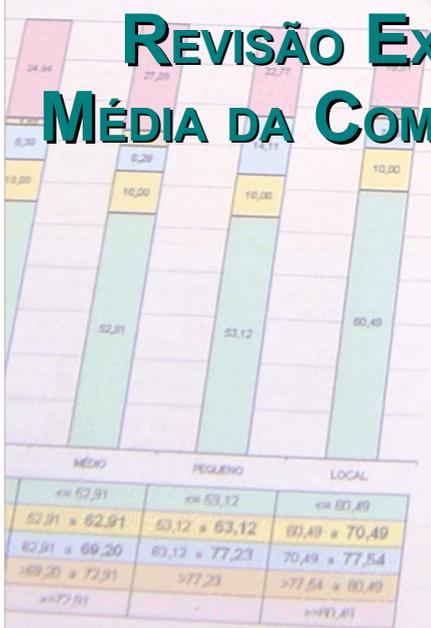


# Nota Técnica CET 014/2010



## REVISÃO EXTRAORDINÁRIA DA TARIFA MÉDIA DA COMPANHIA DE GÁS DO CEARÁ - CEGÁS

Médios, Máximos e Intermediários de IASC Estabelecido em Novembro de 2002 para Efeito de Apuração do Fator Xc e outros dados de IASC da Pesquisa a ser Feita em Novembro de 2003.



penalizada, precisará conseguir, na pesquisa de novembro precisará conseguir IASC > 73,45

Fundamento: Resolução nº 1000 para a seleção DTV das empresas brasileiras. Fundamento: resolução de a interação dessa taxa com a taxa de referência usada e países, resultando na taxa de 11,22% a 17,50%. No entanto, um ajuste final considerando o benefício fiscal dado a juros sobre dívida e capital próprio no Brasil que as empresas brasileiras não relativizando mesmo incentivos para usar dívida empresas de outros países. Assim, esta resolução adotou-se uma taxa sobre 50% do capital no Brasil. Diante disso, a ANEEL optou por utilizar uma meta de participação de dívida no capital total de empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica.

V.1.2.4 - Custo Médio Ponderado do Capital (WACC)  
100. Com base no exposto, o Custo Médio Ponderado do Capital, ou seja, a taxa de investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil é de 11,20%, conforme segue:

Tabela II  
Custo Médio Ponderado do Capital (WACC)

Estrutura de Capital Meta  $\left( \frac{P}{P+E} \right)$

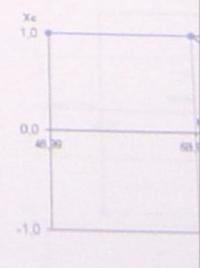
- Taxa Livre de Risco ( $r_f$ )
- Beta médio de empresas distribuidoras do EUA desativado ( $\beta_{EUA}$ )
- Beta médio relativizado pela estrutura meta de capital BZ ( $\beta$ )
- Spread do risco de mercado [ $r_M - r_f$ ]
- Risco do negócio e financeiro  $\beta(r_M - r_f)$
- Risco Soberano ( $r_g$ )
- Risco Crédito empresas EUA mesmo risco BZ ( $r_{EUA}$ )
- Risco Crédito empresas EUA mesmo risco de empresas distribuidoras BZ -  $r_{EUA}$
- Risco Crédito Brasil mesmo risco de empresas distribuidoras BZ -  $r_{BR}$
- Risco Crédito Brasil mesmo risco de empresas distribuidoras BZ -  $r_{BR}$

Custo de Capital Próprio Nominal  $r_c = r_f + \beta(r_M - r_f) + r_g + r_{EUA} + r_{BR}$

2 - AGRUPAMENTO CONF  
2.1 - Regiões Sul / Sudeste / Centro

EMPRESA
NOVA PALMA
ALUNCA
COCEL
WANDERÉ
CHESF
FORCEL
ELETRONAR
JOÃO GESSÁ
URUSSANGA
DME
UNIJAR
CEPELO
UNIBR

(\*) Os valores acima, extraídos do Prêmio IA



Fortaleza, Outubro/2010

**NOTA TÉCNICA CET Nº 014/2010: AVALIAÇÃO DO PROCESSO DE REVISÃO EXTRAORDINÁRIA DA TARIFA MÉDIA DA COMPANHIA DE GÁS DO CEARÁ – CEGÁS, EM OUTUBRO/2010.**

**SUMÁRIO**

<b>1 – Do Pleito</b>	<b>1</b>
<b>2 – Da Política de Preços do Gás Natural</b>	<b>1</b>
<b>3 – Dos Aspectos Legais da Política Atual de Preços</b>	<b>3</b>
<b>4 – Da Pertinência do Pleito</b>	<b>4</b>
<b>5 – Da Análise do Pleito</b>	<b>5</b>
<b>6 – Conclusão</b>	<b>5</b>

**NOTA TÉCNICA CET Nº 014/2010: AVALIAÇÃO DO PROCESSO DE REVISÃO EXTRAORDINÁRIA DA TARIFA MÉDIA DA COMPANHIA DE GÁS DO CEARÁ – CEGÁS, EM OUTUBRO/2010.**

A presente Nota Técnica tem como objetivo fundamentar o parecer a ser emanado por esta Coordenadoria Econômico-Tarifária (CET), a respeito do pleito, formulado pela CEGÁS, de revisão extraordinária da tarifa média dos serviços de distribuição de gás canalizado no Estado do Ceará, conforme previsto nos itens 4.4, da Cláusula Quarta, e 14.5, da Cláusula Décima Quarta, do “Contrato de Concessão para Exploração Industrial, Comercial, Institucional e Residencial dos Serviços de Gás Canalizado no Estado do Ceará”, celebrado entre a referida empresa e o Estado do Ceará.

### **1 – Do Pleito**

A CEGÁS, por meio do ofício CEGÁS-PR/164/2010, de 06 de setembro de 2010, encaminha para apreciação desta Agência Reguladora uma solicitação de redução das tarifas por ela praticadas, em decorrência de reajuste do preço da *commodity* efetuado pela PETROBRAS, com vigência a partir de 01 de novembro de 2010.

A CEGÁS fundamenta seu pleito no disposto na cláusula décima quarta, do mencionado contrato de concessão, a qual dispõe no item 14.5 o seguinte: “*A tarifa também será revista antes do prazo de 1 (um) ano, se ocorrerem causas que ponham em risco o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, na forma e prazos necessários a evitar prejuízos com a defasagem tarifária*”. Ademais, a Concessionária comprova a origem do aumento solicitado, por intermédio da correspondência GE-MC/CGN/VGN-IV 021/2010, de 05 de setembro de 2010, encaminhada pela PETROBRAS.

Com o propósito de estabelecer sua nova estrutura de preços, a vigorar a partir da data acima referida, a concessionária solicita autorização para aplicar, sobre os preços de custo atualmente vigentes para o gás natural (R\$ 0,6880/m<sup>3</sup>), o percentual de decréscimo (-0,84%) indicado pela PETROBRAS, resultando no valor de R\$ 0,6822/m<sup>3</sup>.

### **2 – Da Política de Preços do Gás Natural<sup>1</sup>**

A ARCE reconhece que, segundo os termos do contrato de concessão firmado entre o Estado do Ceará e a CEGÁS, variações na parcela da tarifa média decorrentes de alterações no preço de compra do gás natural junto ao supridor, por serem independentes de decisões dessa Concessionária, são objeto de transferência para a referida tarifa média, quando de sua ocorrência. Tal fato torna relevante o entendimento da evolução da política de formação de preços do gás natural no Brasil e suas implicações sobre a atuação da regulação econômica do setor de distribuição de gás natural canalizado.

Inicialmente, deve ser observado que até o ano de 1999, a política de preços para o gás natural no Brasil limitava-se ao estabelecimento de um teto vinculado ao preço do óleo combustível, considerado o principal substituto do gás no segmento industrial. O último documento legal<sup>2</sup> dessa precificação determinava uma paridade de 86,22% entre o preço máximo de venda do gás natural nacional para fins combustíveis e o preço do óleo combustível. No caso do gás natural importado, essa paridade alcançava 97,72%.

Ao longo dos anos de 2000 e 2001, a política de preço foi definida pela Portaria Interministerial nº 003, de 17/02/2000. Essa portaria estabelecia que o preço máximo do gás

1 Os parágrafos 2º e 3º desta seção são baseados em “Considerações sobre o Processo de Formação de Preços de Gás Natural no Brasil”, da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, da Agência Nacional do Petróleo (ANP), de março de 2004 (versão preliminar).

2 Portaria Interministerial nº 92, de 1999.

– a ser cobrado das distribuidoras – deveria levar em conta o preço de produção e de transporte. O reajuste do preço de produção deveria considerar, especialmente, as variações da taxa de câmbio e de uma cesta internacional de óleos. O reajuste do preço do transporte seria definido pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), sendo trimestral a periodicidade do reajuste.

Em 2002, o preço de produção do gás foi liberado, conforme determinado pelo artigo 2º, da Lei nº 9.990, de 21/07/2000 e, em 2003, a PETROBRAS decidiu suspender os reajustes trimestrais para incentivar a demanda de gás natural no país. Entretanto, a partir de 2006, dois fatores contribuíram, de maneira decisiva, para o forte desequilíbrio entre a oferta e a demanda de gás: a nacionalização dos recursos hidrocarbonetos bolivianos, resultando na elevação do preço do gás proveniente da Bolívia, e o crescimento vertiginoso da demanda brasileira.

Por conseguinte, a partir de 2007, como medida mitigativa para desaquecimento da demanda interna de gás, a PETROBRAS passou a reajustar trimestralmente o preço de produção da *commodity*, adotando como referência a metodologia de reajuste estabelecida na Portaria Interministerial nº 003, atualmente não mais vigente.

O contrato de fornecimento de gás natural entre a PETROBRAS e a CEGÁS estabelece que o preço do gás, com referência aos contratos de fornecimento nas modalidades “Firme Inflexível”<sup>3</sup> e “Firme Flexível”<sup>4</sup>, é formado por uma parcela fixa e outra variável. A parcela fixa deve ser atualizada anualmente, sempre em 1º de maio, de acordo com a variação do Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas (FGV). A parcela variável deve ser reajustada trimestralmente (nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro), conforme a variação da taxa de câmbio e dos preços de uma cesta internacional de óleos combustíveis<sup>5</sup>.

A partir de 2009, no sentido de reduzir o excedente produtivo de gás e viabilizar o equilíbrio entre demanda e oferta nesse mercado, a PETROBRAS instituiu outra alternativa de precificação: a realização de leilões eletrônicos para comercialização de volumes de gás natural de curto prazo a serem destinados ao mercado não termelétrico. Essa alternativa apresentou resultados positivos, pois permitiu a comercialização do excesso de produção a preços inferiores aos do contrato de fornecimento.

A Tabela 1 apresenta uma comparação entre o preço de contrato da PETROBRAS e alguns índices de preço (IGP-M e IPCA), a partir de 2008. No acumulado do período, o preço do gás teve uma elevação de 39,45%, exclusive o aumento ora analisado, enquanto o IGP-M registrou 16,45% e o IPCA 14,44%. Esse resultado evidencia a política de preços estabelecida no contrato de fornecimento da PETROBRAS, a qual está baseada na oferta e demanda mundiais de óleo combustível, que é considerado o principal substituto do gás no segmento industrial. Dessa maneira, considerando o contrato de fornecimento, o preço do gás pago pela CEGÁS, à exceção dos leilões eletrônicos, é dependente do mercado internacional de óleo combustível, da evolução do IGP-M, do mercado de câmbio e das políticas cambiais estabelecidas pelo Governo Federal.

- 
- 3 Contratação que estabelece um compromisso de comercialização com pagamento por determinado volume de gás contratado por parte da CEGÁS e a respectiva garantia de entrega por parte da PETROBRAS.
  - 4 Contratação que estabelece a comercialização de um determinado volume de gás por parte da CEGÁS, mas que não há garantia de entrega por parte da PETROBRAS. No caso de falta de gás, a PETROBRAS garante o ressarcimento da diferença entre o custo com a utilização de óleo combustível e o custo da tarifa de gás natural.
  - 5 Cabe salientar que essa nova modalidade de precificação não especifica mais o preço do transporte de gás natural.

TABELA 1  
VARIAÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL E DE ALGUNS ÍNDICES DE PREÇO  
2008 A 2010

ANO	GÁS NATURAL	IGP-M	IPCA	%
2008	27,88	9,81		5,90
2009	2,09	-1,71		4,31
Até 09/2010	6,82	7,89		3,60
TOTAL	39,45	16,45		14,44

Fontes: ARCE, Fundação Getúlio Vargas (FGV) e IBGE.

### 3 – Dos Aspectos Legais da Política Atual de Preços<sup>6</sup>

Conforme contrato de concessão para exploração dos serviços de gás canalizado celebrado entre o Estado do Ceará e a CEGÁS, considerando-se o que consta no seu Primeiro Termo Aditivo, cabe à ARCE homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas, bem como atuar de forma a manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, observadas as fórmulas e condições previamente estabelecidas pelas partes na avença.

Segundo as condições pactuadas (Cláusula Décima Quarta), a ARCE deverá fazer uso de dois mecanismos de preservação do equilíbrio econômico-financeiro: reajuste e revisão, esta última desdobrada em duas espécies, uma com periodicidade anual (revisão ordinária), levando-se em conta as projeções dos volumes de gás a serem comercializados e os respectivos investimentos, e a outra realizada a qualquer tempo (revisão extraordinária), se ocorrerem causas que ponham em risco o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, na forma e prazo necessários a evitar prejuízos com a defasagem tarifária, ou mesmo para adequação aos pressupostos e objetivos do contrato.

Com relação ao reajuste tarifário, cumpre destacar a vedação de estipulação de reajuste ou correção monetária de periodicidade inferior a um ano, como estabelecido no art. 2º, § 1º, da Lei 10.192/2001, que dispõe sobre medidas complementares ao Plano Real, diante do que, em interstícios inferiores a um ano, deve ser afastada, para efeito de cálculo de novos valores, a fórmula constante no Anexo I, item 5, do contrato de concessão.

Sob o prisma jurídico, a intangibilidade da equação econômico-financeira dos contratos administrativos em geral, incluindo aqueles que têm como objeto a delegação de serviços públicos, possui amparo constitucional (arts. 5º, XXII, 37, XXI, 170), encontrando-se disciplinada nas Leis 8.666/93 (art. 55, III, e 65, § 8º) e 8.987/95 (art. 9º) a matéria especificamente relacionada aos mecanismos de preservação da tarifa de serviços concedidos ou permitidos.

Dessa forma, constatado, sob a ótica econômico-tarifária, que a alteração do preço de venda do gás pela PETROBRAS provoca, de fato, desequilíbrio econômico-financeiro na concessão, como previsto na Cláusula Décima Quarta, itens, 14.5 e 14.6, do contrato respectivo, é assente na doutrina jurídica a necessidade de revisão contratual extraordinária, especialmente no que se refere ao cálculo da tarifa média, consoante fórmula predeterminada no Anexo I, item 1, segundo a qual o preço de venda do gás pela PETROBRAS deve ser somado à margem bruta para obtenção da tarifa média a ser praticada pela concessionária.

<sup>6</sup> Baseado no parecer PR/PRJ/0086/2008, de 30/05/08, da Procuradoria Jurídica da ARCE.

Sob a perspectiva jurídica, considera-se admissível que se faça a revisão extraordinária da tarifa média da CEGÁS, conforme a PETROBRAS altere o preço do gás, consoante equação estabelecida no Anexo I, item 1, do contrato de concessão, desde que o não repasse do novo preço da PETROBRAS represente fator de desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Como estabelecido no item 4, do Anexo I, do mencionado contrato de concessão, o valor da margem bruta está estruturado em torno da avaliação, entre outras variáveis, da remuneração dos investimentos realizados para prestação dos serviços delegados. Ademais, no item 5.1 da Cláusula Quinta do supracitado contrato é estabelecida a garantia de “justa retribuição” para o capital investido. Deve-se aqui explicitar-se o entendimento do Ente Regulador do conceito de capital investido como a contrapartida passiva do ativo econômico da empresa (o qual, por sua vez, corresponde ao total de ativos – de curto e de longo prazo – constituídos para a viabilização de suas atividades empresariais finalísticas).

A definição “de justa retribuição” do capital investido é reforçada, por sua vez, pelo disposto no § 1º, do artigo 6º, da Lei no 12.788, de 30 de dezembro de 1997, o qual estabelece que serviço público adequado é aquele cuja prestação satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas. Nesse sentido, portanto, fundamenta-se a análise da revisão tarifária objeto da presente nota técnica, na medida em que pode concluir pelo reequilíbrio das tarifas necessário ao atendimento do princípio de modicidade tarifária presente no mencionado diploma legal.

Por fim, considerando o disposto no artigo 61 (caput e § 1º) da Lei nº 9.478/97, o qual estabelece que “a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins” serão “desenvolvidas pela PETROBRAS em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado”, resta evidente não haver espaço para questionamento legal acerca das práticas comerciais da referida empresa estatal.

#### **4 – Da Pertinência do Pleito**

A Resolução ARCE nº 138, de 29 de julho de 2010, aprovou tarifa média (sem encargos financeiros e ex-tributos ad-valorem de qualquer natureza) no valor de R\$ 0,8127/m<sup>3</sup>, o qual resulta da incorporação do valor de compra vigente para o gás natural (R\$ 0,6880/m<sup>3</sup>) ao valor da margem bruta (a saber, R\$ 0,1247/m<sup>3</sup>).

A análise da pertinência do pleito ora apresentado implica mensurar o impacto, sobre o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, do presente reajuste negativo de preços estabelecido pela PETROBRAS à CEGÁS (com vigência a partir de 1º de novembro de 2010).

Inicialmente, há de ser observado que o decréscimo no preço de compra da *commodity* (sem encargos e tributos) alcança um valor absoluto de R\$ 0,0058/m<sup>3</sup>. Caso o regulador não considere o repasse do novo preço do gás natural (R\$ 0,6822/m<sup>3</sup>), a CEGÁS seria submetida a uma margem de distribuição de R\$ 0,1305/m<sup>3</sup> (R\$ 0,1247/m<sup>3</sup> mais R\$ 0,0058/m<sup>3</sup>), o que representa uma elevação de cerca de 4,65% na margem bruta estabelecida pela resolução citada (R\$ 0,1247/m<sup>3</sup>).

A partir dos valores apresentados acima, resta-nos evidente que o não repasse para as tarifas praticadas pela concessionária dos novos valores de compra do gás natural

determinados pela PETROBRAS, *coeteris paribus*, implicaria a inobservância da referida margem bruta estabelecida pela Resolução ARCE nº 138. Justifica-se, dessa forma, a autorização de uma nova tarifa média que incorpore tais valores.

Entendimento no sentido da pertinência da revisão da tarifa média do gás natural canalizado (o qual representa o preço de um serviço público) em prazo, contado da data da revisão anterior, inferior a um ano é igualmente manifestado pela Procuradoria Jurídica desta agência em seu parecer PR/PRJ/0060/2007 (PCEE/CET/005/2007, fls. 39/43), de 22 de junho de 2007.

## **5 – Da Análise do Pleito**

A análise da Coordenadoria Econômico-Tarifária concentra-se na verificação da consistência dos valores propostos aos termos do contrato de concessão. Assim, busca-se verificar a correta aplicação sobre o preço de custo do gás dos percentuais de aumento propostos pela PETROBRAS.

No tocante a tal aspecto, as avaliações realizadas comprovaram a correta aplicação dos percentuais sobre o preço de custo do gás adquirido pela CEGÁS, cujo valor foi informado pela concessionária.

A partir dos dados analisados, a Coordenadoria Econômico-Tarifária propõe a aplicação da seguinte tarifa média (ex-impuestos de qualquer natureza “ad-valorem”), nos termos do item 1, do Anexo I, do contrato de concessão:

$$\text{Tarifa Média} = \text{R\$ } 0,6822 + \text{R\$ } 0,1247 = \text{R\$ } 0,8069/\text{m}^3$$

onde:

- Preço de venda de gás natural pela PETROBRAS = R\$ 0,6822/m<sup>3</sup>;
- Margem bruta de distribuição (fixada no âmbito do Processo PGAS/CET/004/2010) = R\$ 0,1247/m<sup>3</sup>.

O valor da tarifa média a ser aplicado é 0,71% inferior ao que foi aprovado anteriormente na Resolução ARCE nº 138/2010, decorrendo, portanto, do repasse dos novos valores de venda da *commodity* pela PETROBRAS.

## **6 – Conclusão**

Diante da análise realizada, a Coordenadoria Econômico-Tarifária, nas condições fixadas pelo CONTRATO DE CONCESSÃO PARA EXPLORAÇÃO INDUSTRIAL, COMERCIAL, INSTITUCIONAL E RESIDENCIAL DOS SERVIÇOS DE GÁS CANALIZADO NO ESTADO DO CEARÁ, recomenda a homologação da revisão extraordinária solicitada pela Companhia de Gás do Ceará – CEGÁS, com o estabelecimento de tarifa média (ex-impuestos de qualquer natureza “ad-valorem”) no valor de R\$ 0,8069/m<sup>3</sup>.

Fortaleza, 08 de outubro de 2010.

Arlan Mendes Mesquita  
Analista de Regulação

De acordo:

Mario Augusto Parente Monteiro  
Coordenador Econômico-Tarifário