

Nota Técnica nº 363/2012-SRE/ANEEL

Em 10 de outubro de 2012.

Processo: 48500.000759/2012-20

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2012.

I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar o detalhamento do Reajuste Tarifário Anual de 2012 da **Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga**, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sétima do seu Contrato de Concessão de Distribuição nº 009/2002.

II. DOS FATOS

2. A CPFL Piratininga, sediada na cidade de Campinas - SP, atende aproximadamente **1,5 milhão** de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa um faturamento anual na ordem de **R\$ 2,6 bilhões**.

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

Tabela 1: Consumo e clientes da CPFL Piratininga

Classe de consumo	Nº de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia - MWh	Participação no Consumo	Consumo Médio Mensal
Residencial	1.376.221	287.062,17	40,3%	17,4
Industrial	6.337	202.154,95	28,4%	2.658
Comercial, Serviços e Outras	78.061	146.290,32	20,5%	156,2
Rural	6.680	7.440,28	1,0%	92,8
Poder Público	7.325	16.604,48	2,3%	188,9
Iluminação Pública	1.571	25.850,83	3,6%	1.371
Serviço Público	984	26.472,79	3,7%	2.242
Consumo Próprio	104	390,77	0,1%	313
Rural Aquicultor	1	,13	0,0%	11
Rural Irrigante	3	21,46	0,0%	596
Total	1.477.287	712.288	100%	40,2

Fonte: SAD/ SAMP (julho/2012)

II.1. Aspectos Contratuais

3. Em 23 de setembro de 2002, foi firmado o Contrato de Concessão nº 009/2002 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e a Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da concessão de que esta é titular. O mencionado contrato estabelece, na Terceira Subcláusula da Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica, conforme a Sexta Subcláusula da Cláusula Sétima.

4. Em 01 de setembro de 2005 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o qual deu nova redação à sua Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para atender às condições de eficácia constante do § 2º dos arts. 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, assunto que foi objeto da Audiência Pública 045/2004, realizada pela ANEEL na forma presencial em 20 de janeiro de 2005.

5. Em 26 de fevereiro de 2010 foi assinado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, dando nova redação a 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.2. Aspectos Metodológicos

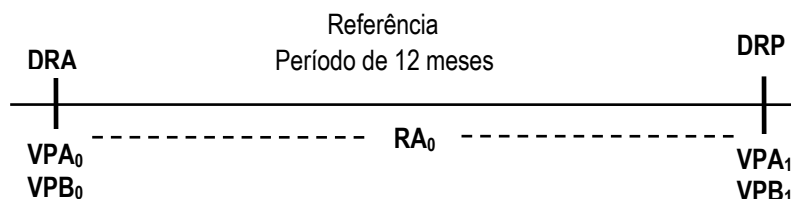
6. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção 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, seja naquele momento, seja ao longo do período da 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.

7. Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora, além dos encargos setoriais, que não são gerenciáveis pela empresa. 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 quota de depreciação e da remuneração dos investimentos.

8. O objetivo do Reajuste Tarifário Anual é manter o poder de compra da receita da concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Acontece anualmente, exceto no ano da revisão tarifária periódica, na data de aniversário do contrato. Para aplicação dessa fórmula, são calculados todos os custos da 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 por ocasião da revisão tarifária periódica. Sua função é compartilhar com o consumidor os ganhos de eficiência e competitividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

9. Dessa forma, e em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas, o procedimento de reajuste tarifário anual, conforme esquema abaixo:



10. 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:

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

onde:

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS, os componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico e as receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade;

VPA₁ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento (DRP) e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”, aqui entendido como o mercado de energia faturada da CONCESSIONÁRIA nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

VPB₀ - Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

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

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

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 - Fator numérico calculado conforme regulamento próprio, a ser subtraído do Indicador de Variação da Inflação (IVI) quando da execução dos reajustes tarifários anuais entre revisões periódicas, com vistas a compartilhar com os usuários e consumidores os ganhos de eficiência empresarial e da competitividade estimados para o período.

II.3. Revisão Tarifária Periódica de 2011

11. Com respaldo nas Resoluções Normativas nº 433, de 12 de abril de 2011, e nº 471, de 20 de dezembro de 2011, as tarifas da CPFL PIRATININGA constantes dos Anexos I e II-A da Resolução Homologatória nº 1.075, de 19 de outubro de 2010, tiveram sua vigência prorrogada até 22 de outubro de 2012, conforme estabelecido nas Resoluções Homologatórias nº 1.223, de 18 de outubro de 2011.

12. Consta da REN nº 471/2011, em seu art. 4º, que:

Art. 4º Os resultados definitivos das revisões tarifárias terão vigência desde a data contratual definida nos respectivos contratos e seus efeitos econômicos e financeiros serão considerados no processo de reajuste seguinte.

(...)

§ 2º Para fins do que dispõe o caput, a variação de receita decorrente da diferença entre as tarifas efetivamente aplicadas no período de vigência da revisão tarifária e as definidas na homologação dos resultados definitivos será equacionada e considerada como componente financeiro no reajuste tarifário seguinte.

13. A Revisão Tarifária Periódica de 2011 da CPFL Piratininga foi deliberada na 37ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, realizada no dia 02/10/2012, cujo resultado representou, em média, um reposicionamento negativo das tarifas homologadas no ano anterior de – 5,43%, sendo – 4,45% referentes ao Reposicionamento Tarifário – RT econômico e – 0,98% relativos aos componentes financeiros pertinentes, conforme consta da Resolução Homologatória nº 1.364, de 02 de outubro de 2012.

14. Quanto ao ajuste financeiro relativo à postergação do cálculo da Revisão Tarifária Periódica de 2011 da CPFL Piratininga, correspondente aos efeitos tarifários retroativos a 23/10/2011, a Resolução Homologatória nº 1.364/2012 estabeleceu em seu art. 2º que:

§ 1º A diferença de receita resultante da aplicação, durante o período de 23 de outubro de 2011 a 22 de outubro de 2012, em caráter provisório, das tarifas prorrogadas pela Resolução Homologatória nº 1.223, de 18 de outubro de 2011, será apurada, por modalidade tarifária, e atualizada pela variação mensal do Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M até o mês do

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

reajuste anual de 2012 da CPFL Piratininga, para consideração como componente financeiro nos reajustes tarifários de 2012, 2013 e 2014.

§ 2º O valor do componente financeiro a ser considerado será definido em cada reajuste tarifário, observada a premissa de mitigar, sucessivamente, o efeito do respectivo reajuste.

§ 3º A forma de atualização e remuneração do saldo não amortizado do ajuste financeiro será definida em Resolução Normativa específica da ANEEL.

§ 4º Em cada processo tarifário da CPFL Piratininga, será apurado o saldo em função do montante efetivamente compensado ter sido maior ou menor do que o considerado no processo tarifário imediatamente anterior.

III. DA ANÁLISE

III.1. Proposta da Concessionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2012

15. Por meio da Carta 138/OR, de 21/09/2012, a CPFL Piratininga encaminhou à ANEEL proposta de Reajuste Tarifário Anual médio de **5,63%**, a ser aplicado às suas tarifas a partir de 23 de outubro de 2012, sendo **2,64%** relativo ao cálculo econômico e **2,99%** referente aos componentes financeiros.

16. Na apuração de sua Receita Anual-RA₀ a Concessionária utilizou valores estimados para o mês de setembro de 2012 em relação aos montantes de energia e de demanda faturados, bem como considerou em seus cálculos valores projetados para alguns encargos setoriais, para a cotação do dólar americano e para a variação do IGP-M e do IPCA do mês de setembro de 2012.

III.2. Precedentes

17. A Superintendência de Regulação Econômica – SRE, em reunião realizada em 12/09/2012, na sede da ANEEL, procurou prestar aos representantes da CPFL Piratininga os esclarecimentos cabíveis quanto à metodologia a ser adotada na definição do índice de reajuste tarifário anual e apresentar os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos.

18. Segundo a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, à vista do disposto no 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, abaixo reproduzido, a CPFL Piratininga encontra-se, nesta data, adimplente com suas obrigações intrassetoriais.

“Art. 10. O inadimplemento, pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas, no recolhimento das parcelas das quotas anuais de Reserva Global de Reversão - RGR, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e outros encargos tarifários criados por lei, bem como no pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e da Itaipu Binacional, acarretará a impossibilidade de revisão, exceto a

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

extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC. (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)”

19. Sobre os valores dos serviços cobráveis previstos nos arts. 102, 103 e 131 da Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010, cabe esclarecer que, no momento da revisão tarifária das distribuidoras, toda a receita líquida com base em preços regulados é destinada à modicidade tarifária, visto que as despesas incorridas em sua prestação já estão contempladas na receita do serviço de distribuição de energia elétrica. Assim entendido, referidos valores integrantes do “Quadro S – Serviços Cobráveis” foram atualizados pela variação acumulada do IPCA até o mês do atual reajuste tarifário da Concessionária, conforme previsto na Resolução Homologatória nº 1.121, de 15 de março de 2011.

III.3. Período de Referência

20. O período de referência para o reajuste da CPFL Piratininga é de outubro/2011 a setembro/2012.

III.4. Fator X

21. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário.

22. Por meio da Resolução Homologatória nº 1.364, de 02 de outubro de 2012, que divulgou o resultado da Revisão Tarifária Periódica de 2012 da CPFL Piratininga, foram estabelecidos, para o atual ciclo tarifário da distribuidora, os valores dos componentes Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) e T (trajetória de custos operacionais) do Fator X em 1,40% e 0,00%, respectivamente, a serem aplicados na atualização da Parcela B nos reajustes tarifários da Concessionária de 2012 a 2014.

Tabela 2: Fator X

Descrição	Valores
Componente Pd do Fator X	1,40%
Componente T do Fator X	0,00%
Dados da REVISÃO 2011	

23. O componente Q (qualidade do serviço) do Fator X deverá ser apurado em cada reajuste tarifário, a partir de 2013, conforme metodologia definida no Submódulo 2.5 do PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária.

III.5. Cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2012

24. O Reajuste Tarifário Anual da CPFL Piratininga, calculado pela SRE, para aplicação a partir de 23 de outubro de 2012, resultou no percentual total de **8,79%**, sendo **7,71%** relativo ao cálculo econômico e **1,08%** referente aos componentes financeiros pertinentes.

25. O índice médio final do reajuste, IRT de 8,79%, foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado para o período de referência, de 8,07%, e o Fator X indicado na Tabela 2 acima, resultando um

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

percentual de 6,67% a ser aplicado para atualizar a Parcela B da receita da concessionária. O IRT compreende também a atualização de custos relativos à compra e transmissão de energia e aos encargos setoriais.

III.5.1. Receita Anual

26. No cálculo da Receita Anual – RA₀ da CPFL Piratininga, na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência, foi considerado o valor de R\$2.626.990.189,91, obtido do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.

Tabela 3: Mercado SAMP

DESCRIÇÃO - Tensão	MERCADO (MWh)	RECEITA (R\$)
FORNECIMENTO	8.928.206	2.275.921.128,26
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	214.661	46438342,26
A3 (69 kV)	-	0
A3a (30 kV a 44 kV)	-	0
A4 (2,3 kV a 25 kV)	3.776.583	886207492
AS	-	0
BT (menor que 2,3 kV)	4.936.962	1.343.275.294,04
SUPRIMENTO	102.314	5.990.942,53
CONSUMIDORES LIVRES A1	1.495.659	65.597.819,13
CONSUMIDORES LIVRES (demais)	4.365.549	266.616.035,39
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	211.061	10.781.766,00
CONSUMIDOR GERADOR		2.082.498,60
CDE Baixa Renda		
TOTAL	15.102.788	2.626.990.189,91

III.5.2. Encargos Setoriais

27. Os Encargos Setoriais – RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, PROINFA, ESS, EER, P&D e ONS – são definidos em legislação própria, 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.

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 n.º 023/1999, 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” do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia. Conforme o contido no art. 20 da Lei n.º 12.431, de 27/06/2011, a vigência deste encargo, cuja extinção estava prevista para o final do exercício de 2010, foi

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

prorrogada até 2035. De acordo com o art. 21 da Medida Provisória nº 579, de 11/09/2012, as concessionárias e permissionárias de distribuição ficam desobrigadas do recolhimento da quota anual da RGR a partir de 1º de janeiro de 2013.

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 termoelétrica nos sistemas isolados, estes custos são rateados por todo o país em função do mercado de cada distribuidora. Os valores da CCC são fixados com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela ELETROBRÁS. Essas previsões são feitas com base nas condições previstas de hidraulicidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica.

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

32. 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.

33. 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.

34. O **Encargo de Serviços do Sistema – ESS**, previsto no Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, que compreenderão, dentre outros: I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de

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

transmissão dentro de cada submercado; II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; III - a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

35. O **Encargo de Energia de Reserva – EER**, conforme previsto no Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, 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 Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

36. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE)** foi criado pela Lei nº. 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 da energia, conforme determinam as Resoluções Normativas nº 300/2008 e nº 316/2008 (até 31 de dezembro de 2015, os percentuais mínimos serão de 0,50%, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética).

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

- **Neutralidade dos Encargos Setoriais**

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

39. 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:

VPA₀: 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 aos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, e, para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e

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

(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”.

VPB₀: Valor da “Parcela B” considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

40. 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” (VPA₀) referentes aos encargos setoriais, custos estes que não variam na mesma proporção do mercado, atendendo, desse modo, os objetivos de eliminar o efeito tarifário causado pela antiga 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.

41. Basicamente, o procedimento de cálculo ora introduzido busca assegurar que: (i) a neutralidade prevista na citada 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) permanece sendo objeto de regulamentação no âmbito 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.

42. Assim, os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 4: Encargos Setoriais da CPFL Piratininga

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Reserva Global de Reversão – RGR	23.399.816,53	20.798.810,00	Memorando 1465 SFF/ANEEL
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	219.684.837,56	114.186.812,86	REN nº 427/2011 - art 41
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	6.389.056,20	6.362.152,50	NT- 305/2012 SRE/ANEEL
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	141.877.229,75	161.222.999,28	REH 1243/2011
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	54.943.512,79	65.481.376,05	Previsão SRE - OUT/2012
Proinfa	65.978.358,73	84.163.809,85	REH 1244/2011
P&D e Eficiência Energética	27.203.556,14	27.904.270,93	Lei nº 9.991, de 24/07/2000
ONS	239.412,76	111.458,41	Contribuição JUL/12 - JUN/13
Total de Encargos Tarifários	539.715.780,47	480.231.689,88	

43. Para fins de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da Neutralidade dos encargos setoriais e das respectivas Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA do próximo reajuste da concessionária, foi definida a quota anual da CPFL Piratininga referente à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL, de **R\$ 114.186.812,86**, e a previsão

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

anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER, no total de **R\$ 65.481.376,05**, neste último também incluso os custos relacionados à segurança energética, ou seja, aqueles devidos à ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco e aos despachos de termelétricas fora da ordem de mérito de custo ordenados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

44. Vale destacar que na definição do valor da quota anual da CCC foi considerado o custo unitário proposto para o exercício de 2012 de R\$ 7,75 por MWh, conforme consta da Resolução Homologatória nº 1.291, de 15/05/2012.

45. Em relação ao P&D, considerou-se o adicional de 0,30% previsto no parágrafo único do art. 1º da Lei nº 9.991/2000, instituído pela Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, destinado ao ressarcimento de Estados e Municípios que porventura tiverem perda de receita relativa ao ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados. Tendo em vista que a obrigação de recolher o citado adicional de 0,3% se encerra em dezembro/2012, foi considerado neste reajuste da CPFL Piratininga apenas 3/12 dessa parcela do encargo.

III.5.3. Transmissão de Energia

46. Os custos com 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.

47. Os **Custos de Rede Básica** referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão (RAP) para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL fixa a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

48. O **Custo de Conexão** refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão (DIT) não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

49. O **Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional** refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.

50. O **Custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição** refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com

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

base nos valores de demanda de potência contratada multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

51. Para fins de repasse tarifário, os custos associados às instalações de transmissão (Rede Básica e Conexão/DIT-Demais Instalações de Transmissão), informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, por meio do Memorando nº 260/2012, de 01/10/2012, estão detalhados nas tabelas abaixo.

Tabela 5: Custos com Uso da Rede Básica

Componente	Valor (R\$)
Rede Básica	201.035.396,27
Rede Básica Fronteira	47.515.740,80
MUST Itaipu	21.789.854,21
Total do Transporte de Energia	270.340.991,28

Tabela 6: Custos com Conexão/DIT

CONEXÃO	RECEITA ANUAL (R\$) (1)	PA DIT (R\$) (2)	PA PIS COFINS (R\$) (3)	ENCARGO A SER CONCATENADO (R\$) (1) + (2) + (3)
CTEEP	16.233.472,27			16.233.472,27
IE JAPI	1.732.565,96			1.732.565,96

52. Em relação à IE JAPI, o custo de conexão/DIT repassado às tarifas não contém parte da receita anual relativa à SE Salto, no valor de R\$ 365.862,70, em razão do disposto no § 12 do art. 7º da Resolução Normativa nº 067, de 08 de junho de 2004: “§ 12. Os encargos relativos ao CCT referido no § 3º, e os encargos do correspondente CUST somente serão considerados no cálculo da tarifa do consumidor final da concessionária ou permissionária de distribuição a partir da respectiva prestação do serviço, sem efeitos retroativos”.

53. Assim, o valor a ser pago pela CPFL Piratininga à transmissora IE JAPI, que constará da Resolução Homologatória relativa ao IRT-2012, incluso o PIS/COFINS e já atualizado pelo IPCA até o mês do reajuste da distribuidora, é superior ao considerado no cálculo tarifário, conforme abaixo:

DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO		IE JAPI
Período	IPCA	
jun/12	3.479,94	2.135.720,45
out/12	3.532,06	
Total		2.167.707,71

54. Em relação à CTEEP, não foi considerado o valor da Parcela de Ajuste – PA/DIT, de R\$ 257.899,57, por tratar-se de novo custo de conexão de uso exclusivo, pois valores pagos por conexão com início de vigência posterior ao último cálculo tarifário da distribuidora não são passíveis de repasse às

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

tarifas, haja vista o regime jurídico do serviço pelo preço, e não pelo custo, aplicável aos custos de transmissão, conforme ficou definido no processo que resultou na aprovação pela Diretoria da ANEEL, na 4ª Reunião Pública Ordinária realizada em 02/02/2010, de modelo-padrão de aditivo aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, no âmbito da Audiência Pública nº 43/2009. A cobertura tarifária, em tais situações, é concedida a partir do primeiro reajuste subsequente, ou seja, somente a partir de 23/10/2012 no caso da CPFL Piratininga.

55. Assim, o valor a ser pago pela CPFL Piratininga à CTEEP, que constará da Resolução Homologatória relativa ao IRT-2012, incluso o PIS/COFINS e já atualizado pelo IGPM até o mês do reajuste da distribuidora, é superior ao considerado no cálculo tarifário, conforme abaixo:

DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO - DIT		CTEEP
Período	IGPM	16.491.371,84
jun/12	485,14	
out/12	506,80	
Total		17.227.796,54

56. Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009, que estabeleceu os critérios para o cálculo locacional da TUSDg – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão A2 (138 kV ou 88 kV), a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD informou por meio do Memorando nº 462/2012-SRD/ANEEL, de 1/10/2012, os valores dos componentes tarifários Rede Básica TUSDg-ONS que, após atualizados pela variação do IGPM até outubro/12, totalizaram **R\$ 140.806,28**, respectivamente, ora considerados no atual reajuste da CPFL Piratininga.

57. A CPFL Piratininga tem em sua área de concessão dois consumidores livres do Subgrupo A1 (nível de tensão de 230 kV ou mais) – USIMINAS e WHITE MARTINS –, que são responsáveis pelo pagamento de parte das despesas com rede básica. Esses consumidores acessam o ponto de conexão Baixada Santista de 345 kV, cuja TUST_{RB} no horário de ponta é de R\$ 4,481 / kV e no horário fora ponta é de R\$ 2,205 / kV. A CPFL Piratininga também tem em sua área de concessão três consumidores livres do Subgrupo A1 (nível de tensão de 230 kV ou mais) – CBA, USIMINAS e WHITE MARTINS –, que são responsáveis pelo pagamento de parte das despesas com conexão. Essas receitas anuais constam do quadro abaixo:

SUBGRUPO A1	VALOR ANUAL - R\$	VALOR MENSAL - R\$
CBA	588.638,66	49.053,22
USIMINAS	1.496.516,17	124.709,68
WHITE MARTINS	516.795,42	43.066,28

58. Observadas as disposições da Resolução nº 281, de 01 de outubro de 1999, e do Contrato de Concessão, foi também considerado no atual cálculo tarifário da CPFL Piratininga o custo de transmissão de energia elétrica no valor de **R\$ 15.266.410,65**, referente ao Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD firmado com as distribuidoras CPFL Paulista e ELEKTRO.

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

59. 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 7: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede básica	199.095.619,26	200.894.589,99
Rede básica fronteira	39.827.582,35	47.515.740,80
Conexão	14.035.658,60	18.716.895,50
MUST Itaipu	21.400.418,52	21.789.854,21
Transporte de Itaipu	24.561.818,31	26.549.120,31
Uso do Sistema de Distribuição	14.674.563,21	15.266.410,65
Total dos Custos de Transporte	313.595.660,25	330.732.611,45

III.5.4. Compra de Energia

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

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

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

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

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

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

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

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

65. Cabe à ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas elétricas de distribuição das concessionárias. São denominadas 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.

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

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

67. 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 à 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.

68. Cabe ressaltar que o referencial para a aplicação do índice de perdas técnicas é a energia injetada na concessionária, enquanto que para as perdas não técnicas o referencial é o mercado de baixa tensão. A tabela abaixo apresenta os valores para o atual reajuste tarifário da CPFL Piratininga.

Tabela 8: Perdas Rede Básica, Técnicas e Não-técnicas

Descrição	DRP
Perdas Técnicas	4,37%
Perdas na Rede Básica	2,39%
Perdas não Técnicas sobre BT	4,20%

69. Conforme ficou estabelecido na revisão tarifária periódica de 2011 da CPFL Piratininga, o percentual regulatório de perdas técnicas e não técnicas permanecerão constantes em todos os reajustes anuais deste ciclo tarifário.

70. Para 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 regulatórias (MWh), de acordo com os respectivos percentuais regulatórios determinados na última

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

revisão tarifária e somar o mercado de venda da concessionária. Sendo assim são apresentadas as energias requeridas na DRA e na DRP na tabela abaixo:

Tabela 9: Energia Requerida (MWh) – DRA e DRP

Descrição	DRA	DRP
Fornecimento (MWh)	8.928.205,51	
Consumidores Livres (MWh)	6.072.269,15	
Mercado Total	9.030.519,10	9.030.519,10
Perdas Rede Básica (MWh)	221.985	235.878
Perdas na Distribuição (MWh)	838.836	838.836
<i>Perdas Técnicas (MWh)</i>	631.578	631.578
<i>Perdas não Técnicas (MWh)</i>	207.258	207.258
Perdas Totais	1.060.820	1.074.713
Energia Requerida	10.091.340	10.105.232

III.5.4.2. Valoração da Compra de energia

71. O art. 36 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, estabelece que a ANEEL autorize 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.

72. 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-parte da produção disponibilizada para o Brasil, definidas conforme os critérios estabelecidos na Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006.
- **CCEAR** – são contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto nº 5.163/2004.

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

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

73. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na 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, conforme a tabela a seguir:

Tabela 10: Compra de energia na DRA

Energia Requerida (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Energia Requerida (R\$)
10.091.340	118,75	1.198.367.779,05

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

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

(i) Para a energia comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei nº 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente em DRP será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência, limitado ao montante de energia que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 meses subsequentes;

(ii) para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse, relativo aos contratos de compra de energia elétrica de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto nº 5.163 de 2004, autorizados pela ANEEL até a data do reajuste em processamento (DRP), ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes, aplicado ao montante de Energia Elétrica Comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior.

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

76. 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 é igual ao somatório de geração própria, CCEARs, compra de energia de contratos bilaterais e quota de energia de Itaipu e do Proinfa.

77. O requisito de energia elétrica da CPFL Piratininga para atendimento ao seu mercado de referência apurado na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é de **10.105.232 MWh**, formado por **9.030.519 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e **1.074.713 MWh** para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica.

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

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

Tabela 11: Contratos de Compra de Energia Elétrica da CPFL Piratininga e respectivas Tarifas

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
5. ENERGIA CONTRATADA	1.491.005.981,46	143,32	10.676.865
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
Montante de reposição	29.309.436,38	110,56	265.092
1º Existente 2005-08	(0,09)	84,68	(0)
1º Existente 2006-08	9.063.128,40	99,13	91.423
1º Existente 2007-08	-	-	-
2º Existente 2008-08	11.575.012,82	119,20	97.102
4º Existente 2009-08	22.507.873,30	133,43	168.686
5º Existente 2007-08	1.545.694,59	141,47	10.926
9º Existente 2011-03 OF	367.978,50	120,50	3.054
MCS D 1º Existente 2005-08	7.476.808,74	82,84	90.258
MCS D 1º Existente 2006-08	39.507.995,22	96,92	407.640
MCS D 1º Existente 2007-08	8.651.955,02	108,81	79.517
MCS D 2º Existente 2008-08	13.798.422,88	116,79	118.145
MCS D 4º Existente 2009-08	15.626.364,20	131,58	118.758
MCS D 5º Existente 2007-08	566.117,43	138,29	4.094
1º Alternativa A-3 2010-15 OF	17.832.052,61	183,72	97.060
1º Alternativa A-3 2010-30 H	7.473.901,64	179,12	41.727
1º Nova A-3 2008-15 T	13.039.805,79	157,04	83.033
1º Nova A-3 2008-30 H	1.749.725,40	148,99	11.744
2º Alternativa A-3 2013-20 OF	20.774.330,18	152,33	136.373
2º Alternativa A-3 2013-30 H	1.642.501,03	166,82	9.846
2º Nova A-3 2009-15 T	32.928.584,75	164,78	199.831
2º Nova A-3 2009-30 H	67.667.490,35	173,92	389.064
4º Nova A-3 2010-15 T	131.423.422,45	170,70	769.896
5º Nova A-5 2012-15 T	40.227.780,10	162,91	246.936
5º Nova A-5 2012-30 H	18.668.895,91	168,86	110.557
6º Nova A-3 2011-15 T	5.759.860,86	162,81	35.377
7º Nova A-5 2013-15 T	86.724.962,85	232,26	373.396
7º Nova A-5 2013-30 H	1.837.508,35	122,17	15.040
8º Nova A-3 2012-15 T	2.250.629,05	180,74	12.452
8º Nova A-3 2012-30 H	212.624,79	170,75	1.245
Madeira Jirau	5.237.366,52	89,70	58.389
Madeira Santo Antônio	4.611.132,72	101,98	45.216
Madeira Santo Antônio	5.840,10	101,98	57
CONTRATOS BILATERAIS			
CERAN G	41.269.016,38	186,53	221.246
CESC G	22.693.120,68	171,59	132.252
CPFL BRASIL D (cogeração)	13.656.694,55	159,41	85.670
CPFL BRASIL D (competitiva)	58.818.757,20	137,03	429.240
CPFL GERACAO G (Baesa)	105.625.406,30	189,65	556.949
ENERCAN G- Campos Novos	78.868.156,75	141,04	559.190
Foz do Chapeco	94.541.539,11	187,24	504.922
PBEN D	85.621.963,97	145,84	587.095
QGE G	49.130.577,36	175,74	279.564
ITAIPU	308.562.489,88	108,24	2.850.632,61
PROINFA	-	-	273.442
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
6. Sobra (+) / Exposição (-)	86.115.260,85	150,65	571.633
7. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA EM DRP	1.404.890.720,60	139,03	10.105.232

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

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

i) Para 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 (doze) meses subsequentes;

ii) Para os contratos de Energia Existente e de Energia Nova, modalidade quantidade, foi usado o respectivo preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA até o mês do aniversário contratual;

iii) Para fins de estimativa do custo de aquisição de energia, conforme art. 7º-A da Resolução Normativa nº 421, de 30 de novembro de 2010 (redação resultante da Audiência Pública nº 26/2012), o montante de reposição para substituir contratos encerrados foi valorado pelo preço médio dos CCEARs de energia existente da distribuidora;

iv) Especificamente para os leilões de Energia Nova, modalidade disponibilidade, por envolver uma parcela variável na composição do valor a ser faturado e pago, apenas para fins de cálculo da cobertura tarifária econômica, considerou-se, além da parcela fixa atualizada pelo IPCA, a média dos valores da parcela variável calculada nos últimos 12 meses, tendo como base informações fornecidas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG, que levam em consideração a previsão de valores do PLD e o custo variável da geração. As diferenças verificadas serão devidamente contempladas na apuração da CVAenergia no próximo reajuste tarifário;

v) Ressalta-se que, para todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004, tanto para energia existente como para nova, foram observados os dispositivos do art. 34 ao art. 46 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 7.521, de 08 de julho de 2011, que regulamentam os limites de repasse para os referidos contratos.

80. Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada – fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) firmados anteriormente à Lei nº 10.848/2004 foram levadas em consideração as informações, preços de repasse e regras de reajuste informadas pela Superintendência de Estudos de Mercado - SEM por meio do Memorando nº 263/2012-SEM/ANEEL, de 11/06/2012, obedecida a data de reajuste prevista em cada contrato.

81. O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada para os próximos doze meses. Para os meses do ano em curso (2012) foram adotados os montantes publicados na Resolução Homologatória nº 1.240, de 06/12/2011, e para o restante do período de referência valores estimados a partir dos montantes da REH nº 1.240/2011 ajustados pela nova cota-parte de Itaipu definida para 2013. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em 2,026 R\$/US\$ em data próxima ao reajuste tarifário anual (neste reajuste, em 01/10/2012) e a tarifa de Itaipu, fixada em dólares, que foi publicada pela Resolução Homologatória nº 1.260, de 31/01/2012.

82. Sendo assim, os custos considerados na DRA e na DRP para a concessionária CPFL Piratininga a título de compra de energia elétrica são, respectivamente, de **R\$ 1.198.367.779,05** e **R\$ 1.404.890.720,60**.

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

III.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

83. O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, foram criados na legislação diversos componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não integram a tarifa econômica, pois se referem a valores positivos/negativos a serem pagos/recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

84. Os componentes financeiros deste IRT 2012 da CPFL Piratininga são os seguintes:

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, 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 CPFL Piratininga foram fiscalizados e informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, conforme consta do Memorando nº 1.465/2012-SFF/ANEEL, de 28/09/2012.
- Com relação aos valores da CVAenergia, vale destacar que o tratamento dado pela SRE foi o de considerar os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório, obedecida a ordem de corte prevista na Resolução Normativa nº 255, de 06 de março de 2007, alterada pela Resolução Normativa nº 305, de 18 de março de 2008, que estabeleceu os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação de até 103% do mercado regulatório.
- Outro procedimento adotado pela SRE em relação à CVAenergia fiscalizada pela SFF foi a inclusão das faturas relativas aos montantes de energia (MWh) provenientes do PROINFA de agosto/2011 a julho/2012, de modo a assegurar a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, haja vista que a energia do PROINFA (MWh) é parte integrante do balanço energético da concessionária, bem como compõe o cálculo da tarifa média da compra de energia apurada nos reajustes tarifários.
- Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVAs atualizados até o quinto dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual foram atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para prazo de doze meses, ambos referente aos trinta dias anteriores à data do reajuste. No caso da CPFL Piratininga, utilizou-se a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia, no valor de 7,39% a.a., resultando o valor final da CVA em Processamento de **R\$ 82.498.436,76** .

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

Tabela 12: Valores apurados da CVA em Processamento

Descrição CVA	DELTA	30° Dia Anterior	5° Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA _{CCC}	(731.435,36)	(790.832,92)	(794.420,92)	(825.527,24)
CVA _{CDE}	14.978.082,75	15.529.203,66	15.599.659,35	16.210.479,24
CVA _{REDE BÁSICA}	3.037.217,91	3.037.217,91	3.037.217,91	3.156.143,14
CVA _{COMPRA DE ENERGIA}	47.162.775,16	46.991.755,69	47.204.956,38	49.053.312,52
CVA _{PROINFA}	14.630.282,78	15.155.327,14	15.224.086,57	15.820.200,54
CVA _{ESS}	(1.257.375,81)	(1.461.521,39)	(1.468.152,28)	(1.525.639,22)
CVA TOTAL em processamento	78.373.912,07	79.045.003,84	79.389.849,70	82.498.436,76

ii) **Saldo a Compensar da CVA-ano anterior (Revisão-2011).** Conforme previsto no § 4° do Art. 3° da Portaria Interministerial MF/MME n° 25, de 2002, foi verificado se o saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário de 2011 foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele reajuste tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada. No caso da CPFL Piratininga, apurou-se um Saldo a Compensar da CVA-Ano Anterior no valor negativo de **R\$ (1.590.815,70)**.

iii) **Neutralidade dos Encargos Setoriais.** Em conformidade com o disposto na *Subcláusula Décima - Oitava* do Contrato de Concessão procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste anterior. O total das diferenças, atualizadas pela SELIC para outubro de 2012 totalizou o valor de **R\$ 3.028.990,39**

iv) **Ajuste financeiro CUSD.** Em cumprimento ao disposto no Art. 7° da Portaria Interministerial n° 25, de 24 de janeiro de 2002, com a nova redação dada pela Portaria Interministerial n° 361, de 26 de novembro de 2004, os custos relativos aos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) firmados com as distribuidoras CPFL Paulista e ELEKTRO foram ajustados financeiramente com a data de reajuste tarifário anual da CPFL Piratininga, totalizando **R\$ 526.243,62**, aí já contemplados os percentuais relativos aos tributos PIS/PASEP e COFINS incluídos nas faturas da distribuidora acessada.

v) **Repasse de Sobrecontratação de Energia.** O art. 38 do Decreto n° 5.163/04 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Assim, em conformidade com a metodologia aprovada nas Resoluções Normativas n°. 255, de 06/03/2007, e n° 305, de 18/03/2008, foi contemplado no atual reajuste tarifário da CPFL Piratininga o valor de **R\$ 10.569.546,98** a título de sobrecontratação de energia, calculado com base nos dados fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE referentes ao ano civil de 2011. Também foi considerada a 10.569.546,98 previsão para os próximos doze meses, de **R\$ 11.293.552,96**. Não houve previsão de sobrecontratação no cálculo tarifário anterior.

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

vi) **Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.** Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2º e 3º, as regras de comercialização prevêem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. A SRE apurou, com base nos relatórios da CCEE, uma exposição líquida no valor negativo de **R\$ (758.120,96)**, já atualizado pelo IPCA, referentes às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2011.

vii) **Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR).** Considerando o posicionamento da Procuradoria Geral na ANEEL, constante do Parecer nº 295/2010-PGE/ANEEL, de 22/04/2010, o repasse tarifário dessa espécie restringe-se aos custos com garantias financeiras previstos nos contratos de que tratam os art. 15 (geração distribuída por chamada pública), art. 27 (CCEAR de leilões de energia nova e existente) e art. 32 (leilões de ajuste) do Decreto nº 5.163/2004, ou seja, não devem ser reconhecidos eventuais custos incorridos com a constituição das garantias financeiras para participação dos leilões de energia, as quais, embora exigidas no edital, não estão previstas nos contratos de compra e venda de energia e são liberadas após o encerramento dos respectivos leilões. Também vale lembrar que, conforme consta do art. 12 do Decreto nº 5.177/2004, é vedado o repasse tarifário de despesas ou ressarcimento de custos decorrentes da realização dos leilões de energia. Sendo assim, foram reconhecidos no atual cálculo tarifário os pagamentos efetuados pela CPFL Piratininga no período de setembro de 2011 a junho de 2012, devidamente fiscalizados e validados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), totalizando o valor já atualizado pelo IGPM de **R\$ 951.005,69**.

viii) **Subsídio, Reversão e Previsão - Baixa Renda.** Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa nº 472, de 24/01/2012, que estabeleceu nova metodologia de apuração e custeio da Diferença Mensal de Receita – DMR das concessionárias e permissionárias de distribuição, decorrente da aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE aos consumidores integrantes das Subclasses Residencial Baixa Renda, e considerando que, conforme consta do Anexo III da referida Resolução, a CPFL Piratininga pertence ao Grupo B, correspondente às distribuidoras classificadas no ranking de tarifas B1-Residencial nas posições da 46ª a 90ª maior tarifa, o custeio da DMR será por meio de alterações na estrutura tarifária, observado o disposto no art. 8º da REN nº 472/2012. No próximo período de referência contratual da CPFL Piratininga (out/12 a set/13), será custeada com recursos da CDE a DMR que exceder 0,5% da sua receita econômica (acima do valor mensal de R\$ 14.147.599,91, além dos descontos às famílias indígenas e quilombolas.

- Foi apurado neste IRT da CPFL Piratininga, conforme previsto no art. 11 da REN nº 472/2012, o ajuste compensatório correspondente à reversão da “Previsão Subsídio Baixa Renda” concedida no ano anterior, no valor negativo já atualizado de R\$ (11.449.711,14), e sua substituição pelos valores definitivos apurados e validados pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC, conforme consta do Memorando nº /2012-SRC/ANEEL, de 20/06/2012.. O valor resultante, tendo sido negativo em **R\$ - 6.231.963,22**, foi considerado como componente financeiro neste IRT 2012 da CPFL Piratininga em benefício da modicidade tarifária.
- A CPFL Piratininga pleiteou componente financeiro no valor de R\$ 17.682.867,48 para recomposição de perdas de receita decorrentes da introdução de critérios unificados para a concessão de descontos para as unidades consumidoras integrantes da Subclasse

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

Residencial Baixa Renda, objeto da Resolução Normativa nº 089, de 25/10/2004, em relação aos meses de maio a agosto/2002, de novembro/2002 a outubro/2004, de outubro/2006 e de dezembro/2009. Deve-se esclarecer que não é cabível o repasse às tarifas da distribuidora, visto que tais perdas de receita somente são passíveis de compensação mediante subvenção econômica homologada pela ANEEL, na forma da metodologia disciplinada na citada REN nº 089/2004, cujos recursos são liberados à concessionária pela Eletrobrás.

- Em cumprimento ao disposto no art. 6º da REN nº 089/2004 e na Resolução nº 514, de 16/09/2002, foi considerado neste IRT-2012 da CPFL Piratininga os ganhos de receita decorrentes da alteração dos critérios de classificação dos consumidores na Subclasse Residencial Baixa Renda introduzida pela Lei nº 10.438, de 26/04/2002, relativos aos meses de maio, junho, julho e agosto/2002 e março/2004, homologados pelo Despacho SRC/ANEEL nº 2.737, de 31/08/2012, no valor total negativo, já atualizado até outubro/2012, de R\$ (6.687.722,25).

Ajuste financeiro relativo à postergação da Revisão Tarifária Periódica de 2011 da CPFL Piratininga

- Conforme estabelecido na REH nº 1.364/2012, o ajuste financeiro relativo ao adiamento do cálculo da Revisão Tarifária Periódica de 2011 da CPFL Piratininga, correspondente aos efeitos tarifários retroativos a 23/10/2011, deve ser considerado como componente financeiro nos reajustes tarifários subsequentes, devendo seu valor ser definido em cada processo tarifário, observada a premissa de mitigar, sucessivamente, o efeito do respectivo reajuste anual.
- O valor anual da diferença de receita em questão foi devidamente apurado, por modalidade tarifária, e atualizado mensalmente pela variação do IGPM até outubro de 2012, perfazendo um total negativo de R\$ (193.920.031,88).
- Ponderados o resultado e os efeitos tarifários decorrentes deste reajuste anual de 2012 da CPFL Piratininga, entende-se que seja mais apropriado considerar no atual processo tarifário um terço do ajuste financeiro ora calculado, correspondente a R\$ (-64.640.010,63). O valor restante, de R\$(-129.280.021,25), a ser atualizado/remunerado na forma a ser estabelecida em Resolução Normativa específica, deverá ser considerado como componente financeiro nos processos tarifários subsequentes.

- **Resumo dos Componentes Financeiros**

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

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

Tabela 13: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor	% s/ RA1
CVA em Processamento Total	R\$ 82.498.436,76	3,09%
Neutralidade - Total	R\$ 3.028.990,39	0,11%
Subsídio, reversão e previsão baixa renda	R\$ (6.231.963,22)	-0,23%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	R\$ 951.005,69	0,04%
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	R\$ 526.243,62	0,02%
Ajuste financeiro postergação RTP 2011	R\$ (64.640.010,63)	-2,42%
Reclassificação Baixa Renda - Despacho NEGATIVO - Res 514/02 e 89/05	R\$ (6.687.722,25)	-0,25%
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	R\$ 10.569.546,98	0,40%
Previsão da sobrecontratação de energia	R\$ 11.293.552,96	0,42%
Exposição CCEAR entre Submercados	R\$ (758.120,96)	-0,03%
SALDO COMPENSAR CVA CCC	R\$ 56.305,21	0,00%
SALDO COMPENSAR CVA CDE	R\$ 185.599,57	0,01%
SALDO COMPENSAR CVA RB	R\$ 119.654,07	0,00%
SALDO COMPENSAR CVA ENERGIA	R\$ (1.714.513,71)	-0,06%
SALDO COMPENSAR CVA TRANSPORTE ITAIPU	R\$ 42.256,76	0,00%
SALDO COMPENSAR CVA PROINFA	R\$ (5.174,60)	0,00%
SALDO COMPENSAR CVA ESS	R\$ (274.943,01)	-0,01%

Ajuste financeiro relativo à postergação da Revisão Tarifária Periódica de 2011 da CPFL Piratininga

86. O ajuste financeiro relativo ao adiamento do cálculo da Revisão Tarifária Periódica de 2011 da CPFL Piratininga, correspondente aos efeitos tarifários retroativos a 23/10/2011, será considerado como componente financeiro nos reajustes tarifários subsequentes, devendo seu valor ser definido em cada processo tarifário, observada a premissa de mitigar, sucessivamente, o efeito do respectivo reajuste anual.

87. O valor anual da diferença de receita em questão foi devidamente apurado, por modalidade tarifária, e atualizado mensalmente pela variação do IGPM até outubro de 2012, perfazendo um total negativo de R\$ (193.920.031,88).

88. Ponderados os efeitos tarifários decorrentes deste reajuste anual de 2012, entende-se apropriado considerar um terço do ajuste financeiro ora calculado pela área técnica no atual processo tarifário, no total de R\$-64.640.010,63). O valor residual de R\$-129.280.021,25) deverá ser atualizado/remunerado na forma a ser estabelecida em Resolução Normativa específica, para consideração como componente financeiro nos processos tarifários subsequentes da concessionária.

III.7. Análise dos Resultados

89. A diferença entre o reajuste solicitado pela CPFL Piratininga, de 5,63%, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de **8,79%**, com a motivação para cada uma das diferenças, está demonstrada a seguir.

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

Tabela 14: Diferenças entre o pleito da CPFL Piratininga e o cálculo da SRE

Descrição	Empresa	Aneel	Motivo
IGP-M - Fator X	6,03%	6,67%	
RA ₀	2.701.185.204	2.626.990.190	
Encargos Setoriais	491.208.204	480.231.690	
Reserva Global de Reversão – RGR	22.947.092	20.798.810	Considerado valor definido pela SFF
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	113.845.737	114.186.813	Considerado custo unitário de RS 7,75/MWh
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	6.896.595	6.362.153	Considerado valor definido pela SRE
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	75.087.389	65.481.376	Considerado valor definido pela SRE
P&D e Eficiência Energética	26.906.669	27.904.271	Empresa usou base cálculo com valores estimados
ONS	137.913	111.458	Considerado valor orçamento ONS jul/12-13
Custo com Transporte de Energia	368.541.138	330.873.418	
Rede básica	201.606.388	200.894.590	Considerado nova TUST
Rede básica fronteira	86.657.235	47.515.741	Considerado nova TUST
Conexão	15.769.295	18.716.895	Considerado valor ref. período out/2012-13
Uso do sistema de distribuição	16.044.026	15.266.411	Empresa usou montantes e tarifas diferentes
Compra de Energia	1.308.710.051	1.404.890.721	
Energia Comprada	1.015.807.179	1.096.328.231	Empresa usou montantes e tarifas diferentes
Itaipu	292.902.872	308.562.490	Empresa usou montantes e cotação dólar diferentes
VPB₁	603.923.328	613.524.154	
IRT	2,64%	7,71%	
CVA	51.002.305	83.936.611	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	11.063.389	32.708.504	Considerado valores validados pela SFF e SRE
CVA em Processamento - Energia comprada	33.043.420	49.053.313	Considerado valores validados pela SFF e SRE
CVA em Processamento - Transmissão	6.871.377	3.765.611	Considerado valores validados pela SFF e SRE
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	24.119	(1.590.816)	Considerado valores validados pela SRE
Subsídios	17.682.867	(6.231.963)	
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	17.682.867	(6.231.963)	Considerado art.11 REN 472/2012
Outros Componentes Financeiros	14.339.189	(48.745.505)	
Reclassificação Baixa Renda - Despacho NEGATIVO - Res 514/02 e 8	-	(6.687.722)	
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	13.364.940	10.569.547	Considerado valores validados pela CCEE e SRE
Previsão da sobrecontratação de energia	-	11.293.553	Empresa não calculou
Exposição CCEAR entre Submercados	(765.141)	(758.121)	Considerado valores validados pela CCEE e SRE
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	1.029.622	951.006	Considerado valores validados pela SFF
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs		526.244	Considerado valores calculados pela SRE
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	410.763	-	Não há valor a ser considerado
Ajuste Financeiro Postergação da Revisão Tarifária		(64.640.011)	Considerado valor calculado pela SRE
Custos MCPSE e Contabilidade Regulatória	299.005		Valor considerado em revisões tarifárias
CVA	1,84%	3,14%	
Subsídios	0,64%	-0,23%	
Outros Componentes Financeiros	0,52%	-1,82%	
Reajuste Tarifário com Financeiros	5,63%	8,79%	

90. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise pormenorizada da apuração do IRT da CPFL Piratininga.

91. O Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) de 2012 da CPFL Piratininga, para aplicação a partir de 23 de outubro de 2012, resultou um percentual final médio de 8,79%. Este valor é composto pelo Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico de 7,71% e pelo somatório dos componentes financeiros (IRT financeiro) no total de 1,08%, representando um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 5,50% em relação às tarifas vigentes.

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

92. O Valor da Parcela A – VPA apresentou uma variação de 8,00% no período de referência (outubro/2011 a setembro/2012), representando 6,25% na composição do IRT da concessionária, ou seja, aproximadamente 78,32% do reajuste tarifário foi decorrente da Parcela A.

93. Dentre os diversos itens de custos considerados na Parcela A, cabe destacar:

i) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais reduziu **-11,02%** em comparação com os valores referentes à Revisão-2011 da CPFL Piratininga, correspondendo a uma redução tarifária média de -2,26%, destacando-se as variações negativas de **-48,02%** da CCC e de **-11,12%** da RGR em relação ao ano anterior, contribuindo, respectivamente, com uma redução de **-4,02%** e de **-0,10%** nas tarifas da CPFL Piratininga.

ii) **Custos de Transmissão**. Variação de 5,47% destes custos em relação ao ano anterior, já refletindo neste processo tarifário o efeito da variação do IGPM do período junho/2011 a maio/2012, considerada na atualização da TUST que passou a vigorar a partir de 01/07/2012 (REH nº 1.316/2012) e a entrada de novas instalações de transmissão, correspondendo a um acréscimo tarifário de **0,65%**.

iii) **Mix de Compra de Energia**. Variação de 17,23% em relação ao ano anterior, contribuindo para um aumento tarifário de 7,86%. Tal variação do custo da energia comprada também foi influenciada pela variação do IPCA (5,28% a.a.) e do IGPM (8,07% a.a.), utilizados para reajustar os diversos preços dos produtos adquiridos nos leilões de energia e por meio dos contratos bilaterais anteriores à Lei nº 10.848/2004.

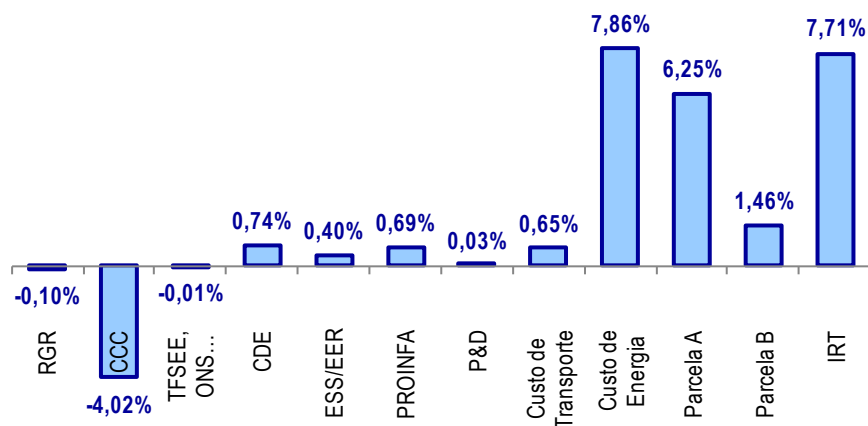
Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Preço unitário (R\$/MWh)			Custo total Var. (%)
	Reajuste 2011 (MWh)	Reajuste 2012 (MWh)	Var. (%)	Reajuste 2011 (R\$/MWh)	Reajuste 2012 (R\$/MWh)	Var. (%)	
CCEAR - Energia Existente	1.780.908	1.347.012	-24%	103,97	110,39	6%	-19,7%
CCEAR - Energia Nova	1.486.809	2.278.018	53%	125,79	174,45	39%	112,5%
Bilaterais	3.737.747	3.356.128	-10%	146,91	163,95	12%	0,2%
Itaipu	2.858.922	2.850.633	-0,29%	97,62	108,24	11%	10,6%
Proinfra	244.002	273.442	12%				
TOTAL	10.108.387	10.105.232	-0,03%	118,75	139,03	17%	17,0%

94. O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGPM no período de outubro de 2011 a setembro de 2012, de 8,07%, e o Fator X de 1,40%, atingindo o percentual final de 6,67%. A atualização da Parcela B representou **1,46%** na composição do IRT da concessionária.

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

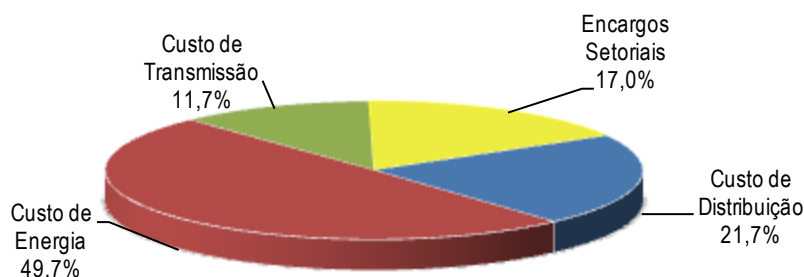
* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

**Composição Percentual do Índice de Reajuste Tarifário
IRT Econômico**



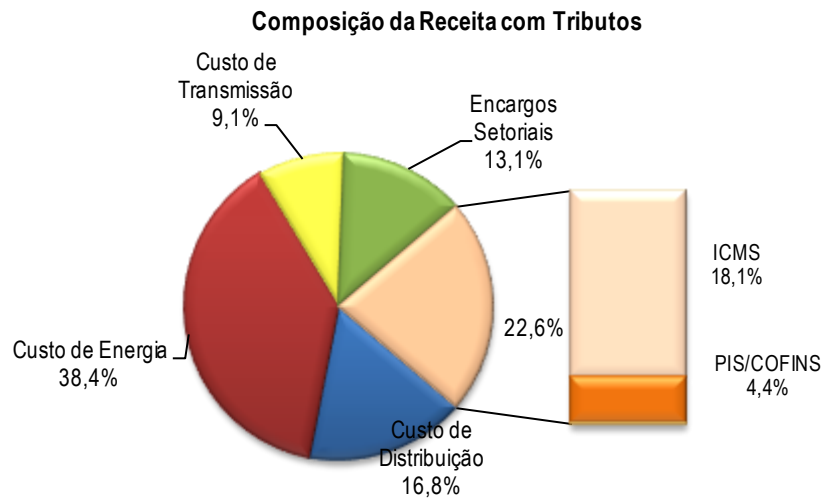
96. A seguir demonstra-se a participação dos itens da Parcela A (VPA – Custos de Energia, Custos de Transmissão e os Encargos Setoriais), e dos itens gerenciáveis (VPB), na composição da nova Receita Anual da CPFL Piratininga (Gráfico II).

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



97. O Gráfico III abaixo demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da CPFL Piratininga, 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 18,1% para o ICMS e de 4,4% para o PIS e COFINS, incidentes sobre a fatura contendo os tributos em sua base de cálculo, conforme estabelecido na legislação pertinente, o que equivale a uma majoração de 29,1% (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.



98. A tabela a seguir demonstra na primeira coluna quanto cada item evoluiu no período de 2011 a 2012. A segunda coluna apresenta a participação percentual dos itens da Parcela "A" (VPA) e itens gerenciáveis (VPB) na composição do IRT. E a terceira coluna apresenta a distribuição da receita para cobrir os custos de Parcela A e de Parcela B.

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

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

REAJUSTE TARIFÁRIO	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Reserva Global de Reversão – RGR	-11,12%	-0,10%	0,74%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	-48,02%	-4,02%	4,04%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	-0,42%	0,00%	0,22%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	13,64%	0,74%	5,70%
Compensação financeira - CFURH	-	0,00%	0,00%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	19,18%	0,40%	2,31%
Proinfa	27,56%	0,69%	2,97%
P&D e Eficiência Energética	2,58%	0,03%	0,99%
ONS	-53,45%	0,00%	0,00%
Encargos Setoriais	-11,02%	-2,26%	16,97%
Transporte de Itaipu	8,09%	0,08%	0,94%
Rede Básica Contratos Iniciais	-	0,00%	0,00%
Rede básica	0,90%	0,07%	7,10%
Rede básica fronteira	19,30%	0,29%	1,68%
REDE BÁSICA ONS (A2)	8,07%	0,00%	0,00%
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	-	0,00%	0,00%
MUST ITAIPU	1,82%	0,01%	0,77%
Conexão	33,35%	0,18%	0,66%
Uso do sistema de distribuição	4,03%	0,02%	0,54%
Custo com Transporte de Energia	5,47%	0,65%	11,69%
Energia Comprada	19,23%	6,73%	38,75%
Itaipu	10,65%	1,13%	10,91%
Compra de Energia	17,23%	7,86%	49,65%
Receita Anual			
Total Parcela A	8,00%	6,25%	78,32%
Total Parcela B	6,67%	1,46%	21,68%
Reajuste Tarifário Anual		7,71%	

Financeiros	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais e Neutralidade	1,22%
CVA em Processamento - Energia comprada	1,84%
CVA em Processamento - Transmissão	0,14%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	-0,06%
CVA	3,14%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	-0,23%
Subsídios	-0,23%
Reclassificação Baixa Renda - Despacho NEGATIVO	-0,25%
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	0,40%
Previsão da sobrecontratação de energia	0,42%
Exposição CCEAR entre Submercados	-0,03%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	0,04%
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	0,02%
Ajuste financeiro postergação RTP 2011	-2,42%
Outros Componentes Financeiros	-1,82%
Total dos componentes Financeiros	1,08%
Reajuste Tarifário com Financeiros	8,79%

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

99. O quadro a seguir apresenta o efeito tarifário médio, de 5,50% a ser percebido pelo consumidor da CPFL Piratininga nos diferentes grupos de consumo.

Efeito médio a ser percebido pelo consumidor	
Grupo de Consumo	Variação Tarifária
A1 - 230kV	-3,23%
A2 - 138kV	-0,65%
A4 - 13,8kV	13,30%
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	9,77%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	1,49%
Efeito médio geral	5,50%

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

100. 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.

101. 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.

102. 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

103. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 009/2002, no que consta do Processo nº 48500.000759/2012-20 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de 8,79% a ser aplicado às tarifas da **Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL PIRATININGA**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 5,50% sendo de 9,77% em média para os consumidores cativos conectados em Alta Tensão (AT) e de 1,49% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);

ii) pela fixação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD;

iii) pelo estabelecimento da receita anual referente às instalações de Conexão/DIT, inclusive em relação aos consumidores do Subgrupo A1; e

iv) pela aprovação, para fins de cálculo do atual reajuste tarifário, da quota anual da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL e da previsão anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER da CPFL Piratininga.

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

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

VII. ANEXOS

105. As tabelas relacionadas a seguir, constituem os Anexos a esta Nota Técnica e se referem às planilhas de cálculos do IRT.

- Tabela I Memória de Cálculo – Reajuste Tarifário Anual – IRT;
- Tabela II Componentes Financeiros;
- Tabela III CVA consolidada;
- Tabela IV Receita Anual-RAo e Mercado (MWh);
- Tabela V Encargos Setoriais e Custos de Transmissão de Energia;
- Tabela VI Rede Básica;
- Tabela VII Conexão/DIT uso exclusivo;
- Tabela VIII Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)
- Tabela IX Energia Comprada e Tarifa Média; e
- Tabela X Balanço Energético.

NÁDIA MAKI
Especialista em Regulação

WELLINGTON CARLOS CARVALHO
Especialista em Regulação

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

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

REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL DE 2012 DA CPFL PIRATININGA

ANEXOS

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

TABELA I – Memória de Cálculo

IVI	
IGP-M	8,07%
IPCA	5,28%
FATOR X	1,40%
(IGP-M - FATOR X)	6,67%
IRT sem Neut.	8,48%

ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO	
IRT Anexo II	7,71%
Fin R\$	28.959.143,63
% Fin	1,08%
IRT Anexo I	8,79%

ENCARGOS SETORIAIS
Reserva Global de Reversão – RGR
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE
Compensação financeira - CFURH
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER
PROINFA
P&D, Efc. Energ e Ressarc. ICMS Sist. Isol.
ONS

TRANSPORTE DE ENERGIA
Transporte de Itaipu
Rede Básica Contratos Iniciais
Rede básica
Rede básica fronteira
REDE BÁSICA ONS (A2)
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)
MUST ITAIPU
Conexão
Uso do sistema de distribuição

ENERGIA COMPRADA TOTAL
ENERGIA COMPRADA
ITAIPU

RA TOTAL
VPA
VPB
Ajuste econômico
RA0 GTF

DRA	DRP	2011/2012	% IRT
R\$ 539.715.780,47	R\$ 480.231.689,88	-11,0%	-2,3%
R\$ 23.399.816,53	R\$ 20.798.810,00	-11,1%	-0,1%
R\$ 219.684.837,56	R\$ 114.186.812,86	-48,0%	-4,0%
R\$ 6.389.056,20	R\$ 6.362.152,50	-0,4%	0,0%
R\$ 141.877.229,75	R\$ 161.222.999,28	13,6%	0,7%
R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
R\$ 54.943.512,79	R\$ 65.481.376,05	19,2%	0,4%
R\$ 65.978.358,73	R\$ 84.163.809,85	27,6%	0,7%
R\$ 27.203.556,14	R\$ 27.904.270,93	2,6%	0,0%
R\$ 239.412,76	R\$ 111.458,41	-53,4%	0,0%
R\$ 313.725.956,25	R\$ 330.873.417,73	5,5%	0,7%
R\$ 24.561.818,31	R\$ 26.549.120,31	8,1%	0,1%
R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
R\$ 199.095.619,26	R\$ 200.894.589,99	0,9%	0,1%
R\$ 39.827.582,35	R\$ 47.515.740,80	19,3%	0,3%
R\$ 130.296,00	R\$ 140.806,28	8,1%	0,0%
R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
R\$ 21.400.418,52	R\$ 21.789.854,21	1,8%	0,0%
R\$ 14.035.658,60	R\$ 18.716.895,50	33,4%	0,2%
R\$ 14.674.563,21	R\$ 15.266.410,65	4,0%	0,0%
R\$ 1.198.367.779,05	R\$ 1.404.890.720,60	17,2%	7,9%
R\$ 919.497.865,86	R\$ 1.096.328.230,73	19,2%	6,7%
R\$ 278.869.913,19	R\$ 308.562.489,88	10,6%	1,1%
R\$ 2.626.990.189,91	2.829.519.982,68		
R\$ 2.051.809.515,76	R\$ 2.215.995.828,22	8,0%	6,25%
R\$ 575.180.674,15	R\$ 613.524.154,47	6,7%	1,46%
R\$ -			
R\$ 2.626.990.189,91			

RA0 com variação mercado

2.671.183.927,21

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

TABELA II – Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor	% s/ RA1
CVA em Processamento Total	R\$ 82.498.436,76	3,09%
Neutralidade - Total	R\$ 3.028.990,39	0,11%
Subsídio, reversão e previsão baixa renda	R\$ (6.231.963,22)	-0,23%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	R\$ 951.005,69	0,04%
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	R\$ 526.243,62	0,02%
Ajuste financeiro postergação RTP 2011	R\$ (64.640.010,63)	-2,42%
Reclassificação Baixa Renda - Despacho NEGATIVO - Res 514/02 e 89/05	R\$ (6.687.722,25)	-0,25%
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	R\$ 10.569.546,98	0,40%
Previsão da sobrecontratação de energia	R\$ 11.293.552,96	0,42%
Exposição CCEAR entre Submercados	R\$ (758.120,96)	-0,03%
SALDO COMPENSAR CVA CCC	R\$ 56.305,21	0,00%
SALDO COMPENSAR CVA CDE	R\$ 185.599,57	0,01%
SALDO COMPENSAR CVA RB	R\$ 119.654,07	0,00%
SALDO COMPENSAR CVA ENERGIA	R\$ (1.714.513,71)	-0,06%
SALDO COMPENSAR CVA TRANSPORTE ITAIPU	R\$ 42.256,76	0,00%
SALDO COMPENSAR CVA PROINFA	R\$ (5.174,60)	0,00%
SALDO COMPENSAR CVA ESS	R\$ (274.943,01)	-0,01%

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

TABELA III – CVA

QUADRO RESUMO	
Descrição	Valores (R\$)
CVA em processamento	82.498.436,76
CVA saldo a compensar	(1.590.815,70)
Total	80.907.621,06

Dados da CVA em Processamento

DESCRIÇÃO CVA	DELTA	30° DIA ANTERIOR	5° DIA UTIL ANTERIOR	12 MESES SUBSEQUENTES
CVA CCC	(731.435,36)	(790.832,92)	(794.420,92)	(825.527,24)
CVA CONTA DES.ENERG - CI	14.978.082,75	15.529.203,66	15.599.659,35	16.210.479,24
CVA REDE BÁSICA	3.037.217,91	3.037.217,91	3.037.217,91	3.156.143,14
CVA COMPRA ENERGIA	47.162.775,16	46.991.755,69	47.204.956,38	49.053.312,52
CVA REPASSE ITAIPU				
CVA COMP. FINANCEIRA				
CVA TRANSPORTE ITAIPU	554.364,64	583.853,75	586.502,69	609.467,77
CVA PROINFA	14.630.282,78	15.155.327,14	15.224.086,57	15.820.200,54
CVA ENCARGOS SERV SIST	(1.257.375,81)	(1.461.521,39)	(1.468.152,28)	(1.525.639,22)
CVA TOTAL DAS CVA's	78.373.912,07	79.045.003,84	79.389.849,70	82.498.436,76

Cálculo da CVA Saldo a Compensar

Valor da CVA 5° dia Útil do último IRT (R\$)		Valor da CVA Faturada (R\$)	
CVA TOTAL DAS CVA's	(2.844.553,01)	FATURADO	(1.466.444,37)

Mês/Ano	Selic Efetiva*	CVA recebida total	CVA Saldo atualizado	CVA Saldo a Compensar
out/11	1,00881955	(119.024,03)	(2.869.640,69)	(2.750.616,66)
nov/11	1,00860477	(121.461,67)	(2.774.285,09)	(2.652.823,42)
dez/11	1,00907328	(123.718,65)	(2.676.893,22)	(2.553.174,57)
jan/12	1,00891016	(117.843,32)	(2.575.923,77)	(2.458.080,44)
fev/12	1,00748773	(122.907,79)	(2.476.485,89)	(2.353.578,10)
mar/12	1,00821139	(132.239,25)	(2.372.904,24)	(2.240.665,00)
abr/12	1,00711876	(129.463,93)	(2.256.615,76)	(2.127.151,82)
mai/12	1,00744724	(122.359,17)	(2.142.993,23)	(2.020.634,07)
jun/12	1,00641503	(122.826,87)	(2.033.596,49)	(1.910.769,62)
jul/12	1,00679965	(118.199,90)	(1.923.762,19)	(1.805.562,29)
ago/12	1,00691811	(118.199,90)	(1.818.053,37)	(1.699.853,47)
set/12	1,00538995	(118.199,90)	(1.709.015,60)	(1.590.815,70)

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

TABELA IV – Receita e Mercado (GTF)

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)
FORNECIMENTO	8.928.206
A1 (230 kV ou mais)	-
A2 (88 a 138 kV)	214.661
A3 (69 kV)	-
A3a (30 kV a 44 kV)	-
A4 (2,3 kV a 25 kV)	3.776.583
As	-
BT (menor que 2,3 kV)	4.936.962
SUPRIMENTO	102.314
CONSUMIDORES LIVRES	5.861.208
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	211.061
CONSUMIDOR GERADOR	-
TOTAL	15.102.788

RECEITA - RA0

DESCRIÇÃO	R\$
FORNECIMENTO	2.275.921.128,26
A1 (230 kV ou mais)	-
A2 (88 a 138 kV)	46.438.342,26
A3 (69 kV)	-
A3a (30 kV a 44 kV)	-
A4 (2,3 kV a 25 kV)	886.207.491,96
As	-
BT (menor que 2,3 kV)	1.343.275.294,04
SUPRIMENTO	5.990.942,53
CONSUMIDORES LIVRES	332.213.854,52
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	10.781.766,00
USO GERAÇÃO	2.082.498,60
TOTAL	2.626.990.189,91

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)
Residencial	
Industrial	
Comercial	
Rural	
Demais	
TOTAL Cativo	-
Suprimento	102.313,59
CATIVO + SUPRIMENTO	102.313,59
Livres/Dist./Uso Ger.	6.072.269,15
TOTAL	6.174.582,74

Energia Destinada APE/PIE	
Mercado Total Baixa Renda GTF	55.631

Mercado Baixa Renda SRC

DESCRIÇÃO	MWh
Consumo mensal faixa 1	938,45
Consumo mensal faixa 2	2.389,12
Consumo mensal faixa 3	22.827,16
Consumo mensal faixa 4	28.773,90

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

TABELA V – Encargos Setoriais e Custos de Transmissão

Encargos Setoriais	DRA		DRP
	Valores Faturados	Cobertura Tarifária	
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 23.399.816,53	R\$ 23.509.041,85	R\$ 20.798.810,00
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 219.684.837,56	R\$ 220.031.691,80	R\$ 114.186.812,86
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 6.389.056,20	R\$ 6.419.786,71	R\$ 6.362.152,50
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 141.877.229,75	R\$ 142.221.164,91	R\$ 161.222.999,28
Compensação financeira - CFURH	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	R\$ 54.943.512,79	R\$ 57.088.063,93	R\$ 65.481.376,05
PROINFA	R\$ 65.978.358,73	R\$ 66.082.530,12	R\$ 84.163.809,85
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	R\$ 27.203.556,14	R\$ 27.787.586,13	R\$ 27.904.270,93
ONS	R\$ 239.412,76	R\$ 106.924,03	R\$ 111.458,41
Total de Encargos Tarifários	R\$ 539.715.780,47	R\$ 543.246.789,48	R\$ 480.231.689,88
		ALÍQUOTA P&D (%)	1,08%

Transporte de Energia	DRA	DRP	Dispositivo Legal (DRP)
Transporte de Itaipu	R\$ 24.561.818,31	R\$ 26.549.120,31	
Rede Básica Contratos Iniciais			
Rede básica	R\$ 199.095.619,26	R\$ 200.894.589,99	
Rede básica fronteira	R\$ 39.827.582,35	R\$ 47.515.740,80	
REDE BÁSICA ONS (A2)	R\$ 130.296,00	R\$ 140.806,28	
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)			
MUST ITAIPU	R\$ 21.400.418,52	R\$ 21.789.854,21	
Conexão	R\$ 14.035.658,60	R\$ 18.716.895,50	
Uso do sistema de distribuição	R\$ 14.674.563,21	R\$ 15.266.410,65	
Total do Transporte de Energia	R\$ 313.725.956,25	R\$ 330.873.417,73	

Encargos Setoriais + Transporte	R\$ 853.441.736,71	R\$ 811.105.107,61	
--	---------------------------	---------------------------	--

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

TABELA VI – Rede Básica

REDE BÁSICA					
Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$		MW
	DRA	DRP	DRA	DRP	Total
BAIXADA SANTISTA---088	5.728,00	4.481,00	43.498.031,04	34.028.400,33	7593,9
BAIXADA SANTISTA---345	5.728,00	4.481,00	16.427.904,00	12.851.508,00	2868,0
BOM JARDIM---088	5.619,00	4.391,00	37.496.710,80	29.302.021,20	6673,2
BOM JARDIM---138	5.606,00	4.324,00	558.357,60	430.670,40	99,6
MANAH---138	5.738,00	4.483,00	329.131,68	257.144,88	57,4
OESTE----088	5.585,00	4.371,00	61.788.753,90	48.357.859,14	11063,3
VICENTE DE CARVALHO 13,8	5.727,00	4.471,00	2.557.615,20	1.996.699,42	446,6
ZANCHETTA – 138 kV (A)	6.144,00	4.686,00	248.832,00	189.783,00	40,5
SALTO---088	0,00	4.371,00	-	3.429.923,70	784,7
BOITUVA 2---138	6.130,00	4.678,00	2.574.600,00	1.964.760,00	420,0
EMBRAPORT---138	0,00	4.471,00	-	-	0,0
BAIXADA SANTISTA---088	1.119,00	2.205,00	8.654.827,17	17.054.418,15	7734,4
BAIXADA SANTISTA---345	1.119,00	2.205,00	3.276.432,00	6.456.240,00	2928,0
BOM JARDIM---088	1.101,00	2.170,00	8.333.601,12	16.424.990,40	7569,1
BOM JARDIM---138	1.098,00	2.133,00	111.287,79	216.190,22	101,4
MANAH---138	1.121,00	2.205,00	113.400,36	223.057,80	101,2
OESTE----088	1.091,00	2.152,00	12.067.780,11	23.803.723,92	11061,2
VICENTE DE CARVALHO 13,8	1.119,00	2.201,00	446.856,98	878.938,54	399,3
ZANCHETTA – 138 kV (A)	1.235,00	2.359,00	94.477,50	180.463,50	76,5
SALTO---088	0,00	2.154,00	-	1.859.117,40	863,1
BOITUVA 2---138	1.231,00	2.354,00	517.020,00	988.680,00	420,0
EMBRAPORT---138	0,00	2.201,00	-	-	0,0

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

REDE BÁSICA FRONTEIRA

Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$		MW
	DRA	DRP	DRA	DRP	Total
BAIXADA SANTISTA---088	1.237,00	1.036,00	9.393.691,41	7.867.311,48	7593,9
BAIXADA SANTISTA---345	0,00	0,00	-	-	2868,0
BOM JARDIM---088	1.051,00	1.045,00	7.013.533,20	6.973.494,00	6673,2
BOM JARDIM---138	40,00	38,00	3.984,00	3.784,80	99,6
MANAH---138	4.209,00	4.075,00	241.428,24	233.742,00	57,4
OESTE---088	1.139,00	1.046,00	12.601.144,26	11.572.253,64	11063,3
VICENTE DE CARVALHO 13,8	4.209,00	4.075,00	1.879.693,10	1.819.850,18	446,6
ZANCHETTA – 138 kV (A)	4.209,00	4.075,00	170.464,50	165.037,50	40,5
SALTO---088	0,00	1.311,00	-	1.028.741,70	784,7
BOITUVA 2---138	4.209,00	4.075,00	1.767.780,00	1.711.500,00	420,0
EMBRAPORT---138	0,00	4.075,00	-	-	0,0
BAIXADA SANTISTA---088	242,00	513,00	1.871.732,06	3.967.762,59	7734,4
BAIXADA SANTISTA---345	0,00	0,00	-	-	2928,0
BOM JARDIM---088	200,00	500,00	1.513.824,00	3.784.560,00	7569,1
BOM JARDIM---138	8,00	19,00	810,84	1.925,75	101,4
MANAH---138	839,00	2.023,00	84.873,24	204.646,68	101,2
OESTE---088	229,00	526,00	2.533.017,09	5.818.196,46	11061,2
VICENTE DE CARVALHO 13,8	839,00	2.023,00	335.042,90	807.856,73	399,3
ZANCHETTA – 138 kV (A)	839,00	2.023,00	64.183,50	154.759,50	76,5
SALTO---088	0,00	638,00	-	550.657,80	863,1
BOITUVA 2---138	839,00	2.023,00	352.380,00	849.660,00	420,0
EMBRAPORT---138	0,00	2.023,00	-	-	0,0
Total/Tarifas Médias	649,70	775,12	39.827.582,35	47.515.740,80	61.301,43

MUST ITAIPU

Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$		MW
	DRA	DRP	DRA	DRP	Total
ITAIPU	3.462,00	3.525,00	21.400.418,52	21.789.854,21	6181,5

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

TABELA VII – Conexão

CONEXÃO	RECEITA ANUAL (R\$) (1)	PA DIT (R\$) (2)	PA PIS COFINS (R\$) (3)	ENCARGO A SER CONCATENADO (R\$) (1) + (2) + (3)
CTEEP	16.233.472,27			16.233.472,27
IE JAPI	1.732.565,96			1.732.565,96
TOTAL	17.966.038,23	-	-	17.966.038,23
Data de Referência:				jun-12

*** a preços do dia 1º de junho**

CONEXÃO - VALORES ATUALIZADOS	ENCARGO DE CONEXÃO (R\$) (1)	PA DIT (R\$) (2)	PA PIS COFINS (R\$) (3)	ENCARGO A SER CONCATENADO (R\$) (1) + (2) + (3)
CTEEP	16.958.380,43	-	-	16.958.380,43
IE JAPI	1.758.515,07	-	-	1.758.515,07
TOTAL	18.716.895,50	-	-	18.716.895,50

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

TABELA VIII – Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)

Contrato:	CPFL PAULISTA (A2)
------------------	---------------------------

Tarifas Homol.	Ponta (R\$/kW)	F.Ponta (R\$/kW)	TUSD R\$/MWh
Cobertura DRA	15,36	2,01	
DRP	14,72	3,30	

Resultado - Despesa CPFL PAULISTA (A2)	
CUSD DRA	R\$ 14.660.600,97
CUSD DRP	R\$ 15.255.600,00

Energia Associada ao CUSD (MWh)	
--	--

Contrato:	ELEKTRO (A4)
------------------	---------------------

Tarifas Homol.	Ponta (R\$/kW)	F.Ponta (R\$/kW)	TUSD R\$/MWh
Cobertura DRA	46,978	11,198	
DRP	33,78	8,81	5,94

Resultado - Despesa ELEKTRO (A4)	
CUSD DRA	R\$ 13.962,25
CUSD DRP	R\$ 10.810,65

Energia Associada ao CUSD (MWh)	99,166
--	---------------

Mercado de Referência CPFL PAULISTA (A2)		
Mês	Ponta kW	F.Ponta kW
out-11	70.000,00	73.000,00
nov-11	70.000,00	73.000,00
dez-11	70.000,00	73.000,00
jan-12	70.000,00	73.000,00
fev-12	70.000,00	73.000,00
mar-12	70.000,00	73.000,00
abr-12	70.000,00	73.000,00
mai-12	70.000,00	73.000,00
jun-12	70.000,00	73.000,00
jul-12	70.000,00	73.000,00
ago-12	70.000,00	73.000,00
set-12	70.000,00	73.000,00

Mercado de Referência ELEKTRO (A4)		
Mês	Ponta kW	F.Ponta kW
out-11	20,00	20,00
nov-11	20,00	20,00
dez-11	20,00	20,00
jan-12	20,00	20,00
fev-12	20,00	20,00
mar-12	20,00	20,00
abr-12	20,00	20,00
mai-12	20,00	20,00
jun-12	20,00	20,00
jul-12	20,00	20,00
ago-12	20,00	20,00
set-12	20,00	20,00

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

TABELA IX - Energia Comprada e Tarifa Média

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
5. ENERGIA CONTRATADA	1.491.005.981,46	143,32	10.676.865
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
Montante de reposição	29.309.436,38	110,56	265.092
1º Existente 2005-08	(0,09)	84,68	(0)
1º Existente 2006-08	9.063.128,40	99,13	91.423
1º Existente 2007-08	-	-	-
2º Existente 2008-08	11.575.012,82	119,20	97.102
4º Existente 2009-08	22.507.873,30	133,43	168.686
5º Existente 2007-08	1.545.694,59	141,47	10.926
9º Existente 2011-03 OF	367.978,50	120,50	3.054
MCSD 1º Existente 2005-08	7.476.808,74	82,84	90.258
MCSD 1º Existente 2006-08	39.507.995,22	96,92	407.640
MCSD 1º Existente 2007-08	8.651.955,02	108,81	79.517
MCSD 2º Existente 2008-08	13.798.422,88	116,79	118.145
MCSD 4º Existente 2009-08	15.626.364,20	131,58	118.758
MCSD 5º Existente 2007-08	566.117,43	138,29	4.094
1º Alternativa A-3 2010-15 OF	17.832.052,61	183,72	97.060
1º Alternativa A-3 2010-30 H	7.473.901,64	179,12	41.727
1º Nova A-3 2008-15 T	13.039.805,79	157,04	83.033
1º Nova A-3 2008-30 H	1.749.725,40	148,99	11.744
2º Alternativa A-3 2013-20 OF	20.774.330,18	152,33	136.373
2º Alternativa A-3 2013-30 H	1.642.501,03	166,82	9.846
2º Nova A-3 2009-15 T	32.928.584,75	164,78	199.831
2º Nova A-3 2009-30 H	67.667.490,35	173,92	389.064
4º Nova A-3 2010-15 T	131.423.422,45	170,70	769.896
5º Nova A-5 2012-15 T	40.227.780,10	162,91	246.936
5º Nova A-5 2012-30 H	18.668.895,91	168,86	110.557
6º Nova A-3 2011-15 T	5.759.860,86	162,81	35.377
7º Nova A-5 2013-15 T	86.724.962,85	232,26	373.396
7º Nova A-5 2013-30 H	1.837.508,35	122,17	15.040
8º Nova A-3 2012-15 T	2.250.629,05	180,74	12.452
8º Nova A-3 2012-30 H	212.624,79	170,75	1.245
Madeira Jirau	5.237.366,52	89,70	58.389
Madeira Santo Antônio	4.611.132,72	101,98	45.216
Madeira Santo Antônio	5.840,10	101,98	57
CONTRATOS BILATERAIS			
CERAN G	41.269.016,38	186,53	221.246
CESC G	22.693.120,68	171,59	132.252
CPFL BRASIL D (cogeração)	13.656.694,55	159,41	85.670
CPFL BRASIL D (competitiva)	58.818.757,20	137,03	429.240
CPFL GERACAO G (Baesa)	105.625.406,30	189,65	556.949
ENERCAN G- Campos Novos	78.868.156,75	141,04	559.190
Foz do Chapeco	94.541.539,11	187,24	504.922
PBEN D	85.621.963,97	145,84	587.095
QGE G	49.130.577,36	175,74	279.564
ITAIPU	308.562.489,88	108,24	2.850.632,61
PROINFA	-	-	273.442
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
6. Sobra (+) / Exposição (-)	86.115.260,85	150,65	571.633
7. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA EM DRP	1.404.890.720,60	139,03	10.105.232

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

TABELA X – Balanço Energético

Descrição	DRA	DRP
Perdas Técnicas	4,37%	4,37%
Perdas na Rede Básica	2,25%	2,39%
Perdas não Técnicas sobre BT	4,20%	4,20%
Mercado BT	4.936.962	4.936.962

PERDAS DE ENERGIA	PERDAS EM DRA		
	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
1.1 PERDAS		11,75%	1.060.820
Perdas na Rede Básica (%)		2,46%	221.985
Distribuição (%)	5,26%	9,29%	838.836
Perdas Técnicas (%)	3,96%	6,99%	631.578
Perdas não Técnicas (%)	1,43%	2,30%	207.258

PERDAS EM DRP		
% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
	11,90%	1.074.713
	2,61%	235.878
5,26%	9,29%	838.836
3,96%	6,99%	631.578
1,43%	2,30%	207.258

VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)	2.281.912.070,80	252,69	9.030.519
2.1 Fornecimento	2.275.921.128,26	254,91	8.928.206
2.2 Suprimento	5.990.942,53	58,55	102.314
2.3 Consumidores Livres/Dist./Ger.	345.078.119,12	56,83	6.072.269
2.4 Consumidores Rede Básica			1.495.659
3. ENERGIA REQUERIDA DRA (1.1 + 2)			10.091.340
4. ENERGIA REQUERIDA DRP (1.2 + 2)			10.105.232

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