

Processo: 48500.000749/2012-94

Assunto: Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica, das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e fixação da receita anual das instalações de conexão referente à Companhia Energética do Maranhão - CEMAR.

I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2012 da **Companhia Energética do Maranhão S/A - CEMAR**, com a utilização da fórmula de cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, de acordo com o que estabelece a Cláusula Sétima do seu Contrato de Concessão nº 060/2000.

II. DOS FATOS

2. A CEMAR, sediada na cidade de São Luís - MA, atende cerca de **1,9 milhão** de unidades consumidoras, abrangendo todo o Estado do Maranhão e uma população de aproximadamente 6,6 milhões de pessoas, cujo consumo de energia elétrica representa um faturamento anual da ordem de **R\$ 1,6 bilhão**.

Tabela 1: Consumo e clientes da CEMAR

Classe de consumo	Nº de Unidades Consumidoras ¹	Consumo de Energia ² - MWh	Participação no Consumo
Residencial	1.753.042	2.164.551	47,4%
Industrial	9.392	456.031	10,0%
Comercial, Serviços e Outras	126.712	918.859	20,1%
Rural	64.143	108.001	2,4%
Poder Público	21.482	274.801	6,0%
Iluminação Pública	695	322.527	7,1%
Serviço Público	4.945	264.001	5,8%
Consumo Próprio	479	7.200	0,2%
Rural Irrigante	187	48.001	1,1%
Total	1.981.077	4.563.971	100%

1 - Maio/2012 - Fonte: SAMP

2 - Consumo 12 meses: ago/2011 a jul/2012 - Fonte: SAMP (jun e jul/2012 estimados)

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

II.1. Aspectos Contratuais

3. Em 11 de agosto de 2000 foi firmado o Contrato de Concessão nº 60/2000 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Companhia Energética do Maranhão – CEMAR. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da concessão de que a mesma é titular. O contrato prevê, na Subcláusula Terceira da Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica, conforme a Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima.

4. Em 26 de julho de 2005 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 60/2000, o qual dá nova redação à sua Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para atender às condições de eficácia constante do § 2º dos arts. 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, assunto que foi objeto da Audiência Pública 045/2004, realizada pela ANEEL na forma presencial em 20 de janeiro de 2005.

5. Em 26 de fevereiro de 2010 foi assinado Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 060/2000, dando nova redação a Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, alterando a forma de cálculo dos reajustes tarifários anuais visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da Parcela A, conforme informado pela Superintendência de Concessões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT, por meio do Memorando nº 205/2010-SCT/ANEEL, de 4 de março de 2010.

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.

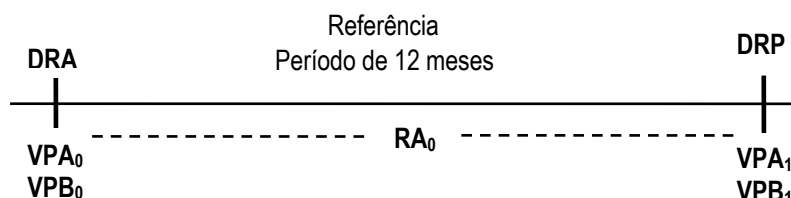
7. Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora, além dos 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

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

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:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

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. Reajuste Tarifário Anual de 2011

11. Em 28/8/2011, as tarifas da CEMAR foram, em média, reajustadas em 13,06%, sendo 7,96% relativos ao reajuste econômico e 5,10% aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo, naquela ocasião, a um efeito tarifário médio percebido pelos consumidores cativos de 7,25%, conforme a Resolução Homologatória n.º 1.194, de 23/8/2011.

III. DA ANÁLISE

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

12. Por meio da C. E. DER 78/2012, de 27/7/2012, a CEMAR encaminhou à ANEEL proposta de Reajuste Tarifário Anual médio de **6,70%**, a ser aplicado às suas tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 28/8/2012, sendo **5,71%** relativo ao cálculo econômico e **0,99%** referente aos componentes financeiros.

13. Na apuração de sua Receita Anual-RA₀ a Concessionária utilizou valores estimados para os meses de junho e julho de 2012 em relação aos montantes de energia e de demanda faturados, bem como considerou em seus cálculos valores projetados para alguns encargos setoriais e para a variação do IGP-M e do IPCA do mês de julho de 2012.

III.2. Precedentes

14. A Superintendência de Regulação Econômica – SRE, em reunião realizada em 4/7/2012, na sede da ANEEL, procurou prestar aos representantes da CEMAR 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.

15. 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 CEMAR encontra-se, nesta data, adimplente com suas obrigações intrassetoriais.

16. Sobre a atualização dos valores dos serviços cobráveis previstos nos arts. 102, 103 e 131 da Resolução Normativa nº 414/2010 é necessário esclarecer que tendo em vista a cobertura dos custos de execução de tais atividades via Empresa de Referência, conforme consta do Anexo I da REN nº 338, de 25/11/2008, o resultado do produto entre as frequências regulatórias e as taxas reais passou a ser revertido para modicidade tarifária, aplicando-se como redutor do custo da Empresa de Referência. Sendo assim, 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 1.121/2011.

III.3. Período de Referência

17. O período de referência para o reajuste da CEMAR é de agosto/2011 a julho/2012.

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

III.4. Fator X

18. Conforme a Resolução Homologatória nº 870, de 25/8/2009, que divulgou o resultado definitivo da Revisão Tarifária Periódica de 2009 da CEMAR, foi estabelecido, para o atual ciclo tarifário da distribuidora, o valor do componente Xe em **1,06%**.

19. O componente Xa do “Fator X” é recalculado em cada reajuste tarifário anual na forma do Anexo VI da Resolução Normativa nº. 234, de 31 de outubro de 2006, sendo considerado para o atual reajuste tarifário o valor de **0,45%**, resultando um Fator X de **1,58%**, como demonstrado na tabela a seguir.

Tabela 2: Fator X

Componentes	Cálculo	Valor
IGP-M	g	6,67%
IPCA	c	5,20%
Xe	e	1,06%
Xa	a	0,45%
Fator X	$e*(1+g-a)+a$	1,58%

III.5. Cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2012

20. O Reajuste Tarifário Anual da CEMAR, calculado pela SRE, para aplicação a partir de 28 de agosto de 2012, resultou no percentual total de **6,24%**, sendo **5,63%** relativo ao cálculo econômico e **0,62%** referente aos componentes financeiros pertinentes.

21. O índice médio final do reajuste, IRT de **6,24%**, foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado para o período de referência e o Fator X conforme constam na Tabela 2, resultando um percentual de **5,10%** 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

22. No cálculo da Receita Anual – RA₀ da CEMAR, na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência, foi considerado o valor de **R\$ 1.641.512.955,74**, obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF, preenchido de acordo com as orientações constantes do Ofício nº 103/2012-SRE/ANEEL, dirigido à concessionária em 26/06/2012.

Tabela 3: Mercado GTF

MERCADO	MWh	R(\$)
Fornecimento	4.559.941,23	1.640.490.135,47
A1 (230 kV ou mais)	20.220,92	2.873.462,41
A3 (69 kV)	198.088,89	38.336.462,61
A3a (30 kV a 44 kV)	53.760,72	13.223.088,77
A4 (2,3 kV a 25 kV)	841.245,10	268.859.816,05
BT (menor que 2,3 kV)	3.446.625,61	1.317.197.305,63
Consumidores Livres	3.382,00	585.218,12
Consumidor Distribuição	648,00	140.707,39
Uso Gerador	-	296.894,76
TOTAL	4.563.971,23	1.641.512.955,74

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

III.5.2. Encargos Setoriais

23. 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.

24. 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 prorrogada até 2035.

25. A **Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC**, criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoeletrica nos sistemas isolados, estes custos são rateados por todo o país em função do mercado de cada distribuidora. Os valores da CCC são fixados com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela ELETROBRÁS. Essas previsões são feitas com base nas condições previstas de hidraulicidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica.

26. A **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e regulamentada pelo Decreto n.º 4.541/2002, tem a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA (IBGE). As quotas da CDE para o exercício seguinte têm por base a quota definida para o exercício anterior, incorporando o crescimento de mercado, no período de setembro/ano1 a agosto/ano2, e atualizado pelo IPCA, do mesmo período.

27. A **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.

28. 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 –

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

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 nº 127/2004.

29. O **Encargo de Serviços do Sistema – ESS**, previsto no Decreto nº 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 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.

30. 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.

31. 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).

32. As distribuidoras 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**

33. 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.

34. Foi parcialmente alterada a redação da Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, especificamente no que se refere à definição do Valor da Parcela A na Data de Referência Anterior-DRA (VPA₀), que passou a ser assim considerada:

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

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

(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:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

35. Com a nova redação do inciso (iii) acima apresentada, mesmo mantendo-se a fórmula de obtenção da “Parcela B” por diferença, esta não mais é influenciada, para mais ou para menos, pelos itens da “Parcela A” (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.

36. 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 irrecuperáveis (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.

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

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

Tabela 4: Encargos Setoriais da CEMAR

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Reserva Global de Reversão – RGR	50.502.627,05	26.203.555,93	Memorando SFF 1248/2012.
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	54.538.368,23	28.563.901,08	REH 1291/2012
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.073.893,41	4.222.403,87	Despacho SRE 2368/2012
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	9.885.548,96	10.485.064,96	REH 1243/2011
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	12.764.337,93	24.201.307,99	Previsão SRE - JUL/2012
Proinfa	16.589.466,61	19.870.189,18	REH 1244/2011
P&D e Eficiência Energética	19.391.090,44	19.043.803,87	Fórmula - Res. Normativa nº 316/2008
ONS	60.199,60	58.019,45	Contribuição JUL/12 - JUN/13
Total de Encargos Tarifários	167.805.532,22	132.648.246,34	

38. Para fins de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da Neutralidade dos encargos setoriais e das respectivas Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA do próximo reajuste da concessionária, foi definida a quota anual da CEMAR referente à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL, de **R\$ 28.563.901,08**, e a previsão anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER, no total de **R\$ 24.201.307,99**, neste último também incluso os custos relacionados à segurança energética, ou seja, aqueles devidos à ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco e aos despachos de termelétricas fora da ordem de mérito de custo ordenados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

39. 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 Nota Técnica nº 14/2012-SRG-SRE/ANEEL, de 15/03/2012, objeto de análise no âmbito dos Processos nºs 48500.004899/2011-96 e 48500.005696/2011-17.

40. 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 CEMAR apenas 4/12 dessa parcela do encargo.

41. O valor da RGR considerado neste cálculo é igual a RGR líquida informada pela SFF no último reajuste, conforme orientação do Memorando SFF nº 1248 de 14/8/2012.

42. O ESS e o EER apresentaram aumento expressivo em função da conjuntura crítica de restrição à operação no Sistema Interligado Nacional – SIN.

III.5.3. Transmissão de Energia

43. 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.

44. 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

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

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.

45. 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.

46. 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.

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

48. 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 215/2012, de 8/8/2012, estão detalhados nas tabelas abaixo.

Tabela 5: Custos com Uso da Rede Básica

Componente	Valor (R\$)	Dispositivo Legal
Rede Básica	70.229.291,80	Memorando SRT 215/2012
Rede Básica Fronteira	26.315.177,33	Memorando SRT 215/2012
Total do Transporte de Energia	96.544.469,13	

Tabela 6: Custos com Conexão/DIT

Componente	Valor (R\$)
Diversos - CHESF	354.019,72
Diversos - Eletronorte	4.535.004,53
Eletronorte - Contrato 007/2008	564.061,87
Encruzo	207.098,01
Eletronorte - Contrato 001/2009	239.684,63
Total da Conexão	5.899.868,76

49. 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 CEMAR o custo de transmissão de energia elétrica no valor de **R\$ 16.059.984,38**, referente ao Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD firmado com as distribuidoras CEPISA e CELTINS.

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

50. 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	63.015.340,41	70.229.291,80
Rede básica fronteira	26.659.102,00	26.315.177,33
Conexão	5.118.831,53	5.902.812,42
Uso do Sistema de Distribuição	14.555.131,22	16.059.984,38
Total dos Custos de Transporte	109.348.405,16	118.507.265,93

III.5.4. Compra de Energia

51. 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.

52. 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”.

53. 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.

54. 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.

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

55. 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.

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

56. 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:

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

57. 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.

58. 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 CEMAR.

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

Descrição	DRP
Perdas Técnicas	12,42%
Perdas na Rede Básica	2,36%
Perdas não Técnicas sobre BT	16,22%

59. Conforme ficou estabelecido na revisão tarifária periódica de 2009 da CEMAR, o percentual regulatório de perdas técnicas permanecerá constante em todos os reajustes anuais deste ciclo tarifário. Por sua vez, foi estabelecida a seguinte trajetória para as perdas não técnicas: 21,51% para 2010, 18,86% para 2011, 16,22% para 2012.

60. Para a obtenção da energia requerida a ser considerada, tanto na Data de Reajuste Anterior – DRA como na Data de Reajuste em Processamento – DRP, é necessário proceder ao cálculo das perdas físicas regulatórias (MWh), de acordo com os respectivos percentuais regulatórios determinados na última 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)	4.559.941,23	
Consumidores Livres (MWh)	4.030,00	
Consumidores Rede Básica (MWh)	20.220,92	
Mercado Total	4.559.941,23	4.559.941,23
Perdas Rede Básica (MWh)	132.013	137.886
Perdas na Distribuição (MWh)	1.386.581	1.282.686
<i>Perdas Técnicas (MWh)</i>	736.547	723.643
<i>Perdas não Técnicas (MWh)</i>	650.034	559.043
Perdas Totais	1.518.593	1.420.572
Energia Requerida	6.078.535	5.980.513

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

III.5.4.2. Valoração da Compra de energia

61. 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.

62. 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).
- 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

63. 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\$)
6.078.535	94,34	573.448.965,63

• Na Data do Reajuste em Processamento – DRP

64. 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

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

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.

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

66. 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, CCEAR, compra de energia de contratos bilaterais e quota de energia de Itaipu e do Proinfa.

67. O requisito de energia elétrica da CEMAR para atendimento ao seu mercado de referência apurado na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é de **5.980.513 MWh**, formado por **4.559.941 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e **1.420.572 MWh** para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica.

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

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

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra (MWh)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
Existente 2005-08 MR	158.684.746,44	91,17	1.740.536,87
1º Existente 2005-08	102.584.497,92	83,85	1.223.408,74
1º Existente 2006-08	108.867.883,07	98,17	1.108.981,68
1º Existente 2007-08	44.531.497,18	110,02	404.747,06
2º Existente 2008-08	25.045.629,80	118,05	212.169,69
5º Existente 2007-08	2.265.496,90	140,09	16.171,43
MCS D 1º Existente 2005-08	2.725.058,44	83,25	32.733,43
MCS D 1º Existente 2006-08	1.176.337,28	97,03	12.123,44
MCS D 1º Existente 2007-08	48.418,56	108,84	444,86
MCS D 2º Existente 2008-08	89.585,48	118,41	756,57
MCS D 4º Existente 2009-08	847.597,64	132,54	6.395,03
MCS D 5º Existente 2007-08	738,73	138,52	5,33
1º Alternativa A-3 2010-15 OF	398.474,40	178,13	2.236,93
1º Alternativa A-3 2010-30 H	170.574,45	177,37	961,67
1º Nova A-3 2008-15 T	2.815.508,69	138,82	20.282,08
1º Nova A-3 2008-30 H	423.238,64	147,54	2.868,58
1º Nova A-4 2009-15 T	12.585.574,94	139,10	90.481,58
1º Nova A-4 2009-30 H	1.117.865,44	157,66	7.090,55
1º Nova A-5 2010-15 T	28.724.272,37	158,12	181.665,35
1º Nova A-5 2010-30 H	29.733.876,87	158,70	187.355,56
2º Nova A-3 2009-15 T	10.999.134,19	146,28	75.193,99
2º Nova A-3 2009-30 H	25.214.808,89	172,23	146.400,41
3º Nova A-5 2011-15 T	13.270.075,21	168,44	78.781,21
3º Nova A-5 2011-30 H	13.651.779,19	162,93	83.787,87
4º Nova A-3 2010-15 T	7.111.053,75	148,45	47.900,94
5º Nova A-5 2012-15 T	44.103.405,95	133,36	330.706,19
5º Nova A-5 2012-30 H	24.758.869,58	167,22	148.061,94
6º Nova A-3 2011-15 T	12.407.660,43	142,06	87.339,13
7º Nova A-5 2013-15 T	50.761.617,40	201,38	252.074,58
7º Nova A-5 2013-30 H	1.228.409,52	120,98	10.153,47
Madeira Jirau	3.501.307,36	88,83	39.417,94
Madeira Santo Antônio	4.743.876,24	100,99	46.974,18
Madeira Santo Antônio	7.745,19	100,99	76,69
PROINF A	-	-	130.351,40
Sobras(+)	83.094.486,76	111,33	746.370,31
Total	651.502.129,36	108,91	5.982.266,10

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

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

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

ii) Para os contratos de Energia Nova, modalidade quantidade, foi utilizado o preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA da data de fechamento do referido produto até abril de 2012, conforme previsão do Banco Central;

iii) Especificamente para os leilões de Energia Nova, modalidade disponibilidade, por envolver uma parcela variável na composição do valor a ser faturado e pago, apenas para fins tarifários está sendo considerada uma estimativa de preço baseada em informações fornecidas pela SRG em fevereiro de 2012, que leva em consideração a previsão de valores do PLD para o ano e o custo variável da geração. As diferenças verificadas serão devidamente contempladas na apuração da CVAenergia no próximo reajuste tarifário;

iv) Ressalta-se que, para todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004, tanto para energia existente como para nova, foram observados os dispositivos do art. 34 ao art. 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.

v) Adicionalmente, foi considerado na contratação de energia o montante de reposição equivalente de energia dos contratos vinculados ao produto do 1º Leilão de Energia Existente 2005 – 8 anos que seriam recontratados para os primeiros sete meses de 2013, valorado preço médio de todos os contratos de energia existente, nos termos da Resolução Normativa nº 496/2012, que alterou a Resolução Normativa nº 421/2010.

70. Sendo assim, os custos considerados na DRA e na DRP para a concessionária CEMAR a título de compra de energia elétrica são, respectivamente, de **R\$ 573.448.965,63** e **R\$ 651.502.129,36**.

III.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

71. 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.

72. Os componentes financeiros deste IRT 2012 da CEMAR 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 CEMAR foram fiscalizados e informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

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

- 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 julho/2011 a junho/2012, de modo a assegurar a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, haja vista que 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.
- Quanto às faturas das Usinas em Atraso deverá a distribuidora atentar e exigir das geradoras a correta aplicação da Resolução Normativa nº 165/2005, de acordo com a regra pertinente, ou, em caso de ausência de regra, através de compensações entre as partes na fatura seguinte.
- 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 CEMAR, utilizou-se a taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na BMF, no valor de 7,44% a.a., resultando o valor final da CVA em Processamento de **R\$ 3.776.779,80**.

Tabela 13: Valores apurados da CVA em Processamento

Descrição CVA	DELTA	30º Dia Anterior	5º Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA _{CCC}	(104.290,73)	(121.270,50)	(114.088,12)	(118.584,92)
CVA _{CDE}	904.334,90	942.729,00	947.571,02	984.919,67
CVA _{REDE BÁSICA}	272.878,57	298.982,50	300.518,12	312.363,09
CVA _{COMPRA DE ENERGIA}	(2.261.782,13)	(2.631.826,33)	(2.645.343,84)	(2.749.610,48)
CVA _{PROINFA}	2.922.135,73	2.996.965,49	3.012.358,43	3.131.091,00
CVA _{ESS}	2.014.776,79	2.122.289,07	2.132.546,76	2.216.601,43
CVA TOTAL em processamento	3.748.053,12	3.607.869,23	3.633.562,37	3.776.779,80
CVA Saldo a compensar Ano Anterior				3.627,45
CVA TOTAL	3.748.053,12	3.607.869,23	3.633.562,37	3.780.407,25

ii) **Saldo a Compensar da CVA-ano anterior (IRT-2011)**. Conforme previsto no § 4º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 2002, foi verificado se o saldo da CVA em Processamento

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

considerado no reajuste 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 CEMAR, apurou-se um Saldo a Compensar da CVA-Ano Anterior no valor de **R\$ 3.627,45**.

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 julho de 2012 totalizou o valor negativo de **R\$ (10.796.338,93)** ora revertido em favor da modicidade tarifária.

iv) Parcela de Ajuste de Conexão/DIT Uso Exclusivo. Refere-se ao impacto financeiro decorrente da revisão das transmissoras e de outros ajustes, associado às instalações de conexão de uso exclusivo, também informada pela SRT, no valor total de **R\$ (2.943,66)**. Esse valor já está atualizado monetariamente pela variação do IGP-M de junho a julho de 2012.

v) Ajuste financeiro CUSD. Em cumprimento ao disposto no Art. 7º da Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, com a nova redação dada pela Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, os custos incorridos no período de agosto/2011 a junho/2012 relativos aos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) firmados com as distribuidoras CCELTINS e CEPISA foram ajustados financeiramente com a data de reajuste tarifário anual da CEMAR, totalizando **R\$ 815.326,38**, aí já contemplados os percentuais relativos aos tributos PIS/PASEP e COFINS incluídos nas faturas da distribuidora acessada.

vi) Repasse de Sobrecontratação de Energia. O art. 38 do Decreto nº 5.163/04 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Assim, em conformidade com a metodologia aprovada nas Resoluções Normativas nº. 255, de 06/03/2007, e nº 305, de 18/03/2008, foi contemplado no atual reajuste tarifário da CEMAR o valor de **R\$ 9.926.377,06**, 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 previsão para os próximos doze meses, de **R\$ 5.092.629,67**. No cálculo do atual reajuste tarifário também foi considerado o ajuste da recontabilização dos resultados do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit – MCSD expost do ano civil de 2010, neutralizando os valores capturados no reajuste do ano passado para a modicidade tarifária resultando num componente financeiro positivo no valor de **R\$ 5.395.225,01**, já corrigido pelo IGPM.

vii) 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 preveem 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\$ (1.123.793,69)**, já atualizado pelo IPCA, referentes às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2011.

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

viii) **Subsídio, Reversão e Previsão – Irrigantes e Aquicultura.** Tendo em vista o disposto no Art. 6º da Resolução Normativa nº 207, de 09 de janeiro de 2006, que trata dos descontos especiais na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica da atividade de irrigação e aquicultura, foram considerados no atual cálculo tarifário da CEMAR os valores fiscalizados e validados pela SFF, devidamente atualizados até julho de 2012, referentes aos meses de competência de julho de 2011 a junho de 2012, no total de **R\$ 2.173.893,28**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ (1.478.111,77)**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 2.071.716,77**.

ix) **Subsídio, Reversão e Previsão – TUSD (Fontes Incentivadas).** Conforme previsto no Art. 7º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, foi considerado no atual reajuste tarifário da CEMAR os valores relativos à perda de receita de distribuição decorrentes dos descontos concedidos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1 MW e aos geradores com potência instalada menor ou igual a 30 MW (PCH e Fontes Incentivadas), destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada e adquirida pelos consumidores livres. Foram contemplados os valores fiscalizados e validados pela SFF (para consumidores livres e geradores), referentes aos meses de competência de março de 2011 a fevereiro de 2012, resultando um componente financeiro, devidamente atualizado pela variação do IGPM até julho/2012, no total de **R\$ 623.077,02**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, já atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ (360.154,03)**, e as novas previsões de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 593.696,35**.

x) **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 CEMAR pertence ao Grupo A, correspondente às distribuidoras classificadas no ranking de tarifas B1-Residencial nas posições da 1ª à 45ª maiores tarifas, não foi contemplado neste IRT o componente financeiro denominado “Previsão Subsídio Baixa Renda”, visto que no próximo período de referência contratual da CEMAR, toda a sua DMR será integralmente custeada com recursos da CDE.

- Foi apurado neste IRT da CEMAR, 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 atualizado de R\$ (72.774.210,34), e sua substituição pelos valores definitivos apurados e validados pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC, conforme consta do Memorando nº 283/2012-SRC/ANEEL, de 24/7/2012, no valor atualizado de R\$ 44.141.175,14, aí já deduzido a subvenção econômica da CDE repassada à concessionária pela ELETROBRÁS. O valor final negativo do ajuste compensatório, de **R\$ (28.633.035,19)**, deverá ser considerado como componente financeiro no processo tarifário, conforme estabelecido no § 2º do citado art. 11 da REN nº 472/2012.

xi) **Passivo do Programa Luz para Todos.** Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa nº 294, de 11 de dezembro de 2007, que estabeleceu a metodologia aplicável e os procedimentos de repasse tarifário dos déficits incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em função da execução do Programa Luz Para Todos - PLPT, e após as análises cabíveis das informações fornecidas pela concessionária e pela ELETROBRÁS, a SRE apurou o déficit acumulado desde a última revisão tarifária da

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

CEMAR e considerou no atual reajuste um componente financeiro atualizado até julho de 2012 no valor de **R\$ 22.638.057,50**, aí já deduzidos os valores concedidos nos reajustes de 2009, 2010 e 2011 corrigidos pela variação do IGPM.

- **Resumo dos Componentes Financeiros**

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

Tabela 14: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor	% s/ RA1
CVA em Processamento Total	R\$ 3.776.779,80	0,22%
Neutralidade - Total	R\$ (10.796.338,93)	-0,62%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	R\$ 3.627,45	0,00%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	R\$ (2.943,66)	0,00%
Déficit - Programa Luz Para Todos	R\$ 22.638.057,50	1,31%
Subsidio, reversão e previsão baixa renda	R\$ (28.633.035,19)	-1,65%
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	R\$ 815.326,38	0,05%
Subsidio, reversão e previsão irrigação e aquicultura - Res. 207/2006	R\$ 2.767.498,27	0,16%
Subsidio, reversão e previsão consumidor livre de fonte inc. - Res. 77/2004	R\$ 717.588,89	0,04%
Subsidio, reversão e previsão ger. de fontes inc. - Res. 77/2004	R\$ 139.030,46	0,01%
Ajuste de recontabilização do MCSD ex-post de 2010.	R\$ 5.395.225,01	0,31%
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	R\$ 9.926.377,06	0,57%
Previsão da sobrecontratação de energia	R\$ 5.092.629,67	0,29%
Exposição CCEAR entre Submercados	R\$ (1.123.793,69)	-0,06%
Total geral	R\$ 10.716.029,01	0,62%

III.7. Análise dos Resultados

74. A diferença entre o reajuste solicitado pela CEMAR, de 6,70%, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de **6,24%**, com a motivação para cada uma das diferenças, está demonstrada a seguir.

Fl. 20 Nota Técnica nº 282/2012-SRE/ANEEL, de 13/8/2012.

Tabela 16: Diferenças entre o pleito da CEMAR e o cálculo da SRE

Descrição	Empresa	Aneel	Motivo
IGP-M - Fator X	4,68%	5,10%	Empresa estimou IGPM. Aneel utilizou o definitivo.
RA ₀	1.641.512.956	1.641.512.956	-
Encargos Setoriais	140.323.632	132.648.246	
Reserva Global de Reversão – RGR	35.569.808	26.203.556	Utilizado valor da RGR líquida do IRT 2011.
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	35.370.783	28.563.901	Empresa utilizou mercado diferente.
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.304.046	4.222.404	Valor estimado pela empresa.
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	10.485.065	10.485.065	-
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	13.462.809	24.201.308	Conjuntura de referência com maiores restrições na operação do SIN.
Proinfa	19.870.189	19.870.189	-
P&D e Eficiência Energética	21.204.824	19.043.804	Empresa utilizou mercado diferente.
ONS	56.108	58.019	Valor estimado pela empresa.
Custo com Transporte de Energia	119.840.951	118.507.266	
Rede básica	71.844.117	70.229.292	Valor estimado pela empresa.
Rede básica fronteira	26.790.686	26.315.177	Valor estimado pela empresa.
Conexão	5.761.996	5.902.812	Ponto de conexão com a Eletronorte não considerado no pleito.
Uso do sistema de distribuição	15.444.152	16.059.984	Valor estimado pela empresa.
Compra de Energia	644.858.428	651.502.129	
Energia Comprada	644.858.428	651.502.129	Efeito dos contratos de disponibilidade (PLD).
VPB₁	830.278.252	831.214.008	Empresa estimou IGPM. Aneel utilizou o definitivo.
IRT	5,71%	5,63%	
CVA	(21.881.214)	(7.015.932)	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	(8.356.145)	(4.582.312)	Diferença em função do gasto com ESS/ EER.
CVA em Processamento - Energia comprada	(15.769.796)	(2.749.610)	Diferença no cálculo dos fatores k.
CVA em Processamento - Transmissão	2.903.950	312.363	Valor estimado pela empresa.
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(659.223)	3.627	Valor estimado pela empresa.
Subsídios	(22.668.604)	(25.008.918)	
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006	2.749.588	2.767.498	Valor estimado pela empresa.
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/200	862.773	717.589	Valor estimado pela empresa.
Subsídio, Reversão e Previsão APE/PIE-Res.166/2005	54.182	-	Valor não informado pela SFF.
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	(26.335.148)	(28.633.035)	Valor estimado pela empresa.
Outros Componentes Financeiros	61.693.159	42.740.878	
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	13.818.155	9.926.377	Empresa agrupou os dados de repasse e previsão e estimou valor.
Previsão da sobrecontratação de energia	-	5.092.630	Empresa agrupou os dados de repasse e previsão e estimou valor.
Exposição CCEAR entre Submercados	(1.265.830)	(1.123.794)	Valor estimado pela empresa.
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	-	815.326	Empresa não pleiteou ajuste.
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	-	(2.944)	Empresa não pleiteou ajuste.
Déficit - Programa Luz Para Todos	27.302.043	22.638.057	Empresa utilizou percentuais de execução superiores aos realizados.
Devoluções no MCSO 2010	5.359.135	5.395.225	Empresa estimou IGPM. Aneel utilizou definitivo.
Recontabilização CCEE	6.399.277	-	Capturado pela CVA.
Gastos com Conselho de Consumidores	199.519	-	Procedente apenas na revisão.
Gastos com MCPSE	9.880.860	-	Procedente apenas na revisão.
CVA	-1,26%	-0,40%	
Subsídios	-1,31%	-1,44%	
Outros Componentes Financeiros	3,56%	2,47%	
Reajuste Tarifário com Financeiros	6,70%	6,24%	
Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores Cativos		1,75%	

75. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise pormenorizada da apuração do IRT da CEMAR.

76. O Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) de 2012 da CEMAR, para aplicação a partir de 28 de agosto de 2012, resultou um percentual final médio de **6,24%**. Este valor é composto pelo Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico de **5,63%** e pelo somatório dos componentes financeiros (IRT financeiro) no total

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

de **0,62%**, representando um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **1,75%** em relação às tarifas vigentes.

77. O Valor da Parcela A – VPA apresentou uma variação de **6,1%** no período de referência (agosto/2011 a julho/2012), representando **3,17%** na composição do IRT da concessionária, ou seja, cerca de 60% do reajuste tarifário foram decorrentes da Parcela A.

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

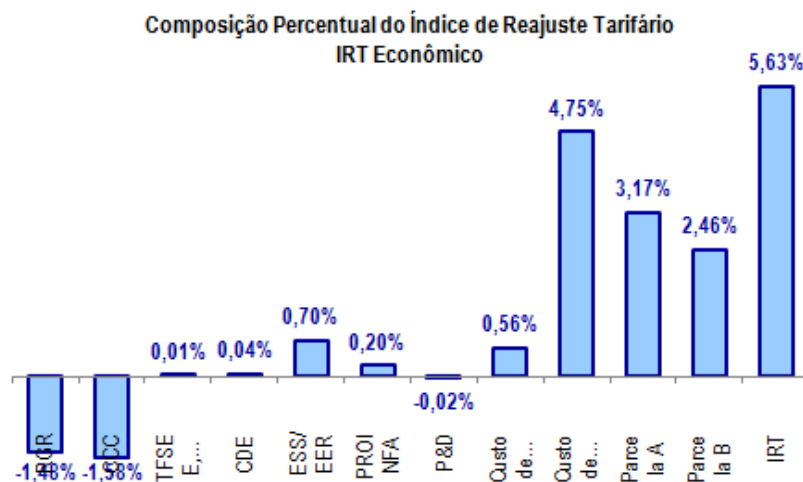
i) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais reduziu -21% em comparação com os valores referentes ao IRT 2011 da CEMAR, correspondendo a uma redução tarifária média de **-2,1%**, destacando-se as variações negativas de -47,6% da CCC e de -48,1% da RGR em relação ao ano anterior, contribuindo, respectivamente, com uma redução de **-1,6%** e de **-1,5%** nas tarifas da CEMAR. O ESS/EER teve aumento de 89,6% em função de uma conjuntura desfavorável no período de referência em relação às restrições de operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, contribuindo com um aumento de **0,7%** nas tarifas da CEMAR.

ii) **Custos de Transmissão**. Variação de 8,38% destes custos em relação ao ano anterior, refletindo neste processo tarifário o efeito da variação do IGPM do período junho/2011 a maio/2012, considerada na atualização da TUST (REH nº 1.316, de 2/7/2012) e a entrada de novas instalações de transmissão, correspondendo a um acréscimo tarifário de **0,56%**.

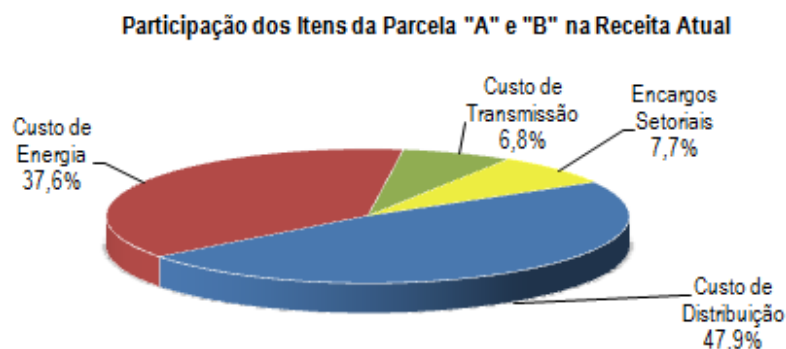
iii) **Mix de Compra de Energia**. Variação de 13,6% em relação ao ano anterior, contribuindo para um aumento tarifário de **4,75%**, especialmente devido à precificação do montante de reposição pelo preço médio dos CCEARs de energia existentes da CEMAR, resultando num valor acima do praticado no produto Existente 2005 - 8 anos. Tal variação do custo da energia comprada também foi influenciada pela variação do IPCA (5,20% a.a.) e do IGPM (6,67% 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. Ressalta-se a utilização de novo método para estimativa dos custos dos contratos de energia nova por disponibilidade em que se utilizou como parâmetro a média do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD - dos últimos 12 meses, no intuito de suavizar impactos tarifários decorrentes de flutuações do PLD.

79. O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGPM no período de agosto de 2011 a julho de 2012, de 6,67%, e o Fator X de 1,58%, atingindo o percentual final de **5,10%**. A atualização da Parcela B representou **2,46%** na composição do IRT da concessionária.

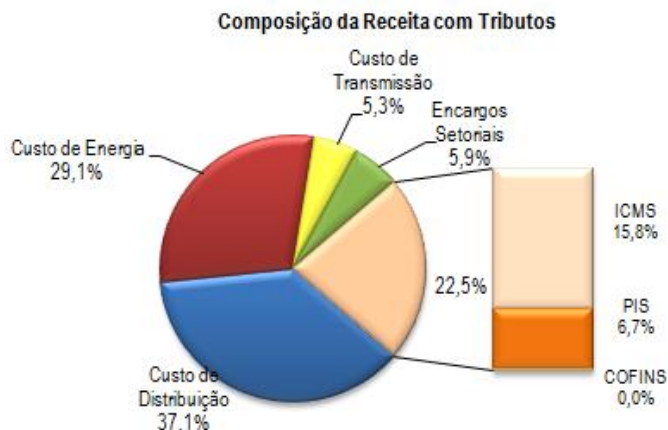
80. Abaixo se apresenta o gráfico da participação percentual dos itens da Parcela A (VPA) e dos itens gerenciáveis (VPB) na composição do IRT (Gráfico I).



81. 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 CEMAR (Gráfico II).



82. O Gráfico III abaixo demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da CEMAR, ou seja, quanto de cada conta de energia elétrica se destina aos segmentos de geração, transmissão e distribuição, aí inclusos os custos de operação e manutenção (O&M), a depreciação dos ativos e a remuneração do capital investido, bem como quanto se destina ao pagamento dos encargos setoriais e dos tributos. Apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela concessionária foram considerados, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 22,06% para o ICMS e de 5,67% para o PIS e COFINS (total de 27,7% por dentro), incidentes sobre a fatura contendo os tributos em sua base de cálculo, conforme estabelecido na legislação pertinente, o que equivale a uma majoração de 38,4% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.



83. A tabela a seguir demonstra na primeira 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.

Tabela 17: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B da CEMAR

REAJUSTE TARIFÁRIO	DRA - R\$	DRP - R\$	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Reserva Global de Reversão – RGR	50.502.627	26.203.556	-48,11%	-1,48%	1,51%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	54.538.368	28.563.901	-47,63%	-1,58%	1,65%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.073.893	4.222.404	3,65%	0,01%	0,24%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	9.885.549	10.485.065	6,06%	0,04%	0,60%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	12.764.338	24.201.308	89,60%	0,70%	1,40%
Proinfra	16.589.467	19.870.189	19,78%	0,20%	1,15%
P&D e Eficiência Energética	19.391.090	19.043.804	-1,79%	-0,02%	1,10%
ONS	60.200	58.019	-3,62%	0,00%	0,00%
Encargos Setoriais	167.805.532	132.648.246	-20,95%	-2,14%	7,65%
Rede básica	63.015.340	70.229.292	11,45%	0,44%	4,05%
Rede básica fronteira	26.659.102	26.315.177	-1,29%	-0,02%	1,52%
Conexão	5.118.832	5.902.812	15,32%	0,05%	0,34%
Uso do sistema de distribuição	14.555.131	16.059.984	10,34%	0,09%	0,93%
Custo com Transporte de Energia	109.348.405	118.507.266	8,38%	0,56%	6,83%
Energia Comprada	573.448.966	651.502.129	13,61%	4,75%	37,57%
Compra de Energia	573.448.966	651.502.129	13,61%	4,75%	37,57%
Receita Anual	1.641.512.956	1.733.871.650			
Total Parcela A	850.602.903	902.657.642	6,12%	3,17%	52,06%
Total Parcela B	790.910.053	831.214.008	5,10%	2,46%	47,94%
Reajuste Tarifário Anual		5,63%		5,63%	

Financeiros		
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	(4.582.312)	-0,26%
CVA em Processamento - Energia comprada	(2.749.610)	-0,16%
CVA em Processamento - Transmissão	312.363	0,02%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	3.627	0,00%
CVA	(7.015.932)	-0,40%
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura -Res.207/2006	2.767.498	0,16%
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/2004	717.589	0,04%
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	139.030	0,01%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	(28.633.035)	-1,65%
Subsídios	(25.008.918)	-1,44%
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	9.926.377	0,57%
Previsão da sobrecontratação de energia	5.092.630	0,29%
Exposição CCEAR entre Submercados	(1.123.794)	-0,06%
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	815.326	0,05%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	(2.944)	0,00%
Déficit - Programa Luz Para Todos	22.638.057	1,31%
Ajuste de recontabilização do MCSD ex-post de 2010.	5.395.225	0,31%
Outros Componentes Financeiros	42.740.878	2,47%
Total dos componentes Financeiros	10.716.029	0,62%
Reajuste Tarifário com Financeiros		6,24%
Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores Cativos		1,75%

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

84. O quadro a seguir apresenta o efeito tarifário médio, de **1,75%**, a ser percebido pelo consumidor cativo da CEMAR nos diferentes grupos de consumo.

Efeito médio a ser percebido pelo consumidor cativo	
Grupo de Consumo	Variação Tarifária
A1 - 230kV	9,02%
A3 - 69kV	6,62%
A3a - 34,5kV	7,40%
A4 - 13,8kV	4,35%
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	4,78%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	1,00%
Efeito médio geral	1,75%

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

85. O inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece que as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica serão fixadas em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

86. O inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar nos processos de definição e controle de preços e tarifas.

87. O art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece incumbência da ANEEL para homologar as tarifas de energia elétrica na forma da mencionada Lei, das normas pertinentes e do Contrato de Concessão.

V. DA CONCLUSÃO

88. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 060/2000, no que consta do Processo nº 48500.000749/2012-94 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de **6,53%** a ser aplicado às tarifas da **Companhia Energética do Maranhão S/A - CEMAR**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **1,75%** sendo de 4,78% em média para os consumidores cativos conectados em Alta Tensão (AT) e de 1,00% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);

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

iii) estabelecer os valores da receita anual referente às instalações de conexão de uso exclusivo com as transmissoras; 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 CEMAR.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

VII. ANEXOS

90. 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-RA₀ 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.

PAULO FÉLIX GABARDO
Especialista em Regulação

EDUARDO DE ALENCASTRO
Líder do Processo de Reajuste Tarifário

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL DE 2012 DA CEMAR

ANEXOS

TABELA I – Memória de Cálculo

IVI		ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO			
IGP-M	6,67%	IRT Anexo II		5,63%	
IPCA	5,20%	Fin R\$		10.716.029,01	
FATOR X	1,58%	% Fin		0,62%	
(IGP-M - FATOR X)	5,10%	IRT Anexo I		6,24%	
IRT sem Neut.	7,62%				

	DRA		DRP		2011/2012	% IRT
	R\$		R\$			
ENCARGOS SETORIAIS	R\$ 167.805.532,22		R\$ 132.648.246,34		-21,0%	-2,1%
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 50.502.627,05		R\$ 26.203.555,93		-48,1%	-1,5%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 54.538.368,23		R\$ 28.563.901,08		-47,6%	-1,6%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 4.073.893,41		R\$ 4.222.403,87		3,6%	0,0%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 9.885.548,96		R\$ 10.485.064,96		6,1%	0,0%
Compensação financeira – CFURH	R\$ -		R\$ -		0,0%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	R\$ 12.764.337,93		R\$ 24.201.307,99		89,6%	0,7%
PROINFA	R\$ 16.589.466,61		R\$ 19.870.189,18		19,8%	0,2%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	R\$ 19.391.090,44		R\$ 19.043.803,87		-1,8%	0,0%
ONS	R\$ 60.199,60		R\$ 58.019,45		-3,6%	0,0%
TRANSPORTE DE ENERGIA	R\$ 109.348.405,16		R\$ 118.507.265,93		8,38%	0,56%
Transporte de Itaipu	R\$ -		R\$ -		0,0%	0,0%
Rede Básica Contratos Iniciais	R\$ -		R\$ -		0,0%	0,0%
Rede básica	R\$ 63.015.340,41		R\$ 70.229.291,80		11,4%	0,4%
Rede básica fronteira	R\$ 26.659.102,00		R\$ 26.315.177,33		-1,3%	0,0%
REDE BÁSICA ONS (A2)	R\$ -		R\$ -		0,0%	0,0%
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	R\$ -		R\$ -		0,0%	0,0%
MUST ITAIPU	R\$ -		R\$ -		0,0%	0,0%
Conexão	R\$ 5.118.831,53		R\$ 5.902.812,42		15,3%	0,0%
Uso do sistema de distribuição	R\$ 14.555.131,22		R\$ 16.059.984,38		10,3%	0,1%
ENERGIA COMPRADA TOTAL	R\$ 573.448.965,63		R\$ 651.502.129,36		13,6%	4,75%
ENERGIA COMPRADA	R\$ 573.448.965,63		R\$ 651.502.129,36		13,6%	4,8%
ITAIPU	R\$ -		R\$ -		0,0%	0,0%
RA TOTAL	R\$ 1.641.512.955,74		1.733.871.649,60			
VPA	R\$ 850.602.903,01		R\$ 902.657.641,63		6,1%	3,17%
VPB	R\$ 790.910.052,73		R\$ 831.214.007,97		5,1%	2,46%
Bolha Econômica	R\$ -					
RA0 GTF	R\$ 1.641.512.955,74					

* 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\$ 3.776.779,80	0,22%
Neutralidade - Total	R\$ (10.796.338,93)	-0,62%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	R\$ 3.627,45	0,00%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	R\$ (2.943,66)	0,00%
Déficit - Programa Luz Para Todos	R\$ 22.638.057,50	1,31%
Subsídio, reversão e previsão baixa renda	R\$ (28.633.035,19)	-1,65%
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	R\$ 815.326,38	0,05%
Subsídio, reversão e previsão irrigação e aquicultura - Res. 207/2006	R\$ 2.767.498,27	0,16%
Subsídio, reversão e previsão consumidor livre de fonte inc. - Res. 77/2004	R\$ 717.588,89	0,04%
Subsídio, reversão e previsão ger. de fontes inc. - Res. 77/2004	R\$ 139.030,46	0,01%
Ajuste de recontabilização do MCSD ex-post de 2010.	R\$ 5.395.225,01	0,31%
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	R\$ 9.926.377,06	0,57%
Previsão da sobrecontratação de energia	R\$ 5.092.629,67	0,29%
Exposição CCEAR entre Submercados	R\$ (1.123.793,69)	-0,06%
Total geral	R\$ 10.716.029,01	0,62%

TABELA III – CVA

QUADRO RESUMO	
Descrição	Valores (R\$)
CVA em processamento	3.776.779,80
CVA saldo a compensar	3.627,45
Total	3.780.407,25

Dados da CVA em Processamento

DESCRIÇÃO CVA	DELTA	30º DIA ANTERIOR	5º DIA UTIL ANTERIOR	12 MESES SUBSEQUENT
CVA CCC	(104.290,73)	(121.270,50)	(114.088,12)	(118.584,92)
CVA CONTA DES.ENERG - CI	904.334,90	942.729,00	947.571,02	984.919,67
CVA REDE BÁSICA	272.878,57	298.982,50	300.518,12	312.363,09
CVA COMPRA ENERGIA	(2.261.782,13)	(2.631.826,33)	(2.645.343,84)	(2.749.610,48)
CVA REPASSE ITAIPU				
CVA COMP. FINANCEIRA				
CVA TRANSPORTE ITAIPU				
CVA PROINFA	2.922.135,73	2.996.965,49	3.012.358,43	3.131.091,00
CVA ENCARGOS SERV SIST	2.014.776,79	2.122.289,07	2.132.546,76	2.216.601,43
CVA TOTAL DAS CVA's	3.748.053,12	3.607.869,23	3.633.562,37	3.776.779,80

Cálculo da CVA Saldo a Compensar

Valor da CVA 5º dia Útil do último IRT (R\$)		Valor da CVA Faturada (R\$)		
CVA TOTAL DAS CVA's	(7.474.693,98)	FATURADO	(7.919.102,89)	
Mês/Ano	Selic Efetiva*	CVA recebida total	CVA Saldo atualizado	CVA Saldo a Compensar
ago/11	1,01074063	(608.859,94)	(7.554.976,90)	(6.946.116,96)
set/11	1,00941761	(660.464,65)	(7.011.532,78)	(6.351.068,13)
out/11	1,00881955	(685.899,45)	(6.407.081,70)	(5.721.182,25)
nov/11	1,00860477	(669.323,27)	(5.770.411,71)	(5.101.088,43)
dez/11	1,00907328	(662.541,03)	(5.147.372,04)	(4.484.831,01)
jan/12	1,00891016	(652.043,98)	(4.524.791,57)	(3.872.747,59)
fev/12	1,00748773	(617.505,61)	(3.901.745,68)	(3.284.240,06)
mar/12	1,00821139	(648.606,13)	(3.311.208,24)	(2.662.602,12)
abr/12	1,00711876	(635.217,66)	(2.681.556,54)	(2.046.338,88)
mai/12	1,00744724	(692.880,39)	(2.061.578,45)	(1.368.698,06)
jun/12	1,00641503	(692.880,39)	(1.377.478,30)	(684.597,91)
jul/12	1,00679965	(692.880,39)	(689.252,94)	3.627,45

* 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	4.559.941
A1 (230 kV ou mais)	20.221
A2 (88 a 138 kV)	-
A3 (69 kV)	198.089
A3a (30 kV a 44 kV)	53.761
A4 (2,3 kV a 25 kV)	841.245
As	-
BT (menor que 2,3 kV)	3.446.626
SUPRIMENTO	-
CONSUMIDORES LIVRES	3.382
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	648
CONSUMIDOR GERADOR	-
TOTAL	4.563.971

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)
Residencial	2.135.404
Industrial	456.031
Comercial	918.859
Rural	169.589
Demais	880.059
TOTAL Cativo	4.559.941,23
Suprimento	-
CATIVO + SUPRIMENTO	4.559.941,23
Livres/Dist./Uso Ger.	4.030,00
TOTAL	4.563.971,23

Energia Destinada APE/PIE	
Mercado Total Baixa Renda GTF	877.659

RECEITA - RA0

DESCRIÇÃO	R\$
FORNECIMENTO	1.640.490.135,47
A1 (230 kV ou mais)	R\$ 2.873.462,41
A2 (88 a 138 kV)	R\$ -
A3 (69 kV)	R\$ 38.336.462,61
A3a (30 kV a 44 kV)	R\$ 13.223.088,77
A4 (2,3 kV a 25 kV)	R\$ 268.859.816,05
As	R\$ -
BT (menor que 2,3 kV)	R\$ 1.317.197.305,63
SUPRIMENTO	R\$ -
CONSUMIDORES LIVRES	R\$ 585.218,12
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	R\$ 140.707,39
USO GERAÇÃO	R\$ 296.894,76
TOTAL	1.641.512.955,74

Mercado Baixa Renda SRC

DESCRIÇÃO	MWh
Consumo mensal faixa 1	51.714,49
Consumo mensal faixa 2	377.263,22
Consumo mensal faixa 3	380.825,79
Consumo mensal faixa 4	109.053,53

* 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	Dispositivo Legal (DRP)
	Valores Faturados	Cobertura Tarifária		
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 50.502.627,05	R\$ 47.062.265,49	R\$ 26.203.555,93	Memorando SFF 1248/2012.
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 54.538.368,23	R\$ 50.677.703,79	R\$ 28.563.901,08	REH 1291/2012
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 4.073.893,41	R\$ 3.796.444,07	R\$ 4.222.403,87	Despacho SRE 2368/2012
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 9.885.548,96	R\$ 9.185.754,69	R\$ 10.485.064,96	REH 1243/2011
Compensação financeira - CFURH	R\$ -	R\$ -		
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	R\$ 12.764.337,93	R\$ 11.875.057,69	R\$ 24.201.307,99	Previsão SRE - JUL/2012
PROINFA	R\$ 16.589.466,61	R\$ 15.415.129,81	R\$ 19.870.189,18	REH 1244/2011
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	R\$ 19.391.090,44	R\$ 18.061.100,43	R\$ 19.043.803,87	Fórmula - Res. Normativa nº 316/2008
ONS	R\$ 60.199,60	R\$ 55.639,18	R\$ 58.019,45	Contribuição JUL/12 - JUN/13
Total de Encargos Tarifários	R\$ 167.805.532,22	R\$ 156.129.095,14	R\$ 132.648.246,34	
		ALÍQUOTA P&D (%)	1,13%	

Transporte de Energia	DRA	DRP	Dispositivo Legal (DRP)
Transporte de Itaipu	R\$ -	R\$ -	
Rede Básica Contratos Iniciais			
Rede básica	R\$ 63.015.340,41	R\$ 70.229.291,80	Memorando SRT 215/2012
Rede básica fronteira	R\$ 26.659.102,00	R\$ 26.315.177,33	Memorando SRT 215/2012
REDE BÁSICA ONS (A2)			
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)			
MUST ITAIPU	R\$ -	R\$ -	
Conexão	R\$ 5.118.831,53	R\$ 5.902.812,42	Memo SRT e REH 1313/2012
Uso do sistema de distribuição	R\$ 14.555.131,22	R\$ 16.059.984,38	
Total do Transporte de Energia	R\$ 109.348.405,16	R\$ 118.507.265,93	

Encargos Setoriais + Transporte	R\$ 277.153.937,38	R\$ 251.155.512,27	
--	---------------------------	---------------------------	--

TABELA VI – Rede Básica

REDE BÁSICA						
	Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$		MW
		DRA	DRP	DRA	DRP	Total
TP	B. ESPERANCA - 69 kV (A)	3.194,00	3.008,00	610.692,80	575.129,60	191,2
TP	BALSAS - 69 kV (A)	2.962,00	3.118,00	715.323,00	752.997,00	241,5
TP	COELHO NETO - 69 kV (A)	4.649,00	4.162,00	2.735.053,19	2.448.546,22	588,3
TP	IMPERATRIZ - 69 kV (A)	3.290,00	3.034,00	4.763.064,60	4.392.443,16	1447,7
TP	MIRANDA II - 13,8 kV (A)	3.961,00	3.552,00	275.566,77	247.112,64	69,6
TP	MIRANDA II - 138 kV (A)	3.961,00	3.552,00	6.302.584,76	5.651.800,32	1591,2
TP	MIRANDA II - 69 kV (A)	3.961,00	3.552,00	3.668.519,76	3.289.720,32	926,2
TP	P.DUTRA - 69 kV (A)	3.902,00	3.510,00	2.441.208,26	2.195.961,30	625,6
TP	PERITORO - 13,8 kV (A)	4.315,00	3.843,00	249.018,65	221.779,53	57,7
TP	PERITORO - 69 kV (A)	4.315,00	3.843,00	5.026.931,85	4.477.056,57	1165,0
TP	PORTO FRANCO - 138 kV (A)	4.205,00	3.716,00	1.545.758,00	1.366.001,60	367,6
TP	PORTO FRANCO - 69 kV (A)	4.240,00	3.743,00	1.090.740,00	962.886,75	257,3
TP	SAO LUIS I - 69 kV (A)	4.627,00	4.000,00	14.115.357,55	12.202.600,00	3050,7
TP	SAO LUIS III - 69 kV (A)	4.325,00	3.793,00	6.286.949,75	5.513.618,59	1453,6
TP	SCHINCARIOLMA - 230 kV (A)	4.513,00	4.029,00	214.999,32	191.941,56	47,6
TP	TERESINA - 69 kV (A)	4.404,00	3.969,00	2.857.843,68	2.575.563,48	648,9
TP	ENCRUZO - 69 kV (A)	0,00	3.883,00	-	237.639,60	61,2
TFP	ENCRUZO - 69 kV (A)	0,00	1.901,00	-	115.371,69	60,7
TFP	B. ESPERANCA - 69 kV (A)	590,00	1.425,00	113.516,00	274.170,00	192,4
TFP	BALSAS - 69 kV (A)	554,00	1.505,00	141.873,86	385.415,45	256,1
TFP	COELHO NETO - 69 kV (A)	888,00	2.010,00	516.931,44	1.170.081,30	582,1
TFP	IMPERATRIZ - 69 kV (A)	620,00	1.459,00	897.598,80	2.112.252,66	1447,7
TFP	MIRANDA II - 13,8 kV (A)	755,00	1.716,00	52.525,35	119.382,12	69,6
TFP	MIRANDA II - 138 kV (A)	755,00	1.716,00	1.201.325,80	2.730.430,56	1591,2
TFP	MIRANDA II - 69 kV (A)	755,00	1.716,00	699.250,80	1.589.290,56	926,2
TFP	P.DUTRA - 69 kV (A)	742,00	1.692,00	464.217,46	1.058.565,96	625,6
TFP	PERITORO - 13,8 kV (A)	825,00	1.857,00	47.610,75	107.167,47	57,7
TFP	PERITORO - 69 kV (A)	825,00	1.857,00	961.116,75	2.163.386,43	1165,0
TFP	PORTO FRANCO - 138 kV (A)	813,00	1.826,00	298.858,80	671.237,60	367,6
TFP	PORTO FRANCO - 69 kV (A)	820,00	1.841,00	210.945,00	473.597,25	257,3
TFP	SAO LUIS I - 69 kV (A)	892,00	1.949,00	2.721.179,80	5.945.716,85	3050,7
TFP	SAO LUIS III - 69 kV (A)	830,00	1.842,00	1.206.512,90	2.677.586,46	1453,6
TFP	SCHINCARIOLMA - 230 kV (A)	862,00	1.947,00	41.065,68	92.755,08	47,6
TFP	TERESINA - 69 kV (A)	834,00	1.911,00	541.199,28	1.240.086,12	648,9
Total/Tarifas Médias		2.462,42	2.744,32	63.015.340,41	70.229.291,80	25.590,82

* 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	
TP	B. ESPERANCA - 69 kV (A)	0,00	1.983,00	-	379.149,60	191,2
TP	BALSAS - 69 kV (A)	0,00	1.098,00	-	265.167,00	241,5
TP	COELHO NETO - 69 kV (A)	2.335,00	639,00	1.373.703,85	375.930,09	588,3
TP	IMPERATRIZ - 69 kV (A)	0,00	1.037,00	-	1.501.306,38	1447,7
TP	MIRANDA II - 13,8 kV (A)	927,00	1.092,00	64.491,39	75.970,44	69,6
TP	MIRANDA II - 138 kV (A)	1.769,00	2.161,00	2.814.762,04	3.438.496,76	1591,2
TP	MIRANDA II - 69 kV (A)	1.556,00	1.092,00	1.441.104,96	1.011.366,72	926,2
TP	P. DUTRA - 69 kV (A)	1.382,00	3.930,00	864.620,66	2.458.725,90	625,6
TP	PERITORO - 13,8 kV (A)	1.556,00	2.376,00	89.796,76	137.118,96	57,7
TP	PERITORO - 69 kV (A)	4.332,00	2.376,00	5.046.736,68	2.768.016,24	1165,0
TP	PORTO FRANCO - 138 kV (A)	2.366,00	1.479,00	869.741,60	543.680,40	367,6
TP	PORTO FRANCO - 69 kV (A)	2.366,00	1.986,00	608.653,50	510.898,50	257,3
TP	SAO LUIS I - 69 kV (A)	1.559,00	915,00	4.755.963,35	2.791.344,75	3050,7
TP	SAO LUIS III - 69 kV (A)	2.819,00	577,00	4.097.782,97	838.744,51	1453,6
TP	SCHINCARIOLMA - 230 kV (A)	953,00	0,00	45.400,92	-	47,6
TP	TERESINA - 69 kV (A)	1.054,00	612,00	683.961,68	397.139,04	648,9
TP	ENCRUZO - 69 kV (A)	0,00	611,00	-	37.393,20	61,2
TFP	ENCRUZO - 69 kV (A)	856,00	299,00	51.950,64	18.146,31	60,7
TFP	B. ESPERANCA - 69 kV (A)	500,00	1.005,00	96.200,00	193.362,00	192,4
TFP	BALSAS - 69 kV (A)	0,00	544,00	-	139.312,96	256,1
TFP	COELHO NETO - 69 kV (A)	185,00	323,00	107.694,05	188.027,99	582,1
TFP	IMPERATRIZ - 69 kV (A)	358,00	516,00	518.290,92	747.033,84	1447,7
TFP	MIRANDA II - 13,8 kV (A)	309,00	551,00	21.497,13	38.333,07	69,6
TFP	MIRANDA II - 138 kV (A)	275,00	1.075,00	437.569,00	1.710.497,00	1591,2
TFP	MIRANDA II - 69 kV (A)	309,00	551,00	286.183,44	510.314,16	926,2
TFP	P. DUTRA - 69 kV (A)	869,00	1.971,00	543.672,47	1.233.116,73	625,6
TFP	PERITORO - 13,8 kV (A)	477,00	1.200,00	27.527,67	69.252,00	57,7
TFP	PERITORO - 69 kV (A)	477,00	1.200,00	555.700,23	1.397.988,00	1165,0
TFP	PORTO FRANCO - 138 kV (A)	308,00	734,00	113.220,80	269.818,40	367,6
TFP	PORTO FRANCO - 69 kV (A)	569,00	981,00	146.375,25	252.362,25	257,3
TFP	SAO LUIS I - 69 kV (A)	190,00	458,00	579.623,50	1.397.197,70	3050,7
TFP	SAO LUIS III - 69 kV (A)	210,00	289,00	305.262,30	420.099,07	1453,6
TFP	SCHINCARIOLMA - 230 kV (A)	0,00	0,00	-	-	47,6
TFP	TERESINA - 69 kV (A)	172,00	308,00	111.614,24	199.867,36	648,9
Total/Tarifas Médias		1.041,74	1.028,31	26.659.102,00	26.315.177,33	25.590,82

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

TABELA VII – Conexão

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)
Diversos - CHESF	354.019,72	0,00	0,00	354.019,72
Diversos - Eletronorte	4.537.948,19	-2.943,66	0,00	4.535.004,53
Eletronorte - Contrato 007/2008	564.061,87	0,00	0,00	564.061,87
Encruzo	207.098,01	0,00	0,00	207.098,01
Eletronorte - Contrato 001/2009	239.684,63	0,00	0,00	239.684,63
0	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	5.902.812,42	-2.943,66	0,00	5.899.868,76

TABELA VIII – Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)

CUSD				
Contrato:		CEPISA 001/2006 - 69kV		
Mercado de Referência CEPISA 001/2006 - 69kV				
Tarifas Homol.	Ponta (R\$/kW)	F.Ponta (R\$/kW)	TUSD R\$/MWh	
Cobertura DRA	33,36	8,80		0
DRP	34,80	11,71		
Resultado - Despesa CEPISA 001/2006 - 69kV				
CUSD DRA		R\$ 8.778.513,04		
CUSD DRP		R\$ 9.684.265,69		
Energia Associada ao CUSD (MWh)				
Mercado de Referência CEPISA 001/2006 - 69kV				
Mês	Ponta kW	F.Ponta kW	Energia (MWh)	
ago-11	17.253,00	17.253,00		
set-11	17.253,00	17.253,00		
out-11	17.253,00	17.253,00		
nov-11	17.253,00	17.253,00		
dez-11	17.253,00	17.253,00		
jan-12	18.202,00	18.202,00		
fev-12	18.202,00	18.202,00		
mar-12	18.202,00	18.202,00		
abr-12	18.202,00	18.202,00		
mai-12	18.202,00	18.202,00		
jun-12	15.472,00	15.472,00		
jul-12	15.472,00	15.472,00		
Contrato:		CEPISA 001/2006 - 34,5kV		
Mercado de Referência CEPISA 001/2006 - 34,5kV				
Tarifas Homol.	Ponta (R\$/kW)	F.Ponta (R\$/kW)	TUSD R\$/MWh	
Cobertura DRA	40,94	12,83		0
DRP	42,65	15,88		
Resultado - Despesa CEPISA 001/2006 - 34,5kV				
CUSD DRA		R\$ 1.824.093,48		
CUSD DRP		R\$ 1.985.571,72		
Energia Associada ao CUSD (MWh)				
Mercado de Referência CEPISA 001/2006 - 34,5kV				
Mês	Ponta kW	F.Ponta kW	Energia (MWh)	
ago-11	2.904,00	2.904,00		
set-11	2.904,00	2.904,00		
out-11	2.904,00	2.904,00		
nov-11	2.904,00	2.904,00		
dez-11	2.904,00	2.904,00		
jan-12	3.048,00	3.048,00		
fev-12	3.048,00	3.048,00		
mar-12	3.048,00	3.048,00		
abr-12	3.048,00	3.048,00		
mai-12	3.048,00	3.048,00		
jun-12	2.082,00	2.082,00		
jul-12	2.082,00	2.082,00		
Contrato:		CEPISA 001/2006 - 13,8kV		
Mercado de Referência CEPISA 001/2006 - 13,8kV				
Tarifas Homol.	Ponta (R\$/kW)	F.Ponta (R\$/kW)	TUSD R\$/MWh	
Cobertura DRA	41,08	12,84		0
DRP	42,77	15,88		
Resultado - Despesa CEPISA 001/2006 - 13,8kV				
CUSD DRA		R\$ 3.387.362,24		
CUSD DRP		R\$ 3.684.510,30		
Energia Associada ao CUSD (MWh)				
Mercado de Referência CEPISA 001/2006 - 13,8kV				
Mês	Ponta kW	F.Ponta kW	Energia (MWh)	
ago-11	5.274,00	5.274,00		
set-11	5.274,00	5.274,00		
out-11	5.274,00	5.274,00		
nov-11	5.274,00	5.274,00		
dez-11	5.274,00	5.274,00		
jan-12	5.552,00	5.552,00		
fev-12	5.552,00	5.552,00		
mar-12	5.552,00	5.552,00		
abr-12	5.552,00	5.552,00		
mai-12	5.552,00	5.552,00		
jun-12	4.346,00	4.346,00		
jul-12	4.346,00	4.346,00		

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

Fl. 36 Nota Técnica nº 282/2012-SRE/ANEEL, de 13/8/2012.

 Contrato: **CELTINS DCG 215/2007**

Tarifas Homol.	Ponta (R\$/kW)	F.Ponta (R\$/kW)	TUSD R\$/MWh
Cobertura DRA	19,29	4,41	0
DRP	22,02	5,06	6,95

Resultado - Despesa CELTINS DCG 215/2007	
CUSD DRA	R\$ 565.162,46
CUSD DRP	R\$ 705.636,67

Energia Associada ao CUSD (MWh)	8.578,07
--	-----------------

Mercado de Referência CELTINS DCG 215/2007			
Mês	Ponta kW	F.Ponta kW	Energia (MWh)
ago-11	2.902,00	2.620,00	1.633,24
set-11	2.794,00	2.520,00	1.163,08
out-11	2.758,00	2.490,00	1.056,19
nov-11	2.758,00	2.490,00	976,31
dez-11	2.758,00	2.490,00	812,18
jan-12	2.758,00	2.490,00	583,17
fev-12	2.758,00	2.490,00	400,59
mar-12	900,00	1.140,00	436,16
abr-12	900,00	1.140,00	385,67
mai-12	900,00	1.140,00	377,16
jun-12	900,00	1.140,00	377,16
jul-12	900,00	1.140,00	377,16

* 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	734.596.616,12	111,33	6.728.636
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
Existente 2005-08 MR	158.684.746,44	91,17	1.740.537
1º Existente 2005-08	102.584.497,92	83,85	1.223.409
1º Existente 2006-08	108.867.883,07	98,17	1.108.982
1º Existente 2007-08	44.531.497,18	110,02	404.747
2º Existente 2008-08	25.045.629,80	118,05	212.170
4º Existente 2009-08	-	-	-
5º Existente 2007-08	2.265.496,90	140,09	16.171
MCS D 1º Existente 2005-08	2.725.058,44	83,25	32.733
MCS D 1º Existente 2006-08	1.176.337,28	97,03	12.123
MCS D 1º Existente 2007-08	48.418,56	108,84	445
MCS D 2º Existente 2008-08	89.585,48	118,41	757
MCS D 4º Existente 2009-08	847.597,64	132,54	6.395
MCS D 5º Existente 2007-08	738,73	138,52	5
1º Alternativa A-3 2010-15 OF	398.474,40	178,13	2.237
1º Alternativa A-3 2010-30 H	170.574,45	177,37	962
1º Nova A-3 2008-15 T	2.815.508,69	138,82	20.282
1º Nova A-3 2008-30 H	423.238,64	147,54	2.869
1º Nova A-4 2009-15 T	12.585.574,94	139,10	90.482
1º Nova A-4 2009-30 H	1.117.865,44	157,66	7.091
1º Nova A-5 2010-15 T	28.724.272,37	158,12	181.665
1º Nova A-5 2010-30 H	29.733.876,87	158,70	187.356
2º Nova A-3 2009-15 T	10.999.134,19	146,28	75.194
2º Nova A-3 2009-30 H	25.214.808,89	172,23	146.400
3º Nova A-5 2011-15 T	13.270.075,21	168,44	78.781
3º Nova A-5 2011-30 H	13.651.779,19	162,93	83.788
4º Nova A-3 2010-15 T	7.111.053,75	148,45	47.901
5º Nova A-5 2012-15 T	44.103.405,95	133,36	330.706
5º Nova A-5 2012-30 H	24.758.869,58	167,22	148.062
6º Nova A-3 2011-15 T	12.407.660,43	142,06	87.339
7º Nova A-5 2013-15 T	50.761.617,40	201,38	252.075
7º Nova A-5 2013-30 H	1.228.409,52	120,98	10.153
Madeira Jirau	3.501.307,36	88,83	39.418
Madeira Santo Antônio	4.743.876,24	100,99	46.974
Madeira Santo Antônio	7.745,19	100,99	77
CONTRATOS BILATERAIS			
ITAIPU	-	-	-
PROINFA	-	-	130.351
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
6. Sobra (+) / Exposição (-)	83.094.486,76	111,33	746.370
7. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA EM DRP	651.502.129,36	108,91	5.982.266

* 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	12,42%	12,42%	
Perdas na Rede Básica	2,22%	2,39%	
Perdas não Técnicas sobre BT	18,86%	16,22%	
Mercado BT	3.446.626	3.446.626	

PERDAS DE ENERGIA	PERDAS EM DRA		
	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
1.1 PERDAS		33,30%	1.518.593
Perdas na Rede Básica (%)		2,90%	132.013
Distribuição (%)	23,30%	30,41%	1.386.581
Perdas Técnicas (%)	12,38%	16,15%	736.547
Perdas não Técnicas (%)	10,96%	14,26%	650.034

	PERDAS EM DRP		
	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
		31,19%	1.422.325
		3,06%	139.639
	21,94%	28,13%	1.282.686
	12,38%	15,87%	723.643
	9,59%	12,26%	559.043

VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)	1.640.490.135,47	359,76	4.559.941
2.1 Fornecimento	1.640.490.135,47	359,76	4.559.941
2.2 Suprimento	-	-	-
2.3 Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.022.820,27	253,80	4.030
2.4 Consumidores Rede Básica			20.221
3. ENERGIA REQUERIDA DRA (1.1 + 2)			6.078.535
4. ENERGIA REQUERIDA DRP (1.2 + 2)			5.982.266

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