

Processo: 48500.003121/2010-89

Assunto: Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição — TUSD, fixação da receita anual das instalações de conexão e estabelecimento do valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica — TFSEE, referentes à Celg Distribuição S.A. - CELG-D.

## I. DO OBJETIVO

Esta nota técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2010 da **Celg Distribuição S.A. - CELG-D**, com a utilização da fórmula de cálculo do Índice de Reajuste Tarifário — IRT, acordo com o que estabelece a Cláusula Sétima do seu Contrato de Concessão nº. 063/2000.

## II. DOS FATOS

2. A Celg Distribuição S.A. - CELG-D, que atende 237 municípios goianos, o que corresponde a 98,7% do território do Estado. A tabela a seguir sintetiza o mercado atendido pela concessionária no ano de 2010.

Classe de Consumo	Número de Unidades Consumidoras	%	Consumo mensal de Energia Elétrica (MWh/mês)	%
Residencial	1.857.733	82,2%	280.920,79	33,8%
Industrial	10.675	0,5%	168.186,36	20,2%
Comercial, Serviços e Outras	211.208	9,3%	150.243,28	18,1%
Rural	160.012	7,1%	61.142,27	7,3%
Poder Público	15.569	0,7%	28.450,31	3,4%
Iluminação Pública	561	0,0%	43.055,12	5,2%
Serviço Público	1.916	0,1%	29.190,58	3,5%
Consumo Próprio	305	0,0%	530,62	0,1%
Rural Irrigante	2.304	0,1%	70.158,88	8,4%
<b>Total</b>	<b>2.260.283</b>	<b>100%</b>	<b>831.878,20</b>	<b>100%</b>

Font: SAMP/SAD - ago/2010

## Aspectos Contratuais

3. Em 25 de agosto de 2000 foi firmado o Contrato de Concessão nº 063/2000 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Celg Distribuição S.A. - CELG D. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da concessão de que a mesma é titular. O mencionado contrato estabelece, 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 24 de agosto de 2005 foi assinado o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 063/2000, 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 13 de abril de 2010 foi assinado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 63/2000, o qual dá nova redação a Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, alterando a forma de cálculo dos reajustes tarifários anuais visando a neutralidade dos Encargos Setoriais da Parcela A.

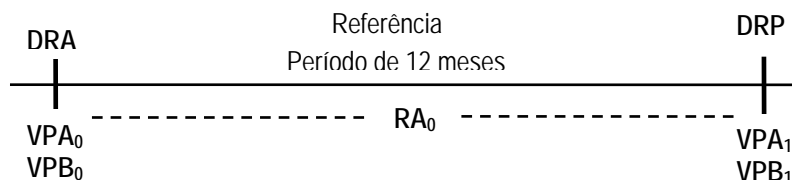
## Aspectos Metodológicos

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 das tarifas estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período 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 restabelecer o poder de compra da receita da concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Acontece anualmente, exceto no ano de revisão tarifária, na data de aniversário do contrato. Para aplicação dessa fórmula, são calculados todos os custos da Parcela A. Os outros custos, constantes da Parcela B, são corrigidos pelo IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas. A correção da Parcela B ainda depende do Fator X, índice fixado pela ANEEL por ocasião da revisão tarifária periódica. Sua função é compartilhar com o consumidor os ganhos de eficiência e competitividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

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



10. As novas tarifas são calculadas na Data do Reajuste em Processamento (DRP) mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT), assim definido:

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

onde:

VPA<sub>1</sub> - 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;

RA<sub>0</sub> - 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;

VPB<sub>0</sub> - Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior", e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA<sub>0</sub> - 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.

### Nova metodologia de cálculo do Reajuste Tarifário Anual (IRT)

11. A Diretoria Colegiada da ANEEL, em reunião pública realizada no dia 2 de fevereiro de 2010, aprovou por unanimidade o Termo Aditivo aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, cuja finalidade é aprimorar 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.

12. Em 01 de abril de 2010 a CELG assinou o referido termo aditivo na forma do terceiro termo aditivo ao seu Contrato de Concessão. Portanto, no atual reajuste está se considerando a nova metodologia de cálculo com seus efeitos vigentes a partir da data da assinatura do aditivo.

13. Foi parcialmente alterada a redação das Subcláusulas Quinta e 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:

*VPA<sub>0</sub>: 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 o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e*

*(iii) Para os demais itens da "Parcela A": valores resultantes da aplicação das tarifas correspondentes aos itens, vigentes na "Data de Referência Anterior", ao "Mercado de Referência".*

*VPB<sub>0</sub>: Valor da "Parcela B" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:*

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

14. 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, cujos custos, por serem fixos, não variam na mesma proporção do mercado, atendendo, desse modo, os objetivos de eliminar o efeito tarifário causado pela atual metodologia de cálculo do reajuste anual e assegurar a neutralidade dos citados itens de custos não gerenciáveis da "Parcela A".

15. O aprimoramento da metodologia do reajuste tarifário anual consolida-se com o procedimento de cálculo previsto na nova Subcláusula Décima - Oitava da Cláusula Sétima, a saber:

***Subcláusula Décima - Oitava*** - Fica assegurada à CONCESSIONÁRIA, nos processos de revisão e reajuste tarifário, a neutralidade dos itens não gerenciáveis da "Parcela A" a partir de janeiro de 2010, com relação à variação de mercado, correspondente aos seguintes custos: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Encargo de Energia de Reserva - EER; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no período de referência e os respectivos valores

*contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, devidamente atualizadas com base na taxa de juros SELIC.*

### Inadimplemento da concessionária

16. Desde o ano de 2006 a CELG-D encontra-se inadimplente com suas obrigações intra-setoriais relacionadas ao recolhimento de Encargos Setoriais. De tal maneira que a concessionária encontra-se desde então impossibilitada de reajustar os seus níveis de tarifas, em conformidade com as disposições constantes do art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, alterado pelo art. 7º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, conforme trecho a seguir transcrito:

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

17. Assim, por força da Lei, a CELG ficou impossibilitada de aplicar os Reajustes Tarifários homologados pela Aneel nos anos de 2007 e 2008, bem como a sua Revisão Periódica de 2009, e vem praticando desde então o nível tarifário homologado no Reajuste Anual de 2006.

### Revisão Tarifária Periódica de 2009

18. Em 08 de setembro de 2009, por meio da Resolução Homologatória nº 879, a ANEEL publicou o resultado da 2ª Revisão Tarifária Periódica da CELG, com vigência a partir de 12 de setembro de 2009. A referida revisão teve caráter definitivo apenas em relação ao cálculo do reposicionamento econômico e Fator X, restando o montante de componentes financeiros em caráter provisório em função de pendência com quanto a forma de apuração dos mesmos na situação de inadimplência em que a CELG se encontrava.

19. A referida Resolução publicou o valor **definitivo** do componente “Xe” do “Fator X” em 0,0%, a ser aplicado como redutor da “Parcela B” da receita da concessionária, nos reajustes tarifários anuais de 2010 a 2013.

## III. DA ANÁLISE

### III.1. Proposta da Concessionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2010

20. Por meio da Carta PR-1387/10, datada de 10 de agosto de 2010, a CELG encaminhou à ANEEL o seu pleito de Reajuste Tarifário Anual para o ano de 2010. O pleito mais uma vez aborda a forma de apuração e tratamento dos componentes financeiros, discutida na revisão de 2009.

21. Resumidamente a concessionária alega que o procedimento adotado pela ANEEL para apuração dos Deltas das CVA's não garante, em função de sua inadimplência, a recuperação integral de suas despesas de “Parcela A” na medida em que estão sendo aferidas as diferenças com base nos preços médios

homologados na data do último reajuste tarifário, procedimento este que, na opinião da CELG, só seria válido para as concessionárias distribuidoras adimplentes.

22. De acordo com a concessionária a Aneel deve garantir que concessionária tenha “neutralidade dos itens de parcela A” nos processos tarifários e nesse sentido propõe uma forma alternativa de cálculo da CVA para o seu caso, considerando como cobertura tarifária aquela considerada no reajuste anual de 2006. Propõe também que esse procedimento se estenda para os demais financeiros. A seguir transcrevem-se alguns trechos do pleito da concessionária que resumem a sua linha de argumento:

*“Considerando a situação de inadimplência da CELG D, o mecanismo atual de apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A CVA não garante a neutralidade da Parcela A. Embora a cobertura tarifária efetiva esteja vinculada ao IRT de 2006, por força do congelamento imposto na forma da lei, os custos dos itens que a compõem estão sendo majorados a cada ciclo tarifário, e sendo considerados pela ANEEL nos cálculos dos Deltas das CVAs nos IRTs de 2007, 2008 e Revisão de 2009.”*

*(...)*

*“Desta forma, a CELG D, desde setembro de 2007, está impossibilitada de repassar a variação de custos da Parcela “A”, não permitindo a sua “neutralidade” o que contraria todos os dispositivos legais e o próprio Contrato de Concessão não permitindo, de fato, o equilíbrio econômico-financeiro, garantido pela Constituição Federal.”*

*(...)*

*“Face ao exposto, a proposta da CELG D para garantir a neutralidade dos itens da Parcela A seria adotar no cálculo de apuração da CVA para os reajustes de 2007, 2008, revisão 2009 e reajuste de 2010, os valores dos itens da Parcela A homologados em DRP do Reajuste Tarifário de 2006, já que a receita para cobrir eventuais custos da Parcela A reporta-se a base tarifária de 2006.”*

23. Acrescenta ainda, que pelas mesmas razões, a concessionária vem deixando de recuperar demais componentes financeiros ordinários, incluídos nas tarifas, mas não praticados pela CELG-D, nos reajustes e revisões homologados no período de inadimplência. Pede então que todos os demais componentes pertencentes aos cálculos tarifários de 2007, 2008 e 2009 sejam recalculados para inclusão no processo desse ano, considerando a cobertura tarifária dada no reajuste de 2006.

24. Isto posto, a CELG-D solicita um Reajuste Tarifário Anual médio de **38,24%**, a ser aplicado às suas tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 12 de setembro de 2010. O percentual médio pleiteado pela Concessionária reflete a variação dos seguintes itens:

- a) Índice de Reajuste Tarifário — IRT econômico, de **14,98%**;
- b) Componentes Financeiros externos no valor de **23,25%**, dentre os quais se destacam:
  - i. CVA em processamento, de **6,09%**;
  - ii. Saldo a compensar das CVAs de 2007-2009, de **7,9%**;
  - iii. Perdas Receita Parcela A 2007 - 2008 – 2009, de **4,78%**;
  - iv. Demais Financeiros 2007-2009, de **-0,19%**;
  - v. Déficit do Programa Luz para Todos 2007-2010; de **1,68%**;
  - vi. Financeiros referentes a tarifas subsidiadas (Irrigantes, Geradores, Baixa Renda, Suprida), de **2,25%**;
  - vii. Neutralidade de Encargos Setoriais - aditivo, de **0,15%**;
  - viii. Demais componentes financeiros 2010, de **0,59%**.

25. Diferente do procedimento usual a concessionária também incluiu em seu pleito os componentes financeiros apurados no processo corrente e também financeiros referente aos processos tarifários de 2007, 2008 e 2009 que não foram compensados em função da sua situação de inadimplência. A concessionária incluiu ainda um financeiro adicional denominado “Perdas de Receita de Parcela A” decorrente do “congelamento” dos Reajustes tarifários de 2007, 2008 e da Revisão Tarifária de 2009.

26. Registre-se que no cálculo da CVA a compensar, bem como em todos os demais financeiros pleiteados, as diferenças apuradas pela CELG foram calculadas tendo como base a cobertura tarifária concedida no Reajuste Tarifário Anual de 2006.

27. Na apuração da sua Receita Anual — RA<sub>0</sub>, a CELG utilizou valores projetados para os meses de julho e agosto de 2010 em relação aos montantes de energia e de demanda faturados. Também considerou em seus cálculos valores estimados para a variação do IGP-M e do IPCA.

### III.2. Precedentes

28. A Superintendência de Regulação Econômica — SRE, em reunião realizada nos dias 24 de julho e 1 de setembro, na sede da ANEEL, procurou prestar aos técnicos da CELG os esclarecimentos cabíveis quanto à metodologia a ser adotada na definição do índice de reajuste tarifário anual.

29. Consultado em 24 de agosto o aplicativo da ANEEL gerenciado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira — SFF, denominado “Inadimplentes do Setor Elétrico”, constatou-se que a CELG, conforme as disposições constantes do art. 10 da Lei n.º 8.631, de 4 de março de 1993, alterado pelo art. 7.º da Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, **encontra-se inadimplente, nesta data**, com as obrigações relacionadas no referido dispositivo legal.

30. Para análise do pleito da concessionária é preciso remeter aos instrumentos legais e regulamentares que dispõe sobre o tema em questão.

31. Primeiramente, a Lei n.º 8.631, de 04 de março de 1993, estabelece em seu Art. 10 que o inadimplemento pelas concessionárias de suas obrigações intra-setoriais acarretará à **impossibilidade de revisão, exceto a extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas**. A primeira consideração que se deve fazer a acerca desse regulamento é que tal limitação se restringe à concessionária, e não à Aneel. Fica a concessionária impedida de rever e reajustar a sua tarifa, não obstante deve a Aneel, em observância ao que dispõe o contrato de concessão e a legislação pertinente, efetuar os cálculos de revisão e reajuste, homologar e publicar as tarifas resultantes. Seria incoerente supor o contrário uma vez que os cálculos tarifários obedecem a um rito processual específico, de grande interação e troca de informações entre a Aneel e a concessionária, com data e etapas previstas no Contrato de Concessão e demais regulamentos pertinentes. A Aneel deve cumprir tal procedimento de acordo com o estabelecido e publicar as tarifas resultantes, mesmo em casos de inadimplência, cabendo a concessionária aplicá-las de imediato no momento em que tornar-se inadimplente.

32. Outro ponto de que deve ser destacado é o caráter punitivo da referida Lei haja vista que no momento de sua publicação não existia qualquer mecanismo de compensação de diferenças futuras no processo tarifário. Ou seja, impedir a concessionária de reajustar as suas tarifas significava imputar à mesma perda de receita sem possibilidade de recuperação futura.

33. Nesse contexto, ainda que existam hoje, mecanismos de compensação tarifária representados nos componentes financeiros não cabe usá-los para reversão da perda imputada a concessionária pela sua inadimplência e, assim, anular o efeito pretendido pela Lei 8.631.

34. Ademais, sendo o intuito da Lei a punição à concessionária na forma da não aplicação dos seus reajustes e revisões e sendo os componentes financeiros nada mais que um efeito integrante de tais processos, depreende-se que a punição imposta se estende também a estes.

35. Não há, portanto, que se falar em recomposição das perdas nem tampouco do suposto desequilíbrio incorrido pela concessionária durante o período de sua inadimplência. O desequilíbrio ocorrido decorreu de suas próprias ações e não cabe à Aneel restabelecê-lo.

36. Cabe a Aneel zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro da concessão e não da concessionária e estabelecer as tarifas de equilíbrio em conformidade com o que está estabelecido no Contrato de Concessão. Nesse sentido a Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação, também é clara ao definir em seu Art. 10:

37. *"Art. 10. Sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro."*

38. A concessionária tinha ciência da Lei e das conseqüências dos seus atos e recebeu, à época, cobertura tarifária necessária para cumprimento de suas obrigações, mas optou por não fazê-lo. Não é razoável que seja agora atribuído ao consumidor a responsabilidade de recompor tais perdas de receita, que ocorreram tão-somente devido à gestão ineficiente ou temerária da distribuidora e por força de impedimento estabelecido em Lei, ou seja, as tarifas que vem sendo pagas pelos consumidores finais da CELG-D não estão inferiores para que sejam ressarcidas em momento futuro, mas, sim, estão inferiores porque a Lei assim determinou.

39. Conclui-se que a Aneel cumpriu o seu papel ao homologar os reajustes e as tarifas necessárias para garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão previsto no Contrato de Concessão. O fato da concessionária não ter praticado tais tarifas por razões externas ao processo tarifário **não lhe garante o direito à restituição da correspondente perda de receita.**

40. Sob essa ótica, o Reajuste Anual de 2010 da CELG-D deve ser calculado de acordo com os procedimentos normais previstos nos regulamentos e as perdas de receita passadas não devem ser consideradas. Os financeiros considerados no atual processo devem se restringir apenas a os financeiros correntes, pertencentes ao Reajuste de 2010.

41. No tocante à CVA, os cálculos realizados pela SRE para apuração dos saldos das Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, da CELG-D e de todas as demais distribuidoras, sempre foram embasados no disposto na Portaria Interministerial MF/MME nº 025, de 24 de janeiro de 2002, que em seu art. 2º diz o seguinte:

42. *"Art. 2º. O saldo da CVA é definido como o somatório das diferenças, positivas ou negativas, entre o valor do item na data do último reajuste tarifário da concessionária de distribuição de energia elétrica e o valor do referido item na data de pagamento, acrescida da respectiva remuneração financeira."*

43. No caso da CELG-D existem ainda faturas de CCC, CDE, PROINFA e de energia proveniente de Itaipu, referente a reajustes anteriores que não foram contabilizados na CVA por conseqüência do não pagamento. Contudo, dado o caráter punitivo da restrição prevista no art. 10 da Lei nº 8.631/1993, os pagamentos relativos a meses de competência anteriores ao período de fiscalização pertencente ao Reajuste Tarifário em processamento não poderão ser considerados para fins de apuração da CVA atual nem subsequentes da CELG-D, sob a pena de estarmos restituindo parcela da perda imputada.

44. Assim, para fins de apuração da CVA em Processamento da CELG-D, foram considerados apenas os pagamentos correspondentes aos meses de competência pertencentes ao atual período de



fiscalização, qual seja, aquele que compreende os meses de competência, vencíveis entre o 29º dia anterior à data do último cálculo tarifário homologado e o 30º dia anterior à data do reajuste tarifário em processamento.

### III.3. Período de Referência

45. O período de referência para o reajuste da CELG é de setembro/2009 a agosto/2010.

### III.4. Fator X

46. Por meio da Resolução Homologatória nº 785, de 24 de abril de 2009, foi homologado o resultado da Revisão Tarifária Periódica de 2009 da CELG. O componente Xe do “Fator X”, contudo, foi definido em caráter definitivo, no valor de 0,0%, a ser aplicado como redutor da “Parcela B” nos reajustes tarifários anuais de 2010 a 2013.

47. Esclarecido que 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, foi considerado no atual cálculo tarifário da CELG o **Fator X de 0,95%**, sendo o componente **Xe = 0,00%** e o componente **Xa = 0,95%** (variação em 12 meses do IGP-M = **6,99%** e do IPCA = **4,62%**).

### III.5. Cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2010

48. O Reajuste Tarifário Anual da CELG, calculado pela Superintendência de Regulação Econômica — SRE, para aplicação em 12 de setembro de 2010, resultou no percentual total de **13,73%**, sendo **11,00%** relativos ao cálculo econômico e **2,73%** referentes aos componentes financeiros, conforme abaixo:

- a) Índice de Reajuste Tarifário Anual — IRT econômico, de **11,00%**;
- b) CVA em Processamento, de **-0,366%**;
- c) Saldo a compensar da CVA do ano anterior, de **1,048%**;
- d) Subsídios na TUSD referente a fontes incentivadas (Res. 77/2004), de **0,284%**;
- e) Subsídio referente a consumidores Baixa Renda, de **0,400%**;
- f) Subsídio referente a descontos concedidos para Irrigação e Aqüicultura ,de **0,867%**;
- g) Subsídio TUSDfioB-Suprida ,de **0,505%**;
- h) Déficit do Programa Luz Para Todos, de **0,021%**;
- i) Repasse da sobrecontratação de energia, de **-0,187%**;
- j) Diferença de preços entre submercados, de **0,009%**;
- k) Parcela de ajuste de fronteira e conexão, de **0,07%**;
- l) Neutralidade de Encargos Setoriais, **-0,120%**;
- m) Ajuste Fin. concatenação - CUSD, de **0,028%**;
- n) Ajuste financeiro P&D, Eficiência Energética, de **0,178%**;
- o) Finc. consumidor A1, de **-0,003%**.

49. O índice médio final do reajuste, de **13,73%**, foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado no período de setembro de 2009 a agosto de 2010, com variação de **6,99%**, do qual foi deduzido o fator X de **0,95%**, resultando um percentual de **6,04%** a ser aplicado para atualizar a parcela B da receita da Concessionária.

### III.5.1. Receita Anual

50. No cálculo da Receita Anual – RA<sub>0</sub> da CELG, na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência, foi considerado o valor de **R\$ 2.154.407.652,97**, obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF enviado pela concessionária.

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)	R\$
<b>FORNECIMENTO</b>	<b>9.032.967</b>	<b>2.068.928.439,82</b>
A1 (230 kV ou mais)	821	185.544,90
A2 (88 a 138 kV)	350.582	57.531.917,69
A3 (69 kV)	102.750	17.531.442,26
A3a (30 kV a 44 kV)	740.645	130.209.110,82
A4 (2,3 kV a 25 kV)	2.256.328	419.958.435,39
As	-	-
BT (menor que 2,3 kV)	5.581.841	1.443.511.988,76
<b>SUPRIMENTO</b>	<b>80.371</b>	<b>15.039.872,18</b>
<b>CONSUMIDORES LIVRES</b>	<b>637.815</b>	<b>42.991.173,84</b>
<b>CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO</b>	-	-
<b>USO GERAÇÃO</b>	-	27.448.167,13
<b>TOTAL</b>	<b>9.751.153</b>	<b>2.154.407.652,97</b>

### III.5.2. Encargos

51. Os Encargos Setoriais, RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, ONS, PROINFA e ESS são definidos em Leis, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL, e não representam ganhos de receita para a concessionária, pois seus valores são repassados integralmente.

52. A **Reserva Global de Reversão – RGR**, criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. As quotas anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução nº 23/2009, são definidas com base em 2,5% do investimento “pro rata tempore”, observado o limite de 3,0% das receitas de cada concessionária, constantes das contas “Fornecimento”, “Suprimento”, “Receita de Uso da Rede Elétrica” e “Serviço Taxado” constantes na “Receita Líquida” de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia.

53. A **Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC**, criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis

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

54. **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.

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

56. **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.

57. A Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRÁS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto no 5.025/2004, sendo suas quotas determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL n.º 127/2004.

58. **O Encargo de Serviços do Sistema – ESS** representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN para o atendimento da carga, apurado pela CCEE e pago pelos agentes da categoria de consumo (distribuição, autoprodutores e comercialização) aos agentes de geração que prestaram serviços não remunerados pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL n.º 109/2004. O ESS divide-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. Esse último inclui o cálculo do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão, gasto com investimentos para prestação de serviços ancilares e custo de operação como compensador síncrono, conforme Resoluções ANEEL n.º 265/2003 e n.º 688/2003.

59. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** 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, conforme determinam a Resolução ANEEL nº 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL nº 316/2008.

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

- *Neutralidade dos Encargos Setoriais*

61. 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.

62. Basicamente, o procedimento de cálculo ora introduzido busca assegurar que: (i) a neutralidade prevista na citada Subcláusula produza efeitos financeiros a partir de um mesmo mês para todas as concessionárias (fevereiro/2010), independentemente da data de reajuste contratual, proporcionando um tratamento tarifário isonômico em todas as concessões; (ii) o cálculo leve em consideração a variação de mercado, comparando os respectivos valores faturados de cada item no período de referência com os correspondentes valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, ou seja, o tratamento tarifário referente às perdas irre recuperáveis (inadimplência) permanece sendo objeto de regulamentação no âmbito das revisões periódicas; e (iii) as diferenças apuradas serão atualizadas também com base na taxa de juros SELIC, de modo a compatibilizar o cálculo da referida neutralidade com aquele adotado na apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, de que trata a Portaria Interministerial MF/MME nº 025/2002, por ambas possuírem características e finalidades análogas e complementares.

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

Encargos Setoriais	DRA	
	DRA	DRP
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 19.376.157,61	R\$ 6.821.135,82
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 57.798.278,78	R\$ 131.365.563,92
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 4.196.952,70	R\$ 4.923.242,52
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 84.147.155,31	R\$ 91.833.545,70
Compensação financeira - CFURH	R\$ -	R\$ -
ESS/EER	R\$ 19.251.239,73	R\$ 49.406.933,05
PROINFA	R\$ 38.897.033,35	R\$ 46.033.261,48
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	R\$ 20.534.617,98	27.915.175,14
ONS	R\$ 106.804,39	R\$ 104.554,86
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>R\$ 244.308.239,85</b>	<b>R\$ 358.403.412,50</b>

64. Para fins de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da Neutralidade dos encargos setoriais e da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVAess/eer do próximo reajuste da concessionária, foi considerada a previsão do custo anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER da CELG, no valor de R\$ 49.406.933,05, aí incluídos 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.

65. 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 tiverem eventual perda de receita decorrente da arrecadação de ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

66. Quanto à quota da RGR, vale ressaltar que esta se refere apenas ao período de setembro/2010 a dezembro/2010, em atendimento ao disposto na Lei nº 10.438/2002, que determina o término deste encargo para o final do exercício 2010.

### III.5.3. Transmissão de Energia

67. Os custos com transporte de energia elétrica cobrem a transmissão da energia das usinas até as redes de distribuição da concessionária, sendo compostos por: Rede Básica, Conexão, Transporte de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição, não constituindo ganhos de receita para a concessionária.

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

69. O **Custo de Conexão** refere-se ao uso, 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.

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

71. 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.

72. Os custos associados às instalações de transmissão (Rede Básica e Conexão/DIT), informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, por meio do Memorando nº 266/2010-SRT/ANEEL, de 12 de agosto de 2010, são detalhados nas tabelas abaixo.

<b>Transporte de Energia</b>	<b>DRA</b>	<b>DRP</b>
REDE BÁSICA NODAL	102.846.477,04	99.376.352,08
REDE BÁSICA DE FRONTEIRA	29.669.069,28	32.166.277,28
MUST ITAIPÚ	14.635.305,84	13.773.866,43
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 147.150.852,16</b>	<b>R\$ 145.316.495,79</b>

<b>Encargo de CONEXÃO</b>	<b>A preços de 1/06/2010</b>	<b>Valor concatenado na data do reajuste</b>
CELG-D P/ CELG-G&T	184.117,42	187.401,16
CELG-D P/ CEMIG T	196.890,96	200.402,52
CELG-D P/ FURNAS	988.931,39	1.006.569,01
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.369.939,77</b>	<b>R\$ 1.394.372,68</b>

73. A SRT também informou o valor de R\$ 675.425,28 (base junho/2010), que está descrito no ANEXO VIII da Nota Técnica nº 071/2010-SRT/ANEEL, de 22 de julho de 2010, e será devolvido pelas transmissoras à concessionária, o qual está sendo deduzido da estimativa inicial dos custos de rede básica, de modo a ser revertido aos consumidores da CELG em consonância com a decisão da Diretoria Colegiada da ANEEL sobre o reajuste da CEMAT, em 6 de abril de 2010, sobre a transição (sincronização) da TUSDg como estabelecida na REN nº 166/2005 para aquela calculada de acordo com a metodologia da REN nº 349/2009.

74. Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009, que estabeleceu os critérios para o cálculo locacional da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às centrais geradoras – TUSDg conectadas no nível de tensão A2 (138 kV ou 88 kV), a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD informou por meio do Memorando nº 358/2010-SRD/ANEEL, de 1 de setembro de 2010, o valor da componente tarifária TUSDg-ONS, calculada com base no orçamento

anual do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, de forma proporcional aos Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão – MUST e de Distribuição – MUSD contratados pelas centrais geradoras, que, após atualizado pela variação do IGPM até setembro/2010, totalizou R\$ 4.473.065,91 , ora considerado no atual reajuste.

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

<b>Transporte de Energia</b>	<b>DRA</b>	<b>DRP</b>
Transporte de Itaipu	R\$ 16.041.225,85	R\$ 17.024.344,62
Rede Básica Contratos Iniciais	R\$ -	R\$ -
Rede básica	R\$ 102.846.477,04	R\$ 98.700.926,80
Rede básica fronteira	R\$ 29.669.069,28	R\$ 32.166.277,28
REDE BÁSICA ONS (A2)	R\$ 638.348,16	R\$ 1.241.313,11
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	R\$ 3.222.591,24	R\$ 3.231.752,80
MUST ITAIPU	R\$ 14.635.305,84	R\$ 13.773.866,43
Conexão	R\$ 1.241.897,92	R\$ 1.394.372,68
Uso do sistema de distribuição	R\$ 14.659.977,87	R\$ 14.648.786,74
<b>Total do Transporte de Energia</b>	<b>R\$ 182.954.893,20</b>	<b>R\$ 182.181.640,46</b>

#### III.5.4. Compra de Energia

76. 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.

77. 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”.

78. 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.

79. 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.

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

I -

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

81. Cabe à ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas elétricas de distribuição das concessionárias. Denominam-se perdas elétricas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas dissipadas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas são o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; já as perdas não técnicas são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

82. 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:

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

83. 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.

84. Cabe ressaltar que o referencial para o índice de perdas técnicas é a energia injetada na concessionária, enquanto para perdas não técnicas o referencial é o nível de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão. A tabela abaixo apresenta os valores para o atual reajuste tarifário da CELG.

Descrição	DRA	DRP
Perdas Técnicas	9,26%	9,26%
Perdas na Rede Básica	2,42%	2,43%
Perdas não Técnicas sobre BT	3,88%	3,88%

85. Para a obtenção da energia requerida a ser considerada, tanto na Data de Reajuste Anterior – DRA como na Data de Reajuste em Processamento – DRP, é necessário proceder ao cálculo das perdas físicas (MWh) regulatórias, de acordo com as respectivas perdas percentuais determinadas na última revisão tarifária e somar o mercado de venda da concessionária. Sendo assim são apresentadas as energias requeridas em DRA e em DRP na tabela abaixo:



Descrição	DRA	DRP
Fornecimento (MWh)	9.032.966,96	
Suprimento (MWh)	80.370,71	
Consumidores Livres (MWh)	637.815,00	
Consumidores Rede Básica (MWh)	821,47	
<b>Mercado Total</b>	<b>9.113.337,67</b>	<b>9.113.337,67</b>
Perdas Rede Básica (MWh)	250.398	251.433
Perdas na Distribuição (MWh)	1.233.696	1.233.696
<i>Perdas Técnicas (MWh)</i>	1.017.121	1.017.121
<i>Perdas não Técnicas (MWh)</i>	216.575	216.575
<b>Perdas Totais</b>	<b>1.484.095</b>	<b>1.485.129</b>
<b>Energia Requerida</b>	<b>10.597.432</b>	<b>10.598.467</b>

### III.5.4.2. Valoração da Compra

86. O art. 36 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, estabelece que a ANEEL autorizará o repasse a partir do ano-base "A" dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os arts. 15, 27 e 32 do mesmo Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, assegurando a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica.

87. Os atuais contratos se classificam nas modalidades a seguir:

- Contratos Bilaterais (CB) – são os contratos firmados a partir da livre negociação entre os agentes, antes da Lei nº 10.848/2004. As contratações de energia de Geração Distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei nº 10.848/2004 também são classificadas como Contratos Bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor a 500 GWh/ano. A Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005 estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída.
- Contratos de Leilões (CL) – são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto nº 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE (hoje Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).
- Contratos de ITAIPU (IT) – referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006.
- CCEAR – são contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto nº 5.163/2004.

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

88. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia em DRA, de acordo com o Contrato de Concessão, é obtido por meio dos montantes de energia requerida, valorados pelo preço médio de repasse do reajuste tarifário anterior, o qual foi calculado conforme a tabela a seguir:

<b>CÁLCULO DA DESPESA COM COMPRA DE ENERGIA DRA</b>	
Mercado Cativo + Suprimento (MWh)	9.113.338
Perdas Regulatórias (MWh)	1.484.095
Energia Requerida (MWh)	10.597.432
Tarifa média de compra DRA (R\$/MWh)	89,90
Despesa com compra de energia DRA (R\$)	R\$ 952.672.565,57

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

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

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

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

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

91. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e energia requerida, ambos do período de referência. A energia disponível é igual ao somatório de geração própria, CCEAR, compra de energia de contratos bilaterais e quota de energia de Itaipu e do Proinfa.

<b>BALANÇO DRP</b>	<b>Energia (MWh)</b>
<b>1. PERDAS</b>	<b>1.485.129</b>
Perdas na Rede Básica (%)	251.433
Distribuição (%)	1.233.696
Perdas Técnicas (%)	1.017.121
Perdas não Técnicas (%)	216.575
<b>2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)</b>	<b>9.113.338</b>
2.1 Fornecimento	9.032.967
2.2 Suprimento	80.371
<b>3. ENERGIA REQUERIDA</b>	<b>10.598.467</b>
<b>4. ENERGIA DISPONÍVEL</b>	<b>11.297.562</b>
<b>5. SOBRAS (4. - 5.)</b>	<b>699.095</b>

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

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra (MWh)
<b>Energia Contratada</b>	<b>1.098.092.636,73</b>	<b>99,34</b>	<b>11.297.562,47</b>
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>			
1º Existente 2005-08	211.591.499,83	74,71	2.832.213,25
1º Existente 2006-08	123.811.313,21	87,47	1.415.542,18
1º Existente 2007-08	128.718.294,40	98,03	1.313.090,25
2º Existente 2008-08	45.120.474,23	105,17	429.005,58
4º Existente 2009-08	26.248.542,83	117,73	222.963,61
MCS D 1º Existente 2005-08	16.518.431,94	73,69	224.172,06
MCS D 1º Existente 2006-08	19.446.004,32	86,08	225.896,43
MCS D 1º Existente 2007-08	4.055.531,02	96,76	41.912,75
MCS D 2º Existente 2008-08	6.830.062,37	103,75	65.830,95
MCS D 4º Existente 2009-08	9.938.937,43	116,76	85.122,10
MCS D 5º Existente 2007-08	434.103,12	123,08	3.527,14
(VR) 1º Nova A-5 2010-15 T	40.621.941,65	145,41	279.360,38
(VR) 1º Nova A-5 2010-30 H	41.894.322,93	145,41	288.110,64
(VR) 3º Nova A-5 2011-15 T	10.072.673,61	142,76	70.555,58
(VR) 3º Nova A-5 2011-30 H	10.712.806,13	142,76	75.039,48
(VR) 4º Nova A-3 2010-15 T	15.978.414,53	145,41	109.884,85
(VR) 6º Nova A-3 2011-OF15	20.547.796,81	142,76	143.930,18
1º Alternativa A-3 2010-15 T A	974.967,13	157,23	6.200,90
1º Alternativa A-3 2010-30 H A	321.983,89	158,03	2.037,44
1º Nova A-3 2008-15 T	41.061.409,36	145,60	282.015,17
1º Nova A-3 2008-30 H	4.691.892,46	131,46	35.691,76
1º Nova A-4 2009-15 T	24.104.153,90	144,07	167.308,63
1º Nova A-4 2009-30 H	1.841.661,33	140,47	13.111,07
2º Nova A-3 2009-15 T	10.961.784,00	147,35	74.392,83
2º Nova A-3 2009-30 H	22.226.228,64	153,45	144.840,59
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>			
PCA (bilateral)	818.395,04	140,08	5.842,48
RIALMA - SANTA EDWIGES 1 (bilateral)	15.440.378,71	167,89	91.966,16
RIALMA - SANTA EDWIGES 2 (bilateral)	16.981.653,75	167,89	101.146,32
ESPORA (bilateral)	30.044.204,72	148,12	202.843,41
ITAIPU	196.082.773,47	93,37	2.100.120,01
PROINFA	-	-	243.888,30
<b>GERAÇÃO PRÓPRIA</b>			
Sobras(-) / Déficit(+)	68.564.753,26	98,08	699.095,49
<b>Total</b>	<b>R\$ 1.029.527.883,47</b>	<b>97,14</b>	<b>10.598.466,98</b>

93. 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 agosto de 2010, 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 previsão de preço realizada pela SRG em agosto de 2010, 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.

94. Ressalta-se que, para todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004, tanto para energia existente como para nova, foram observados os dispositivos do art. 34 ao art. 46 do Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004, que regulamentam os limites de repasse para os contratos supracitados.

95. Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada – fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) firmados anteriormente a Lei nº 10.848/2004 foram utilizados os preços de repasse e regras de reajuste informadas pela Superintendência de Estudos de Mercado - SEM por meio do Memorando nº 200/2010-SEM/ANEEL, de 3 de agosto de 2010, obedecida a data de reajuste prevista em cada contrato.

96. O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada para os próximos doze meses. Para os meses do ano em curso são adotados os montantes publicados na Resolução Normativa nº. 913, de 24 de novembro de 2009, para o restante do período de referência valores estimados a partir daquelas da REN 913/2009 ajustados pela nova cota-parte de Itaipu para 2011. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$, em data próxima ao reajuste tarifário anual. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e foi publicada por meio de Resolução Homologatória nº. 919, de 15 de dezembro de 2009.

97. Com base no exposto, os custos a serem considerados em DRA e DRP da concessionária CELG a título de compra de energia elétrica são respectivamente de **R\$ 952.672.565,57** e **R\$ 1.029.527.883,47**.

### III.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

98. 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 fazem parte da tarifa econômica, pois se referem a valores a serem pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

99. Os componentes financeiros consistem em:

i) **Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA**, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002, 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 CELG foram encaminhados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, conforme consta do Memorando nº 1135/2010-SFF/ANEEL, de 30 de agosto de 2010.
- Com relação aos valores da CVAenergia informados pela SFF, vale destacar que o tratamento dado pela SRE foi o de considerar os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório, obedecida a ordem de corte prevista na Resolução Normativa nº 255, de 06 de março de 2007, alterada pela Resolução Normativa nº 305, de 18 de março de 2008, que estabeleceu os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação de até 103% do mercado regulatório.
- Outros procedimentos adotados pela SRE em relação à CVAenergia validada preliminarmente pela SFF, dizem respeito à:
  - inclusão no cálculo da referida CVA das faturas relativas aos montantes de energia do PROINFA (MWh) a partir de junho de 2009, de modo a assegurar a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, haja vista que a energia do PROINFA (MWh) é parte integrante do balanço energético da concessionária, bem como compõe o cálculo da tarifa média da compra de energia apurada nos reajustes tarifários;
  - alteração dos valores das faturas pagas pela CELG relativas aos contratos bilaterais, de modo a compatibilizar a cobertura tarifária da compra de energia com os limites de repasse definidos na legislação pertinente; e
  - incorporação nas faturas referentes aos CCEARs por Disponibilidade (leilões de energia nova de usinas térmicas) dos pagamentos feitos à CCEE pela CELG relativos aos efeitos financeiros a eles pertinentes.
- 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 CELG, utilizou-se a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no SELIC, no valor de 10,66% a.a., resultando o valor final da CVA em Processamento de **-R\$ 8.755.891,91**.

DESCRIÇÃO CVA	DELTA	30° DIA ANTERIOR	5° DIA UTIL ANTERIOR	12 MESES SUBSEQUENTES
CVA CCC				
CVA CONTA DES.ENERG - CDE				
CVA REDE BÁSICA	9.674.778,46	9.674.778,46	9.674.778,46	10.216.095,60
CVA COMPRA ENERGIA	(36.275.620,47)	(38.055.580,27)	(38.055.580,27)	(40.184.842,26)
CVA REPASSE ITAIPU				
CVA COMP. FINANCEIRA				
CVA TRANSPORTE ITAIPU	123.936,63	123.936,63	123.936,63	130.871,05
CVA PROINFA				
CVA ENCARGOS SERV SIST	19.964.919,05	19.964.919,05	19.964.919,05	21.081.983,70
<b>CVA TOTAL DAS CVA's</b>	<b>(6.511.986,33)</b>	<b>(8.291.946,13)</b>	<b>(8.291.946,13)</b>	<b>-R\$ 8.755.891,91</b>

- Conforme previsto no § 4º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 2002, foi verificado se o saldo da CVA em Processamento considerado no reajuste tarifário de 2009 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 CELG, apurou-se um Saldo a Compensar da CVA-Ano Anterior de **R\$ 25.062.690,99**.

*ii) Neutralidade dos Encargos Setoriais.* Em conformidade com a redação dada à *Subcláusula Décima - Oitava* do Contrato de Concessão nº 063/2000, procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas a partir de fevereiro/2010 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 setembro de 2010 totalizou o valor negativo de **R\$ (2.880.414,94)**, ora revertido em favor da modicidade tarifária.

*iii) Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira.* Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, informada pela SRT por meio do Memorando 266/2010, no valor total de **R\$ 1.517.239,71**, em consonância com o disposto no Anexo VI da Resolução Homologatória nº. 1.021, de 29 de junho de 2010, em que foram considerados os valores financeiros relativos à apuração das parcelas da RAP (receita anual permitida) de fronteira para o ciclo tarifário de transmissão 2009-2010, à PA-Revisão da receita anual e à PA-outros ajustes. Referida PAF será contabilizada no ciclo 2010-2011 pelo ONS como valor complementar, a maior ou a menor, nos avisos de débito emitidos para a CELG. O valor da PA Fronteira deverá ser considerado no cálculo da Tarifa Média da Rede Básica, para fins de apuração da CVA Rede Básica no próximo reajuste tarifário.

*iv) Parcela de Ajuste de Conexão/DIT.* Refere-se ao impacto financeiro decorrente da revisão das transmissoras e de outros ajustes, associado às instalações de conexão de uso exclusivo, informada pela SRT por meio do Memorando 266/2010, no valor total de **R\$ 91.733,50**. Esse valor já está atualizado monetariamente pela variação do IGP-M de junho de 2010 a setembro de 2010.

*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 setembro/2009 a agosto/2010 relativos aos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) firmados com as distribuidoras CEB, CEMAT e ENERSUL, foram ajustados financeiramente com a data de reajuste tarifário anual da CELG, totalizando **R\$ 662.142,33**, aí já

contemplados os percentuais relativos aos tributos PIS/PASEP e COFINS incluídos nas faturas das distribuidoras acessadas.

*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 de março de 2007, e nº 305, de 18 de março de 2008, foi contemplado no atual reajuste tarifário da CELG o valor total negativo de **R\$ (4.478.737,83)**, calculado com base nos dados fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE referentes ao ano civil de 2009. Não há valor a ser revertido no atual reajuste tarifário, pois não foi considerada qualquer previsão no IRT 2009.

*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 prevêem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. A SRE apurou, com base nos relatórios da CCEE, uma exposição líquida de **R\$ 218.391,25**, já atualizado pelo IPCA, referentes às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2009.

*viii)* **Adicional de 0,30% no P&D.** Consiste no recolhimento de adicional no P&D destinado ao ressarcimento de Estados e Municípios que tiverem eventual perda de receita decorrente da arrecadação de ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, 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, que passou a ser exigido a desde janeiro/2010, sem que houvesse a devida cobertura tarifária. Foi considerado no atual reajuste da CELG um componente financeiro no valor de **R\$ 4.248.934,34**.

*ix)* **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 CELG, em 2009, e considerou no atual reajuste um componente financeiro atualizado até setembro de 2010 no valor de **R\$ 497.178,18**. Como em 2009 a concessionária passou por revisão tarifária não foi necessário descontar os financeiros referente a período anterior.

*x)* **Subsídio, Reversão e Previsão – Irrigantes e Aqüicultura.** 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 aqüicultura, foram considerados no atual cálculo tarifário da CELG os valores fiscalizados e validados pela SFF, devidamente atualizados até setembro de 2010. Como a concessionária encontra-se inadimplente a previsão de subsídio concedida no processo tarifário anterior não foi faturada, portanto, não há necessidade de reversão desse financeiro. O valor total do financeiro de subsídios concedidos, apurado pela SFF, devidamente atualizado pela variação do IGPM, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, totalizou **R\$ 20.739.912,98**.

*xi) Descontos TUSD (Fio B) Supridas (mercado anual inferior a 500GWh).* Consiste no desconto concedido na TUSD (Parcela Fio B) às concessionárias e permissionárias de distribuição com mercado anual inferior a 500GWh, conforme disposto na Resolução Normativa nº 206/2005, alterada pela Resolução Normativa nº 243/2006. Como a concessionária encontra-se inadimplente a previsão de subsídio concedida no processo tarifário anterior não foi faturada, portanto, não há necessidade de reversão desse financeiro. O valor total do financeiro de subsídios concedidos, apurado pela SFF, devidamente atualizado pela variação do IGPM, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, totalizou **R\$ 12.079.330,46**.

*xii) 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 CELG 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 devidamente atualizados pela variação do IGPM até setembro/2010. Como a concessionária encontra-se inadimplente a previsão de subsídio concedida no processo tarifário anterior não foi faturada, portanto, não há necessidade de reversão desse financeiro. O valor total do financeiro de subsídios concedidos, apurado pela SFF, devidamente atualizados pela variação do IGPM, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, totalizou **R\$ 6.791.633,99**.

*xiii) Subsídio, Reversão e Previsão - Baixa Renda.* Com base nas informações fornecidas pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC sobre mercado e faturamento de consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, conforme consta do Memorando nº 710/2010-SRC/ANEEL, de 16 de agosto de 2010, foi apurado e considerado no atual reajuste tarifário da CELG o valor anual atualizado até setembro 2010 do subsídio “Baixa Renda não coberto pela subvenção econômica de que trata a Resolução Normativa nº 89/2004, repassada à concessionária pela ELETROBRÁS. Referido valor já considera eventuais diferenças de receita decorrentes do cumprimento ao disposto na Lei nº 12.212/2010, que versa sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica, e no art. 13 da Lei nº 12.111/2009, que veda o repasse de percentual referente ao Encargo Setorial da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC aos consumidores integrantes da Subclasse Residencial de Baixa Renda. Como a concessionária encontra-se inadimplente a previsão de subsídio concedida no processo tarifário anterior não foi faturada, portanto, não há necessidade de reversão desse financeiro. O valor total do financeiro de subsídios concedidos, apurado pela SFF, devidamente atualizados pela variação do IGPM, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, totalizou **R\$ 9.576.889,93**.

*xiv) Consumidor A1 - Ativos de Conexão já considerados na Parcela B:* Refere-se a parcela de receita decorrente de consumidores ligados em A1 para remuneração das instalações de conexão com a distribuidora que já estavam previstos na Parcela B da concessionária. Como a Base de Remuneração Regulatória já há cobertura tarifária para tais ativos, a receita em duplicidade é revertida para a modicidade tarifária. O valor calculado para o atual reajuste, calculado a partir dos valores definidos na Revisão de 2009 com a devida atualização pela IGPM até setembro de 2010 totalizou o valor negativo de **R\$ (78.997,08)**.



**Resumo dos Componentes Financeiros**

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

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	[%]
CVA em Processamento Total	(8.755.891,91)	-0,37%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	25.062.690,99	1,05%
Neutralidade - Total	(2.880.414,94)	-0,12%
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006	20.739.912,98	0,87%
Subsídio, Reversão e Previsão APE/PIE-Res.166/2005	6.791.633,99	0,28%
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	9.576.889,93	0,40%
Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TUSD)	12.079.330,46	0,51%
Previsão da sobrecontratação de energia	(4.478.737,83)	-0,19%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	218.391,25	0,01%
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TUSD)	1.517.239,71	0,06%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	662.142,33	0,03%
Passivo Financeiro Complementar de Conexão/DIT	91.733,50	0,00%
Déficit - Programa Luz Para Todos	4.248.934,34	0,18%
Consumidor A1 - Ativos de Conexão já considerados na Parcela B	497.178,18	0,02%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg (A2)	(78.997,08)	-0,003%
<b>TOTAL</b>	<b>65.292.035,91</b>	<b>2,73%</b>

**III.7. Suprimento para a CHESP.**

101. No presente Reajuste Tarifário foram calculadas a Tarifa de Energia Elétrica – TE e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD da CELG para a Companhia Hidroelétrica São Patrício – CHESP, suprida integralmente pela primeira, de acordo com os artigos 6º e 23 da Resolução Normativa no 166/2005, e com o artigo 18 da Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005, alterados pela Resolução Normativa no 243/2006.

102. Constan da tabela abaixo, as Tarifas de Energia – TE e de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, a serem aplicadas pela CELG para a distribuidora mencionada a partir da data de reajuste das distribuidoras:

TARIFA SUPRIMENTO	CHESP - ANEXO I				
	TUSD (R\$/kW)		TE (R\$/M Wh)	PIS/COFINS TUSD (%)	PIS/COFINS TE (%)
SUBGRUPO	P	FP			
A3a (30 a 44kV)	10,13	1,67	111,67	0,44%	0,10%

TARIFA SUPRIMENTO	CHESP - ANEXO II		
	TUSD (R\$/kW)		TE (R\$/M Wh)
SUBGRUPO	P	FP	
A3a (30 a 44kV)	9,26	1,23	113,14

103. As tarifas acima já consideram os descontos na parcela de Fio B da TUSD.

### III.8. Análise dos Resultados

#### Considerações adicionais

104. A diferença entre o reajuste solicitado pela CELG, de **38,24%**, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de **13,73%** se dá essencialmente em razão da forma de apuração dos componentes financeiros de forma diferente do convencional e principalmente da CVA, que foi apurada com base na cobertura tarifária dada no reajuste anual de 2006. As demais diferenças estão demonstradas a seguir:

Descrição	Empresa	Aneel	Motivo
IGP-M - Fator X	6,14%	6,04%	Previsão de IGP-M
RA <sub>0</sub>	2.144.778.711	2.154.407.653	
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>335.804.464</b>	<b>358.403.412</b>	
Reserva Global de Reversão – RGR	14.678.349	6.821.136	Concessionária usou valores previstos
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	131.365.564	131.365.564	-
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.761.860	4.923.243	Concessionária usou valores previstos
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	91.833.546	91.833.546	-
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	19.852.296	49.406.933	Projeção SRE mais recente
Proinfra	39.597.114	46.033.261	Concessionária usou valores previstos
P&D e Eficiência Energética	35.605.930	27.915.175	Influência dos comp. Financeiros
ONS	109.806	104.555	-
<b>Custo com Transporte de Energia</b>	<b>181.596.183</b>	<b>182.181.640</b>	
Transporte de Itaipu	17.024.345	17.024.345	-
Rede básica	99.376.352	98.700.927	Foram usados os valores informados pela SRT
Rede básica fronteira	31.772.657	32.166.277	Foram usados os valores informados pela SRT
REDE BÁSICA ONS (A2)	1.004.475	1.241.313	Foram usados os valores informados pela SRD
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	2.301.177	3.231.753	Foram usados os valores informados pela SRD
MUST ITAIPU	13.773.866	13.773.866	-
Conexão	1.389.703	1.394.373	-
Uso do sistema de distribuição	14.953.609	14.648.787	-
<b>Compra de Energia</b>	<b>1.136.046.214</b>	<b>1.029.527.883</b>	
Energia Comprada	924.824.264	833.445.110	Cálculo equivocado das perdas e do balanço energético
Itaipu	211.221.950	196.082.773	colação do dolar
VPB <sub>1</sub>	812.720.254	821.228.280	-
<b>IRT</b>	<b>14,98%</b>	<b>11,00%</b>	
<b>CVA</b>	<b>348.897.825</b>	<b>13.426.384</b>	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	34.868.835	18.201.569	Divergência metodológica
CVA em Processamento - Energia comprada	80.193.865	(40.184.842)	Divergência metodológica
CVA em Processamento - Transmissão	38.647.786	10.346.967	Divergência metodológica
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	195.187.339	25.062.691	Divergência metodológica
<b>Subsídios</b>	<b>55.448.404</b>	<b>49.187.767</b>	
Subsidio, Reversão e Previsão Irrig./Agricultura.-Res.207/2006	28.374.511	20.739.913	Foram usados os valores fiscalizados SFF
Subsidio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	6.602.347	6.791.634	Foram usados os valores fiscalizados SFF
Subsidio, Reversão e Previsão Baixa Renda	8.728.098	9.576.890	Foram usados os valores fiscalizados SFF
Subsidio, reversão e Previsão TUSD-Fio B-Suprida-Res.243/2006	11.743.449	12.079.330	Foram usados os valores fiscalizados SFF
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>169.113.211</b>	<b>2.677.884</b>	
Repasso da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	8.912.579	(4.478.738)	Divergência metodológica
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	52.308.028	662.142	Divergência metodológica
Déficit - Programa Luz Para Todos	41.336.098	497.178	Divergência metodológica
Perdas Receita Parcela A - 2007 - 2008 - 2009	117.999.165	-	Pleito não aceito
Demais financeiros	(51.442.659)	5.997.302	-
<b>CVA</b>	<b>14,15%</b>	<b>0,56%</b>	
<b>Subsídios</b>	<b>2,25%</b>	<b>2,06%</b>	
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>6,86%</b>	<b>0,11%</b>	
<b>Reajuste Tarifário com Financeiros</b>	<b>38,24%</b>	<b>13,73%</b>	

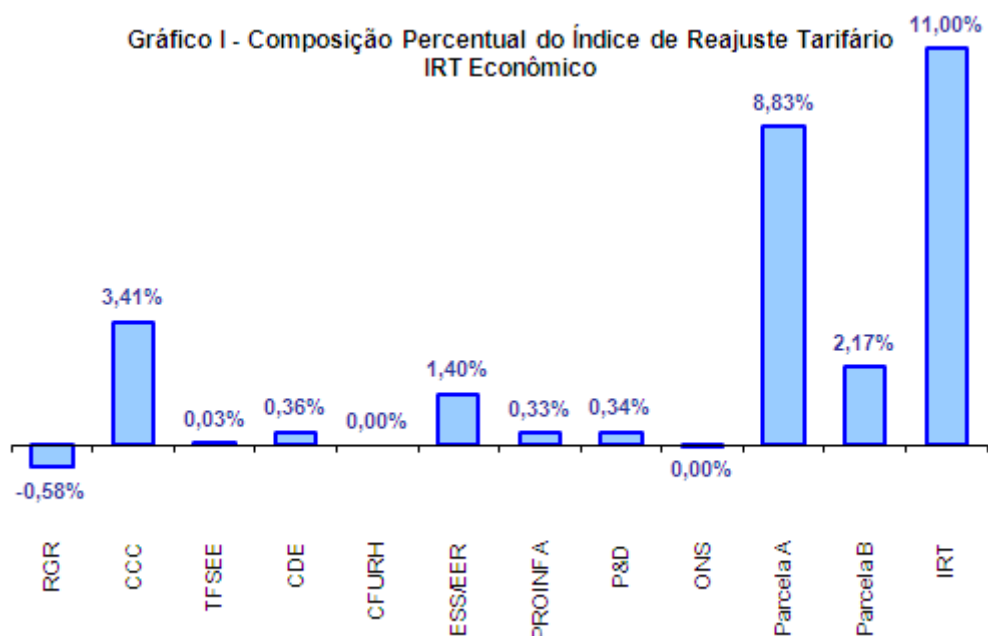
105. A parte de alguns erros de cálculos e do uso de dados projetados utilizados pela concessionária a grande diferença se dá no cálculo dos componentes financeiros. No cálculo da CVA a divergência de valores se dá porque a concessionária utilizou como cobertura tarifária para cálculo das

diferenças os valores homologados no reajuste anual de 2006 e também porque apurou as diferenças dentro de todo o período de 2007 a 2010. Cabe ressaltar que esse cálculo é incompatível com o que determina a Portaria Interministerial nº 025, que define o cálculo da CVA.

106. A mesma justificativa vale para outros financeiros como Repasse de Sobrecontratação, Ajuste Fin. dos CUSD e Déficit do PLPT, que foram apurados pela CELG para todo o período desde o reajuste de 2006.

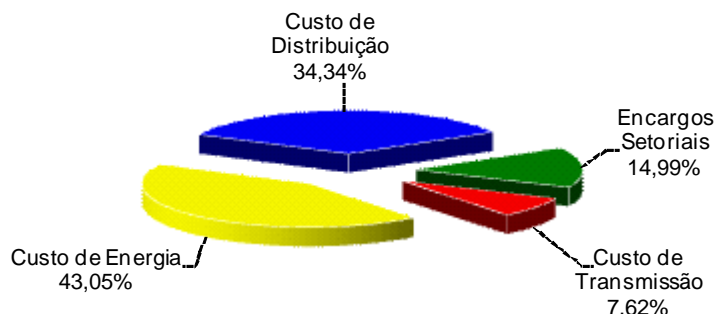
107. Por último a concessionária pleiteou ainda um financeiro referente a “Perdas de Receita de Parcela A” do período de 2007 a 2009, no valor de aproximadamente R\$ 118 milhões que não foi aceito.

108. 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).



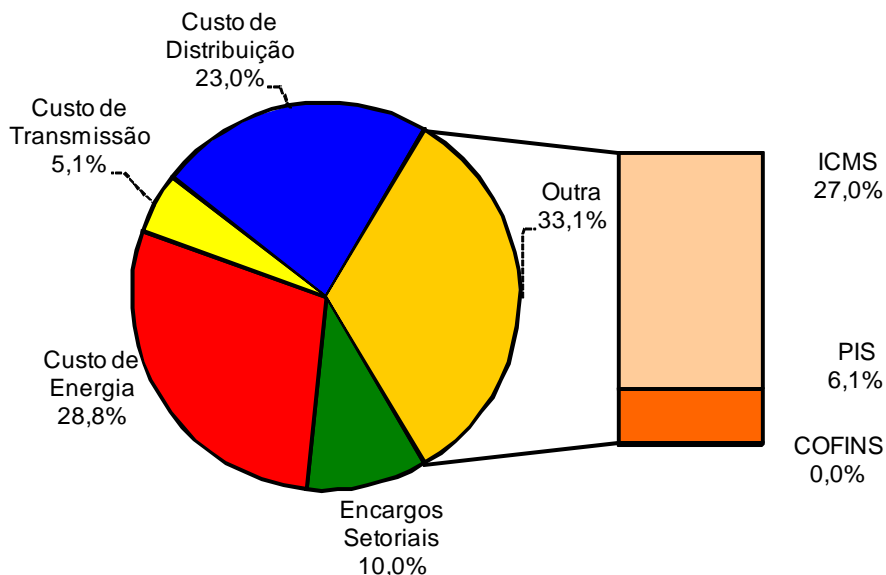
109. A seguir demonstra-se a participação dos itens da Parcela A (VPA – Custos de Energia, Custos de Transmissão e os Encargos Setoriais), e dos itens gerenciáveis (VPB), na composição da nova Receita Anual da CELG (gráfico II).

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



110. O gráfico III abaixo demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da CELG, ou seja, quanto de cada conta de energia elétrica se destina aos segmentos de geração, transmissão e distribuição, aí incluídos 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 27,0% para o ICMS e de 6,10% para o PIS e COFINS, incidentes sobre a fatura contendo os tributos em sua base de cálculo, conforme estabelecido na legislação pertinente, o que representa uma majoração de 49,5% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

**Gráfico III - Composição da Receita**



111. A tabela a seguir demonstra na primeira coluna a participação percentual dos itens da Parcela "A" (VPA) e itens gerenciáveis (VPB) na composição do IRT. A segunda coluna demonstra quanto

cada item evoluiu no período de 2009 a 2010. E a terceira coluna apresenta a distribuição da receita para cobrir os custos de Parcela A e de Parcela B.

REAJUSTE TARIFÁRIO ESE	DRA - R\$	DRP - R\$	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Reserva Global de Reversão – RGR	19.376.158	6.821.136	-64,80%	-0,58%	0,29%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	57.798.279	131.365.564	127,28%	3,41%	5,49%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.196.953	4.923.243	17,31%	0,03%	0,21%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	84.147.155	91.833.546	9,13%	0,36%	3,84%
Encargo de Serviços do Sistema – ESS	19.251.240	49.406.933	156,64%	1,40%	2,07%
Proinfra	38.897.033	46.033.261	18,35%	0,33%	1,92%
P&D e Eficiência Energética	20.534.618	27.915.175	35,94%	0,34%	1,17%
ONS	106.804	104.555	-2,11%	0,00%	0,00%
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>244.308.240</b>	<b>358.403.412</b>	<b>46,70%</b>	<b>5,30%</b>	<b>14,99%</b>
Transporte de Itaipu	16.041.226	17.024.345	6,13%	0,05%	0,71%
Rede básica	102.846.477	98.700.927	-4,03%	-0,19%	4,13%
Rede básica fronteira	29.669.069	32.166.277	8,42%	0,12%	1,35%
REDE BÁSICA ONS (A2)	638.348	1.241.313	94,46%	0,03%	0,05%
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	3.222.591	3.231.753	0,28%	0,00%	0,14%
MUST ITAIPU	14.635.306	13.773.866	-5,89%	-0,04%	0,58%
Conexão	1.241.898	1.394.373	12,28%	0,01%	0,06%
Uso do sistema de distribuição	14.659.978	14.648.787	-0,08%	0,00%	0,61%
<b>Custo com Transporte de Energia</b>	<b>182.954.893</b>	<b>182.181.640</b>	<b>-0,42%</b>	<b>-0,04%</b>	<b>7,62%</b>
Energia Comprada	746.724.270	833.445.110	11,61%	4,03%	34,85%
Itaipu	205.948.296	196.082.773	-4,79%	-0,46%	8,20%
<b>Compra de Energia</b>	<b>952.672.566</b>	<b>1.029.527.883</b>	<b>8,07%</b>	<b>3,57%</b>	<b>43,05%</b>
<b>Receita Anual</b>	<b>2.154.407.653</b>	<b>2.391.341.216</b>			
<b>Total Parcela A</b>	<b>1.379.935.699</b>	<b>1.570.112.936</b>	<b>13,78%</b>	<b>8,83%</b>	<b>65,66%</b>
<b>Total Parcela B</b>	<b>774.471.954</b>	<b>821.228.280</b>	<b>6,04%</b>	<b>2,17%</b>	<b>34,34%</b>
<b>Reajuste Tarifário Anual</b>		<b>11,00%</b>			

Financeiros	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	18.201.569 0,76%
CVA em Processamento - Energia comprada	(40.184.842) -1,68%
CVA em Processamento - Transmissão	10.346.967 0,43%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	25.062.691 1,05%
<b>CVA</b>	<b>13.426.384 0,56%</b>
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006	20.739.913 0,87%
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	6.791.634 0,28%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	9.576.890 0,40%
Subsídio, reversão e Previsão TUSD-Fio B-Suprida-Res.243/2006	12.079.330 0,51%
<b>Subsídios</b>	<b>49.187.767 2,06%</b>
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	(4.478.738) -0,19%
Exposição CCEAR entre Submercados	218.391 0,01%
Parcela de Ajuste RB Fronteira	1.517.240 0,06%
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	662.142 0,03%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	91.734 0,00%
Ajuste financeiro P & D, Eficiência Energética e Ressarc. ICMS Sistemas Isolados	4.248.934 0,18%
Déficit - Programa Luz Para Todos	497.178 0,02%
Consumidor A1 - Ativos de Conexão já considerados na Parcela B	(78.997) 0,00%
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>2.677.884 0,11%</b>
<b>Total dos componentes Financeiros</b>	<b>65.292.036 2,73%</b>
<b>Reajuste Tarifário com Financeiros</b>	<b>13,73%</b>
Financeiros IRT 2009 retirados da base	-
<b>Efeito a ser percebido pelos Consumidores</b>	<b>11,34%</b>

112. Os itens de maior peso na formação do IRT econômico de **11,00%** foram as despesas com pagamento de Encargos Setoriais e Compra de Energia, que contribuíram com **5,3%** e **3,6%**, respectivamente, na formação do índice.

113. Com relação aos Encargos Setoriais destaca-se o expressivo incremento da cota de CCC que variou 127,28% em relação ao valor homologado em 2009 e da ESS com variação de 156,64% no mesmo período. Tais variações são reflexo da publicação da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, que ampliou o rol de custos com geração nos Sistemas Isolados coberta pela CCC e, no caso do ESS, a variação tem origem no aumento da previsão de ESS para cobertura de custos com térmicas despachadas fora da ordem de mérito pelo CMSE.

114. Destaca-se também a redução de -64,80% do encargo de RGR em função da previsão de extinção do encargo em dezembro 2010.

115. Com relação a compra de energia para revenda o aumento de 8,07% em relação ao ano anterior deve-se basicamente a atualização dos preços dos contratos bilaterais e da entrada na carteira de compra da distribuidora de parcela maior de “energia nova” dos leilões do ACR a um preço mais alto. Por outro lado houve também uma redução considerável do preço da energia da Itaipú da variação da cotação do dólar em relação ao último valor homologado em 2009.

116. No tocante aos componentes financeiros externos, em sua maior parte, se devem a recuperação de descontos tarifários concedidos a consumidores na área de concessão da CELG conforme previsto em ma legislação.

117. Por fim, cumpre registrar que o efeito ao consumidor de **11,34%** apresentado na tabela anterior é o resultado médio da aplicação das novas tarifas definidas a partir dos valores previstos nesse cálculo tarifário e as tarifas atualmente praticadas pela CELG-D que diferem das tarifas homologadas no último reajuste em função de sua inadimplência.

118. O quadro a seguir apresenta o efeito tarifário médio, de **11,34%** a ser percebido pelo consumidor cativo da CELG nos diferentes grupos de consumo.

Reajuste Médio Final de 13,73%	Efeito Médio a ser percebido pelo Consumidor
Grupo de Consumo	%
A1	15,70%
A2	19,91%
A3	17,62%
A3a	18,70%
A4	20,96%
B1-Residencial	7,52%
B1-Baixa Renda	6,21%
AT — Alta Tensão (igual ou maior que 2,3 kV)	20,26%
BT — Baixa Tensão (abaixo de 2,3 kV)	7,38%
<b>EFEITO MÉDIO GERAL</b>	<b>11,34%</b>

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

119. 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.

120. 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.

121. 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

122. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 63/2000, no que consta do Processo nº 48500.003121/2010-89 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de **13,73%** a ser aplicado às tarifas da **CELG DISTRIBUIDORA S/A**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **11,34%**, sendo de **20,26%** para os consumidores cativos conectados em Alta Tensão (AT) e de **7,38%** para os cativos conectados em Baixa Tensão (BT);

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

iii) pelo estabelecimento dos valores da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e da receita anual referente às instalações de Conexão;

iv) pela homologação das Tarifas de Energia (TE) e de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) para a Companhia Hidroelétrica São Patrício – CHESP ; e

v) pela aprovação, para fins exclusivos de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA do próximo reajuste, da cobertura tarifária relativa ao Encargo de Serviço do Sistema – ESS e de Conta de Consumo de Combustível – CCC da **CELG DISTRIBUIDORA S/A**.

#### VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

124. Recomenda-se ainda que seja negado o pleito da CELG de recomposição das perdas de receita de Parcela A e de recálculos das CVAs e demais financeiros no período em que esteve inadimplente no passado.

#### VII. ANEXOS

125. As tabelas abaixo relacionados constituem os Anexos a esta Nota Técnica e se referem às planilhas de cálculos do IRT.

- Tabela I– Memória de Cálculo – Reajuste Tarifário Anual – IRT;
- Tabela II – Componentes Financeiros;
- Tabela III – CVA consolidada;
- Tabela IV – Receita Anual-RAo e Mercado (MWh);
- Tabela V – Encargos Setoriais e Custos de Transporte de Energia;
- Tabela VI – Encargos de Rede Básica;
- Tabela VII – Encargos de Conexão;
- Tabela VIII – Tarifa Média; e
- Tabela IX – Energia Requerida.

**HERMANO DUMONT VERONESE**  
Especialista em Regulação

**EDUARDO DE ALENCASTRO**  
Líder do Processo de Reajuste Tarifário

De acordo,

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Regulação Econômica



## REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL DA CELG — 2010

### ANEXOS

TABELA I – Memória de Cálculo

IVI		ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO	
IGP-M	6,99%	<b>IRT Anexo II</b>	<b>11,00%</b>
IPCA	4,62%	Fin R\$	65.292.035,91
FATOR X	0,95%	% Fin	2,73%
(IGP-M - FATOR X)	6,04%	<b>IRT Anexo I</b>	<b>13,73%</b>

IRT sem Neut.	14,08%	Efeito Médio Consumidor	11,34%
---------------	--------	-------------------------	--------

	DRA	DRP	2009/2010	% IRT
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	R\$ 244.308.239,85	R\$ 358.403.412,50	46,7%	5,3%
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 19.376.157,61	R\$ 6.821.135,82	-64,8%	-0,6%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 57.798.278,78	R\$ 131.365.563,92	127,3%	3,4%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 4.196.952,70	R\$ 4.923.242,52	17,3%	0,0%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 84.147.155,31	R\$ 91.833.545,70	9,1%	0,4%
Compensação financeira - CFURH	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
ESS/EER	R\$ 19.251.239,73	R\$ 49.406.933,05	156,6%	1,4%
PROINFA	R\$ 38.897.033,35	R\$ 46.033.261,48	18,3%	0,3%
P&D, Efic. Energ e Ressarc. ICMS Sist. Isol.	R\$ 20.534.617,98	R\$ 27.915.175,14	35,9%	0,3%
ONS	R\$ 106.804,39	R\$ 104.554,86	-2,1%	0,0%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	R\$ 182.954.893,20	R\$ 182.181.640,46	-0,4%	0,0%
Transporte de Itaipu	R\$ 16.041.225,85	R\$ 17.024.344,62	6,1%	0,0%
Rede Básica Contratos Iniciais	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
Rede básica	R\$ 102.846.477,04	R\$ 98.700.926,80	-4,0%	-0,2%
Rede básica fronteira	R\$ 29.669.069,28	R\$ 32.166.277,28	8,4%	0,1%
REDE BÁSICA ONS (A2)	R\$ 638.348,16	R\$ 1.241.313,11	94,5%	0,0%
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	R\$ 3.222.591,24	R\$ 3.231.752,80	0,3%	0,0%
MUST ITAIPU	R\$ 14.635.305,84	R\$ 13.773.866,43	-5,9%	0,0%
Conexão	R\$ 1.241.897,92	R\$ 1.394.372,68	12,3%	0,0%
Uso do sistema de distribuição	R\$ 14.659.977,87	R\$ 14.648.786,74	-0,1%	0,0%
<b>ENERGIA COMPRADA TOTAL</b>	R\$ 952.672.565,57	R\$ 1.029.527.883,47	8,1%	3,6%
ENERGIA COMPRADA	R\$ 746.724.269,86	R\$ 833.445.110,00	11,6%	4,0%
ITAIPU	R\$ 205.948.295,72	R\$ 196.082.773,47	-4,8%	-0,5%
<b>RA TOTAL</b>	R\$ 2.154.407.652,97	R\$ 2.391.341.216,21		
VPA	R\$ 1.379.935.698,63	R\$ 1.570.112.936,43	13,8%	8,83%
VPB	R\$ 774.471.954,34	R\$ 821.228.279,79	6,0%	2,17%
Bolha Econômica	R\$ -			
RA0 GTF	R\$ 2.154.407.652,97			

TABELA II – Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor	% s/ RA1
CVA em Processamento Total	-R\$ 8.755.891,91	-0,366%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	R\$ 25.062.690,99	1,048%
Neutralidade - Total	-R\$ 2.880.414,94	-0,120%
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006	R\$ 20.739.912,98	0,867%
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/2004	R\$ 0,00	0,000%
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	R\$ 6.791.633,99	0,284%
Subsídio, Reversão e Previsão APE/PIE-Res.166/2005	R\$ 0,00	0,000%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	R\$ 9.576.889,93	0,400%
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	R\$ 0,00	0,000%
Subsídio, reversão e Previsão TUSD-Fio B-Suprida-Res.243/2006	R\$ 12.079.330,46	0,505%
Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TUSD)	R\$ 0,00	0,000%
Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TE)	R\$ 0,00	0,000%
Reclassificação Baixa Renda - Despacho NEGATIVO - Res 514/02 e 89/05	R\$ 0,00	0,000%
Saldo a Compensar Financeiros ano anterior	R\$ 0,00	0,000%
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	-R\$ 4.478.737,83	-0,187%
Previsão da sobrecontratação de energia	R\$ 0,00	0,000%
REVERSÃO ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energia	R\$ 0,00	0,000%
Exposição CCEAR entre Submercados	R\$ 218.391,25	0,009%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	R\$ 0,00	0,000%
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TE)	R\$ 0,00	0,000%
Saldo a compensar da RTE	R\$ 0,00	0,000%
Parcela de Ajuste RB Fronteira	R\$ 1.517.239,71	0,063%
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TUSD)	R\$ 0,00	0,000%
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	R\$ 662.142,33	0,028%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	R\$ 91.733,50	0,004%
Passivo Financeiro Complementar de Conexão/DIT	R\$ 0,00	0,000%
Consumidor A1 - Ativos de Conexão/DIT já considerados na Parcela A	R\$ 0,00	0,000%
Ajuste financeiro P & D, Eficiência Energética e Ressarc. ICMS Sistemas Isolados	R\$ 4.248.934,34	0,178%
Déficit - Programa Luz Para Todos	R\$ 497.178,18	0,021%
Consumidor A1 - Ativos de Conexão já considerados na Parcela B	-R\$ 78.997,08	-0,003%

TABELA III – CVA

DESCRIÇÃO CVA	DELTA	30º DIA ANTERIOR	5º DIA UTIL ANTERIOR	12 MESES SUBSEQUENTES
CVA CCC				
CVA CONTA DES.ENERG - CDE				
CVA REDE BÁSICA	9.674.778,46	9.674.778,46	9.674.778,46	10.216.095,60
CVA COMPRA ENERGIA	(36.275.620,47)	(38.055.580,27)	(38.055.580,27)	(40.184.842,26)
CVA REPASSE ITAIPU				
CVA COMP. FINANCEIRA				
CVA TRANSPORTE ITAIPU	123.936,63	123.936,63	123.936,63	130.871,05
CVA PROINFA				
CVA ENCARGOS SERV SIST	19.964.919,05	19.964.919,05	19.964.919,05	21.081.983,70
<b>CVA TOTAL DAS CVA's</b>	<b>(6.511.986,33)</b>	<b>(8.291.946,13)</b>	<b>(8.291.946,13)</b>	<b>-R\$ 8.755.891,91</b>

TABELA IV – Receita e Mercado (GTF)

MERCADO DE ENERGIA	
DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)
<b>FORNECIMENTO</b>	<b>9.032.967</b>
A1 (230 kV ou mais)	821
A2 (88 a 138 kV)	350.582
A3 (69 kV)	102.750
A3a (30 kV a 44 kV)	740.645
A4 (2,3 kV a 25 kV)	2.256.328
As	-
BT (menor que 2,3 kV)	5.581.841
<b>SUPRIMENTO</b>	<b>80.371</b>
<b>CONSUMIDORES LIVRES</b>	<b>637.815</b>
<b>CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>-</b>
<b>CONSUMIDOR GERADOR</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>9.751.153</b>

RECEITA - RA0	
DESCRIÇÃO	R\$
<b>FORNECIMENTO</b>	<b>2.068.928.439,82</b>
A1 (230 kV ou mais)	185.544,90
A2 (88 a 138 kV)	57.531.917,69
A3 (69 kV)	17.531.442,26
A3a (30 kV a 44 kV)	130.209.110,82
A4 (2,3 kV a 25 kV)	419.958.435,39
As	-
BT (menor que 2,3 kV)	1.443.511.988,76
<b>SUPRIMENTO</b>	<b>15.039.872,18</b>
<b>CONSUMIDORES LIVRES</b>	<b>42.991.173,84</b>
<b>CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>-</b>
<b>USO GERAÇÃO</b>	<b>27.448.167,13</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.154.407.652,97</b>

Mercado Baixa Renda	
DESCRIÇÃO	MWh
Consumo mensal faixa 1	4.115.316,41
Consumo mensal faixa 2	24.704.680,09
Consumo mensal faixa 3	12.564.548,88
Consumo mensal faixa 4	26.281.498,61
Consumo mensal faixa 5	10.212.735,30

\* Preenchimento Facultativo

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)
Residencial	3.146.078,03
Industrial	1.917.641,87
Comercial	1.783.096,91
Rural	1.038.090,32
Demais	1.148.059,84
<b>TOTAL Cativo</b>	<b>9.032.966,96</b>
Suprimento	<b>80.370,71</b>
<b>CATIVO + SUPRIMENTO</b>	<b>9.113.337,67</b>
<b>Livres/Dist./Uso Ger.</b>	<b>637.815,00</b>
<b>TOTAL</b>	<b>9.751.152,67</b>

\* Informações contidas na coluna D da planilha da SRC.

TABELA V – Encargos Setoriais e Custos de Transporte

Encargos Setoriais	DRA		DRP	Dispositivo Legal (DRP)
	Valores Faturados	Cobertura Tarifária		
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 19.376.157,61	R\$ 16.219.178,39	R\$ 6.821.135,82	Memorando nº 1135/2010-SFF/ANEEL
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 57.798.278,78	R\$ 57.690.793,02	R\$ 131.365.563,92	REH 986/2010
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 4.196.952,70	R\$ 3.079.221,61	R\$ 4.923.242,52	NT 250/2010- SRE/ANEEL, de
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 84.147.155,31	R\$ 83.990.669,32	R\$ 91.833.545,70	REH 921/2009
Compensação financeira - CFURH	R\$ -	R\$ -		
ESS/EER	R\$ 19.251.239,73	R\$ 19.083.628,03	R\$ 49.406.933,05	Previsão SRE - jul/2010
PROINFA	R\$ 38.897.033,35	R\$ 38.824.697,68	R\$ 46.033.261,48	REH 930/2010
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	R\$ 20.534.617,98	R\$ 20.534.617,98	R\$ 27.915.175,14	Fórmula - Res. Normativa nº 233/2006
ONS	R\$ 106.804,39	R\$ 102.137,40	R\$ 104.554,86	Contribuição JUL/10 - JUN/11
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>R\$ 244.308.239,85</b>	<b>R\$ 239.524.943,44</b>	<b>R\$ 358.403.412,50</b>	

Transporte de Energia	DRA		DRP	Dispositivo Legal (DRP)
Transporte de Itaipu	R\$ 16.041.225,85		R\$ 17.024.344,62	REH 1022
Rede Básica Contratos Iniciais	R\$ -		R\$ -	
Rede básica	R\$ 102.846.477,04		R\$ 98.700.926,80	Memo SRT nº 266/2010
Rede básica fronteira	R\$ 29.669.069,28		R\$ 32.166.277,28	Memo SRT nº 266/2010
REDE BÁSICA ONS (A2)	R\$ 638.348,16		R\$ 1.241.313,11	
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	R\$ 3.222.591,24		R\$ 3.231.752,80	
MUST ITAIPU	R\$ 14.635.305,84		R\$ 13.773.866,43	Memo SRT nº 266/2010
Conexão	R\$ 1.241.897,92		R\$ 1.394.372,68	Memo SRT nº 266/2010
Uso do sistema de distribuição	R\$ 14.659.977,87		R\$ 14.648.786,74	
<b>Total do Transporte de Energia</b>	<b>R\$ 182.954.893,20</b>		<b>R\$ 182.181.640,46</b>	

TABELA VI – Encargos de Rede Básica

REDE BÁSICA				
Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$	
	DRA	DRP	DRA	DRP
AGUAS LINDAS	5,30	4,91	2.129.182,12	1.974.829,48
ANHANGUERA	5,31	5,08	1.708.963,68	1.634.268,96
ANHANGUERA	5,31	5,08	9.685.826,08	9.262.481,76
BARRO ALTO	5,24	4,47	2.945.079,32	2.512.062,12
BRAS. SUL	4,58	4,47	3.892.933,80	3.798.606,00
C. DOURADA	3,67	3,62	1.896.726,24	1.873.463,04
CARAJAS	5,56	5,43	8.488.873,20	8.294.868,00
EMBORCACAO	4,41	4,33	5.437.694,88	5.336.677,44
FIRMINOPOLIS	6,12	5,86	5.139.191,60	4.923.414,40
GOIANIA LESTE	5,74	5,47	6.820.645,84	6.498.513,56
ITAPACI	5,88	5,09	4.203.512,48	3.639.661,52
NIQUELANDIA	4,39	3,97	512.577,08	463.387,44
PALMEIRAS	5,94	5,75	2.405.937,60	2.328.980,00
PARANAIBA	4,25	4,16	2.134.216,20	2.089.973,32
PARQUE DAS EMAS	2,19	3,57	621.542,88	1.011.319,20
PIRINEUS	6,00	5,72	9.386.264,52	8.946.454,56
PLANALTO	4,62	4,27	3.135.002,56	2.902.050,68
PTC 138 kV CORUMBA GO	0,00	0,00	-	-
PTC 230 kV PARANAIBA GO	0,00	4,16	-	74.826,00
RIO CLARO	2,92	3,68	1.475.185,24	1.859.532,44
RIO DOS BOIS	3,66	3,71	359.896,64	365.212,40
RIO VERDE FUR	3,64	3,79	4.781.802,56	4.973.389,60
SAMAMBAIA	4,45	4,31	2.733.659,84	2.648.213,76
SERRA DA MESA	3,62	3,59	1.709.546,52	1.696.799,28
XAVANTES	5,82	5,55	21.242.216,16	20.267.367,12
Total/Tarifas Médias	<b>5,09</b>	<b>4,92</b>	<b>102.846.477,04</b>	<b>99.376.352,08</b>

REDE BÁSICA FRONTEIRA				
Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$	
	DRA	DRP	DRA	DRP
AGUAS LINDAS	3,65	3,10	1.465.948,12	1.244.066,20
ANHANGUERA	0,47	0,95	150.355,32	306.183,96
ANHANGUERA	0,47	0,63	852.162,92	1.151.423,56
BARRO ALTO	1,02	1,20	573.607,20	673.144,92
BRAS. SUL	0,69	0,72	587.211,80	614.405,40
C. DOURADA	0,47	0,53	241.937,28	273.471,84
CARAJAS	1,49	1,76	2.268.486,00	2.691.631,20
EMBORCACAO	0,62	0,54	767.486,16	668.932,56
FIRMINOPOLIS	0,56	0,69	472.694,80	582.682,40
GOIANIA LESTE	0,59	0,66	706.075,92	788.094,84
ITAPACI	0,97	0,95	696.059,36	680.337,28
NIQUELANDIA	0,00	0,00	-	-
PALMEIRAS	0,67	3,60	270.971,76	1.458.549,04
PARANAIBA	1,17	1,25	587.223,68	630.461,04
PARQUE DAS EMAS	12,77	13,57	3.622.026,24	3.849.253,92
PIRINEUS	1,43	1,18	2.241.309,12	1.843.758,48
PLANALTO	0,61	0,81	416.325,08	550.119,60
PTC 138 kV CORUMBA GO	0,00	0,00	-	-
PTC 230 kV PARANAIBA GO	0,00	0,00	-	-
RIO CLARO	12,77	13,60	6.457.032,96	6.875.769,12
RIO DOS BOIS	12,77	13,60	1.256.881,92	1.338.390,24
RIO VERDE FUR	0,98	0,92	1.291.244,16	1.202.011,84
SAMAMBAIA	2,53	2,19	1.556.471,04	1.345.622,08
SERRA DA MESA	3,52	3,81	1.661.390,28	1.798.777,20
XAVANTES	0,42	0,44	1.526.168,16	1.599.190,56
Total/Tarifas Médias	<b>1,47</b>	<b>1,59</b>	<b>29.669.069,28</b>	<b>32.166.277,28</b>

TABELA VII – Encargos de Conexão

CONEXÃO				
CONEXÃO	ENCARGO DE CONEXÃO (R\$) (1)	PA DIT (R\$) (2)	PA PIS COFINS (R\$) (3)	ENCARGO A SER CONCATENADO (R\$) (1) + (2) + (3)
CELG-D P/ CELG-G&T	184.117,42	80.243,16		264.360,58
CELG-D P/ CEMIG T	196.890,96	5.078,25		201.969,21
CELG-D P/ FURNAS	988.931,39	4.804,69		993.736,08
				0,00
				0,00
				0,00
<b>TOTAL</b>	<b>1.369.939,77</b>	<b>90.126,10</b>	<b>0,00</b>	<b>1.460.065,87</b>
			<b>Data de Referência:</b>	<b>jun-10</b>

\* a preços do dia 1º de junho

CONEXÃO - VALORES ATUALIZADOS	ENCARGO DE CONEXÃO (R\$) (1)	PA DIT (R\$) (2)	PA PIS COFINS (R\$) (3)	ENCARGO A SER CONCATENADO (R\$) (1) + (2) + (3)
CELG-D P/ CELG-G&T	187.401,16	81.674,30	0,00	269.075,46
CELG-D P/ CEMIG T	200.402,52	5.168,82	0,00	205.571,34
CELG-D P/ FURNAS	1.006.569,01	4.890,38	0,00	1.011.459,39
0	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>1.394.372,68</b>	<b>91.733,50</b>	<b>0,00</b>	<b>1.486.106,18</b>



TABELA VIII – Tarifa Média

COMPRA DE ENERGIA	Despesa ( R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>5. ENERGIA CONTRATADA</b>	<b>1.098.092.636,73</b>	<b>99,34</b>	<b>11.297.562</b>
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
1º Existente 2005-08	211.591.499,83	74,71	2.832.213
1º Existente 2006-08	123.811.313,21	87,47	1.415.542
1º Existente 2007-08	128.718.294,40	98,03	1.313.090
2º Existente 2008-08	45.120.474,23	105,17	429.006
4º Existente 2009-08	26.248.542,83	117,73	222.964
5º Existente 2007-08	-	-	-
MCS D 1º Existente 2005-08	16.518.431,94	73,69	224.172
MCS D 1º Existente 2006-08	19.446.004,32	86,08	225.896
MCS D 1º Existente 2007-08	4.055.531,02	96,76	41.913
MCS D 2º Existente 2008-08	6.830.062,37	103,75	65.831
MCS D 4º Existente 2009-08	9.938.937,43	116,76	85.122
MCS D 5º Existente 2007-08	434.103,12	123,08	3.527
(VR) 1º Nova A-5 2010-15 T	40.621.941,65	145,41	279.360
(VR) 1º Nova A-5 2010-30 H	41.894.322,93	145,41	288.111
(VR) 3º Nova A-5 2011-15 T	10.072.673,61	142,76	70.556
(VR) 3º Nova A-5 2011-30 H	10.712.806,13	142,76	75.039
(VR) 4º Nova A-3 2010-15 T	15.978.414,53	145,41	109.885
(VR) 6º Nova A-3 2011-OF15	20.547.796,81	142,76	143.930
1º Alternativa A-3 2010-15 T A	974.967,13	157,23	6.201
1º Alternativa A-3 2010-30 H A	321.983,89	158,03	2.037
1º Nova A-3 2008-15 T	41.061.409,36	145,60	282.015
1º Nova A-3 2008-30 H	4.691.892,46	131,46	35.692
1º Nova A-4 2009-15 T	24.104.153,90	144,07	167.309
1º Nova A-4 2009-30 H	1.841.661,33	140,47	13.111
2º Nova A-3 2009-15 T	10.961.784,00	147,35	74.393
2º Nova A-3 2009-30 H	22.226.228,64	153,45	144.841
CONTRATOS BILATERAIS			
PCA (bilateral)	818.395,04	140,08	5.842
RIALMA - SANTA EDWIGES 1 (bilateral)	15.440.378,71	167,89	91.966
RIALMA - SANTA EDWIGES 2 (bilateral)	16.981.653,75	167,89	101.146
ESFORA (bilateral)	30.044.204,72	148,12	202.843
ITAIPU	196.082.773,47	93,37	2.100.120,01
PROINFA	-	-	243.888
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
<b>6. Sobra (+) / Exposição (-)</b>	<b>68.564.753,26</b>	<b>98,08</b>	<b>699.095</b>
<b>7. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA EM DRP</b>	<b>1.029.527.883,47</b>	<b>97,14</b>	<b>10.598.467</b>

TABELA IX – Energia Requerida

PERDAS DE ENERGIA	PERDAS EM DRA			PERDAS EM DRP		
	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
<b>1.1 PERDAS</b>		<b>16,28%</b>	<b>1.484.095</b>		<b>16,30%</b>	<b>1.485.129</b>
Perdas na Rede Básica (%)		2,75%	250.398		2,76%	251.433
Distribuição (%)	<b>11,23%</b>	13,54%	1.233.696	<b>11,23%</b>	13,54%	1.233.696
Perdas Técnicas (%)	<b>9,26%</b>	11,16%	1.017.121	<b>9,26%</b>	11,16%	1.017.121
Perdas não Técnicas (%)	<b>1,97%</b>	2,38%	216.575	<b>1,97%</b>	2,38%	216.575
VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)			
<b>2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)</b>	<b>2.083.968.312,00</b>	<b>228,67</b>	<b>9.113.338</b>			
2.1 Fornecimento	2.068.928.439,82	229,04	9.032.967			
2.2 Suprimento	15.039.872,18	187,13	80.371			
2.3 Consumidores Livres/Dist./Ger.	70.439.340,97	110,44	637.815			
2.4 Consumidores Rede Básica			821			
<b>3. ENERGIA REQUERIDA DRA (1.1 + 2)</b>			<b>10.597.432</b>			
<b>4. ENERGIA REQUERIDA DRP (1.2 + 2)</b>			<b>10.598.467</b>			