em Processamento - Energia comprada	810.176.051	10,25%
CVA em Processamento - Transmissão	154.814.904	1,96%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	4.836.313	0,06%
Neutralidade dos Encargos	(15.776.160)	-0,20%
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN nº 255/2007	161.959.129	2,05%
Exposição Diferença Preços entre Submercados	19.843.835	0,25%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	168.061	0,00%
Financeiro de Reversão RTE - Energia	(90.899.730)	-1,15%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso	(232.401.709)	-2,94%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia	(36.225.171)	-0,46%
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009	19.165.301	0,24%
Ofício n.173/2014-SRE/ANEEL, de 31/12/2014 (recontabilização da Carga da CFLO e da COPEL D em jan/2013)	(4.402.989)	-0,06%
Diferimento parcial do reajuste de 2014 (REH Nº 1.740, DE 24/06/2014, art. 2º, parag. 1º)	648.007.052	8,20%
Diferimento parcial do reajuste de 2013 (REH Nº 1541, DE 20/06/2013, art. 2º, parag. 1º)	287.248.964	3,64%
Total	1.626.345.584	20,58%

IV. Adicionais de Bandeiras Tarifárias e CCRBT

65. Os adicionais de bandeiras tarifárias são definidos pela ANEEL anualmente conforme previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos

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

preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

66. Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – Conta Bandeiras, a qual foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e regulamentada por meio do Submódulo 6.8 do PRORET.

67. Uma vez arrecadados na Conta Bandeiras, os recursos são repassados às distribuidoras, considerando os custos efetivamente realizados de geração por fonte termelétrica e de exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a respectiva cobertura tarifária vigente.

68. Desta forma, conforme estabelecido no parágrafo 38 do Submódulo 6.8 do PRORET, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha e os repasses da Conta Bandeiras para os períodos de competência de janeiro de 2015 a março de 2015 foram considerados na apuração da CVA energia e da CVA ESS/EER da concessionária.

IV.1. Subvenção CDE – Descontos Tarifários

69. Nos termos do inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

70. Conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, a Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – Eletrobras – deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a SGT utilizou o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

71. Sendo assim, a tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás a distribuidora no período de competência de junho/2015 a maio/2016, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste financeiro referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de junho/2014 a maio/2015.

Tabela 14: Valores dos subsídios que serão repassados pela Eletrobrás

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

TIPO		AJUSTE (R\$)	PREVISÃO (R\$)	VALOR MENSAL (R\$)
SUBSIDIO CARGA FONTE INCENTIVADA	-	27.134,11	1.644.856,97	1.617.722,86
SUBSIDIO GERAÇÃO FONTE INCENTIVADA		7.446,66	866.745,33	874.191,99
SUBSIDIO DISTRIBUIÇÃO		85.738,78	880.468,11	966.206,89
SUBSIDIO ÁGUA; ESGOTO E SANEAMENTO		119.583,09	3.744.393,66	3.863.976,75
SUBSIDIO RURAL		663.233,13	29.880.486,95	30.543.720,08
SUBSIDIO IRRIGANTE/AQUICULTOR	-	115.128,93	696.287,21	581.158,28
Total		733.738,61	37.713.238,23	38.446.976,85

III.9. Análise dos Resultados

72. O Reajuste Tarifário Anual – RTA – da COPEL-DIS conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 15,32%, sendo de 15,61%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 15,09%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 15: Efeito médio para os consumidores

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	15,61%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	15,09%
Efeito Médio AT+BT	15,32%

73. O efeito médio de 15,32% decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculado conforme Índice de Reajuste Tarifário – IRT – estabelecido no contrato de concessão; (ii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos na RTE 2015, que vigoraram até a data do reajuste em processamento; (iii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e (iv) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo de reajuste tarifário anual de 2014, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

74. A atualização dos custos de Parcela A e B resultou em um índice de reajuste tarifário de 31,11%, ao se ter como base de comparação para a Parcela A na Data do Reajuste Anterior – DRA – apenas os custos estabelecidos no reajuste de 2014, isto é, sem considerar os custos de Parcela A que foram acrescidos na Revisão Tarifária Extraordinária - RTE mediante componente financeiro¹².

¹² Como na revisão tarifária extraordinária a cobertura tarifária de Parcela A que foi acrescida às tarifas se deu mediante componente financeiro, as tarifas de base econômicas, que servem de base para o cálculo do índice de reajuste tarifário, não refletem o aumento tarifário de Parcela A observado na RTE. Em razão disso o índice de reajuste tarifário, aplicado sobre as tarifas de base econômica homologadas na revisão tarifária extraordinária é mais elevado, pois parte de um patamar menor de custos de Parcela A para comparação, quando comparado com o cálculo do índice que incorpora os financeiros de Parcela A da RTE na base de comparação.

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

75. A atualização dos custos de Parcela A e B, ao se ter como base de comparação, além dos custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas, os custos que foram acrescidos na RTE mediante componente financeiro, contribuiu para o efeito médio em -2,91%, sendo -3,25% referente à variação de custos de Parcela A e 0,34% referente à variação de custos de Parcela B, conforme mostrado na Tabela e no gráfico a seguir.

76. Em relação à atualização dos componentes financeiros apurados no atual reajuste, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram para a um aumento tarifário de 20,58% no atual reajuste da COPEL-DIS.

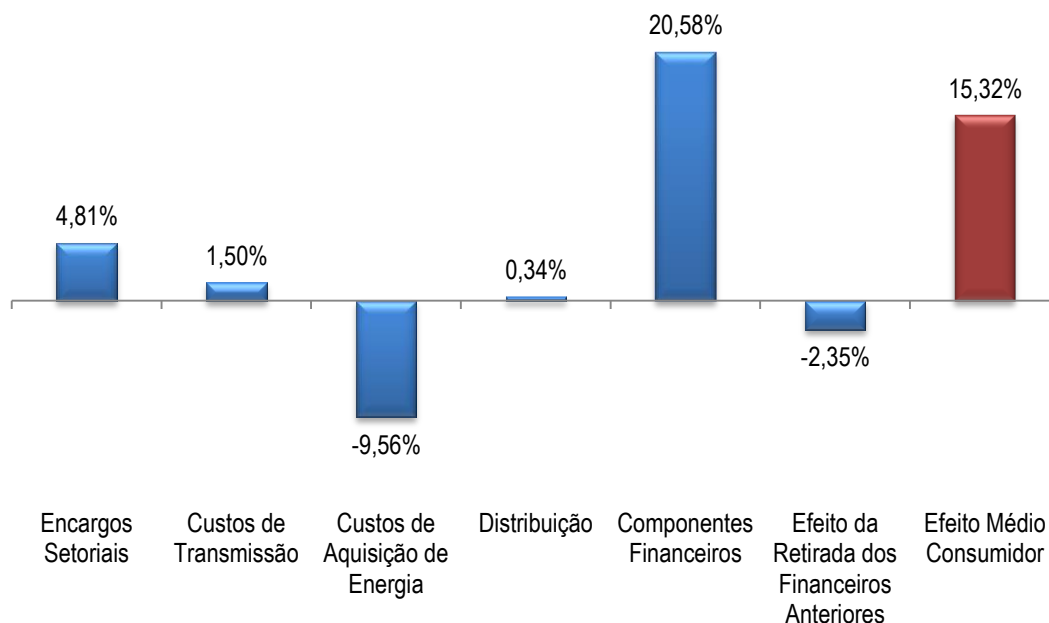
77. Por outro lado, o efeito da retirada dos componentes financeiros considerados no reajuste tarifário anual de 2014, que contribuíram com um aumento nas tarifas estabelecidas em 2014, representa uma redução de -2,35% no atual reajuste, quando de sua retirada nas tarifas atualmente praticadas pelos consumidores.

Tabela 16: IRT considerando a variação tarifária decorrente da RTE 2015

	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	-3,94%	-3,25%	81,73%
Encargos Setoriais	22,24%	4,81%	27,20%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	197,55%	0,06%	0,09%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	-2,13%	-0,31%	14,63%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	-3,48%	-0,07%	2,03%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	-	5,36%	5,53%
Encargos Serv. Sist - ESS e Energ. Reserv. - EER	-3,65%	-0,09%	2,31%
PROINFA	-5,13%	-0,09%	1,70%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	-6,31%	-0,06%	0,92%
ONS	2,23%	0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	56,06%	1,50%	4,32%
Rede Básica	76,44%	1,21%	2,87%
Rede Básica Fronteira	25,59%	0,12%	0,58%
Rede Básica ONS (A2)	4,77%	0,00%	0,01%
MUST Itaipu	13,46%	0,05%	0,47%
Transporte de Itaipu	8,10%	0,01%	0,20%
Conexão	172,53%	0,11%	0,19%
Custos de Aquisição de Energia	-16,40%	-9,56%	50,21%
PARCELA B	1,96%	0,34%	18,27%
IRT considerando a variação tarifária da RTE		-2,91%	100,00%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		20,58%	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade		-1,27%	
CVA em Processamento - Energia comprada		10,25%	
CVA em Processamento - Transmissão		1,96%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		0,06%	
Neutralidade dos Encargos		-0,20%	
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN n° 255/2007		2,05%	
Exposição Diferença Preços entre Submercados		0,25%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		0,00%	
Financeiro de Reversão RTE - Energia		-1,15%	
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso		-2,94%	
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia		-0,46%	
Diferencial Eletronuclear - Lei n° 12.111/2009		0,24%	
Ofício n.173/2014-SRE/ANEEL, de 31/12/2014 (recontabilização da Carga da CFLO e da COPEL D em jan/2013)		-0,06%	
Diferimento parcial do reajuste de 2014 (REH N° 1.740, DE 24/06/2014, art. 2° , parag. 1°)		8,20%	
Diferimento parcial do reajuste de 2013 (REH N° 1541, DE 20/06/2013, art. 2° , parag. 1°)		3,64%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		-2,35%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		15,32%	

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

Gráfico I: Efeito Tarifário médio por custo



78. O Valor da Parcela A apresentou uma variação de -3,94% em relação à RTE 2015, representando -3,25% na composição do efeito médio, com destaque para:

i) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais resultou em aumento de 22,24% em comparação com os valores da RTE 2015, correspondendo a uma variação tarifária no efeito médio de 4,81%. Nesse aumento, destaca-se, principalmente, o início da amortização das operações de crédito contratadas para o lastro da Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta-ACR¹³ (CDE Energia).

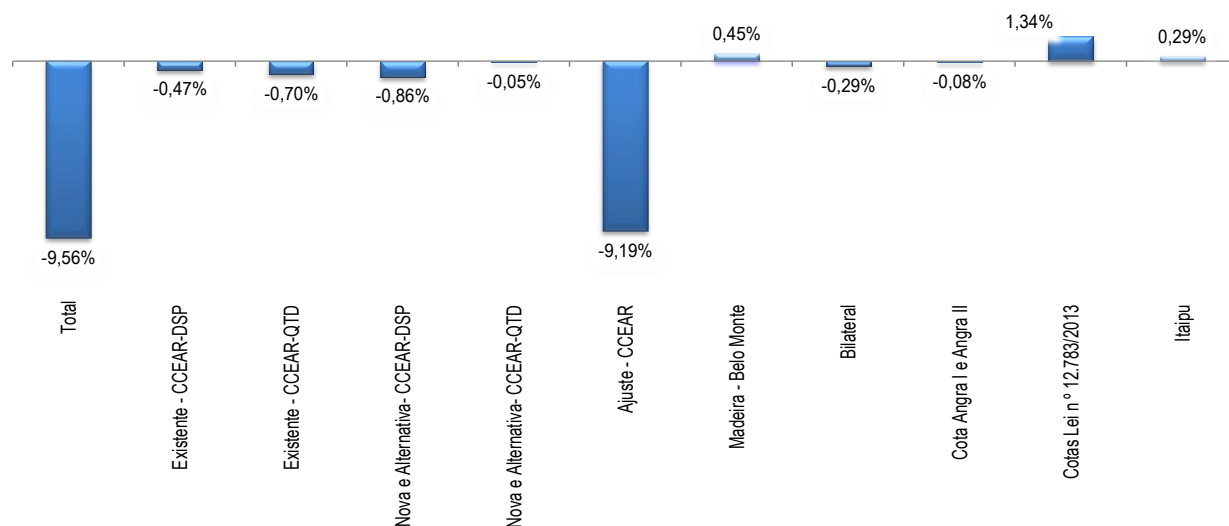
ii) **Custos de Transmissão.** Variação de 56,06% em relação à RTE 2015, correspondendo a um efeito médio de 1,50%. Esse aumento é explicado principalmente (i) pelo aumento dos custos associados ao crescimento da rede; (ii) à arrecadação de valores referentes ao impacto nas transmissoras devido à obrigatoriedade do repasse de encargos setoriais à Eletrobrás, conforme REH 1756/2014 e DSP 1783/2014, e (iii) ao aumento da proporção atribuída ao segmento de consumo no rateio do pagamento do montante a ser arrecadado por meio de TUSTRB.

¹³ Criada por meio do Decreto nº 8.221/2014 com a finalidade de cobrir os custos das distribuidoras com a exposição involuntária no mercado de curto prazo e o despacho termoeletrico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D.

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

iii) **Compra de Energia.** Variação de -16,40% em relação ao processo anterior, contribuindo para um efeito médio de -9,56%. Esse decréscimo decorre, sobretudo, do fato de que, pela metodologia de recorte estabelecida para a valoração da compra de energia na RTE 2015, houve um maior adensamento da energia proveniente dos produtos do 18º Leilão de Ajuste, cujos períodos de suprimento são de três e seis meses. Como, no processo tarifário ordinário, o horizonte para recuperação dos custos de energia é de 12 meses, o peso do Leilão de Ajuste no custo total de energia foi muito menor do que o considerado na RTE, contribuindo para uma redução da tarifa média de compra de energia. Como se pode observar no gráfico abaixo, o leilão de ajuste foi o componente que mais influenciou nas variações no custo de aquisição de energia.

Gráfico II: Efeito por modalidade de aquisição de energia



79. A Tabela 17 demonstra a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior.

Tabela 17: Comparação da variação do custo de energia

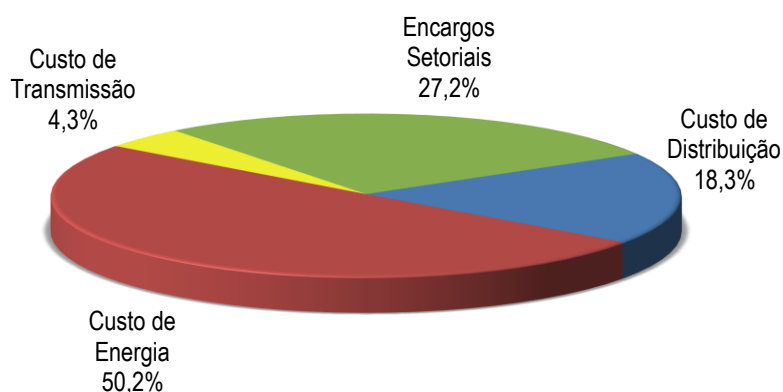
Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo anterior	Processo atual	Variação	Processo anterior	Processo atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	1.071.608,86	1.074.544,77	0,27%	331,48	309,80	-6,54%
Existente - CCEAR-QTD	5.040.947,10	4.711.236,90	-6,54%	212,08	229,60	8,26%
Nova e Alternativa - CCEAR-DSP	4.437.493,99	4.538.212,91	2,27%	254,40	248,93	-2,15%
Nova e Alternativa - CCEAR-QTD	1.679.329,18	1.651.976,45	-1,63%	182,72	197,91	8,31%
Ajuste - CCEAR	2.627.851,56	215.987,80	-91,78%	385,87	385,87	0,00%
Madeira - Belo Monte	2.962.421,94	3.427.903,41	15,71%	105,55	113,55	7,59%
Bilateral	1.261.027,20	1.186.104,00	-5,94%	201,37	205,33	1,97%
Cota Angra I e Angra II	1.052.048,03	1.050.618,91	-0,14%	156,79	162,09	3,38%
Cotas Lei nº 12.783/2013	1.315.833,68	5.861.824,82	345,48%	33,34	33,34	0,00%
Itaipu	5.637.091,51	5.633.362,78	-0,07%	229,95	255,19	10,97%
Sobra (-) / Exposição (+)	-358.186,24	-1.662.609,59	364,17%	219,52	183,66	-16,34%
TOTAL	27.309.317,63	28.277.444,07	3,55%	214,84	179,84	-16,29%

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

80. A atualização da Parcela B representou 0,34% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M no período de referência descontado o Fator X.

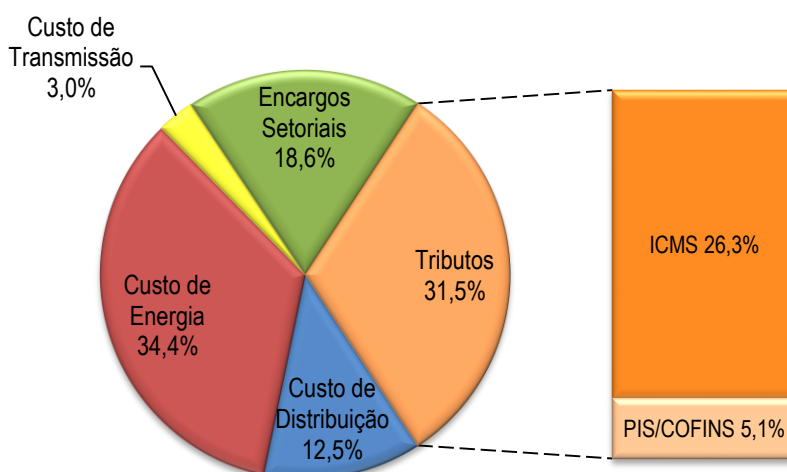
81. O gráfico III demonstra-se a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

Gráfico III: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual



82. O gráfico IV ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 26,3% para o ICMS e 5,1% para o PIS e COFINS (total de 31,49% por dentro), o que equivale a uma majoração de 45,97% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

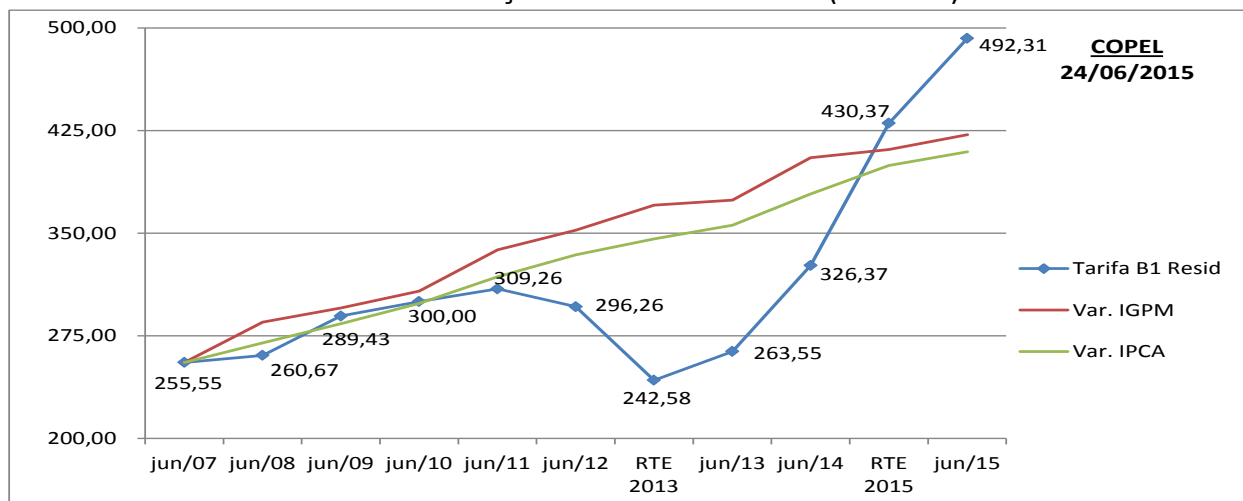
Gráfico IV: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos



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

83. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da COPEL-DIS nos últimos nove anos, comparada com a variação do IGP-M e IPCA no mesmo período.

Gráfico V: Evolução da tarifa Residencial B1 (2007-2015)



84. Por fim, os valores dos serviços cobráveis previstos nos artigos 102, 103 e 131 da Resolução Normativa nº 414, de 9/9/2010, estabelecidos no momento da revisão tarifária das distribuidoras e cuja receita líquida é destinada à modicidade tarifária, foram atualizados pela variação acumulada do IPCA até o mês do atual reajuste tarifário, conforme previsto na Resolução Homologatória nº 1.121, de 15/3/2011.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

85. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e a Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 046/1999.

V. DA CONCLUSÃO

86. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 046/1999, no que consta do Processo nº 48500.005214/2014-71 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual a ser aplicado às tarifas da COPEL-DIS, o qual corresponde ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 15,32%, sendo de 15,61%, em média, para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 15,09%, em média, para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);

ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da COPEL-DIS;

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

iii) pelo estabelecimento da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo;

iv) pela aprovação, para fins de cálculo do atual reajuste tarifário, da previsão anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER;

v) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

vi) pelo estabelecimento da receita anual referente às instalações de conexão de uso exclusivo dos consumidores do Subgrupo A1;

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

GEOVANE ANSELMO S CAPUTO
Especialista em Regulação

OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação

WELLINGTON CARLOS CARVALHO
Especialista em Regulação

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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