



**SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR**

Nota Técnica SEDECTES nº 03/2017

*Análise das Contribuições à Nota Técnica SEDECTES nº
02/2017*

Julho, 2017

Índice

1. Introdução	3
2. Análise das contribuições	3
2.1. Base de remuneração regulatória	3
2.1.1. Aspectos Gerais	3
2.1.2. Depreciação	6
2.1.3. Investimentos	7
2.2. Estoque	7
2.3. Perdas	10
2.4. Inadimplências	12
2.4.1. Receitas Irrecuperáveis: Consideração das Alíquotas de Impostos	12
2.4.2. Metodologia Aging	13
2.5. Controle de investimentos	14
2.5.1. Mudanças na abordagem geral do controle de investimentos	14
2.5.2. Dedução de demanda de investimentos não realizados	17
2.6. Desenho tarifário	17
2.6.1. Aspectos gerais	17
2.6.2. Encargos	20
2.6.3. Estrutura tarifária	22
2.6.4. Tarifa de Uso do Serviço de Distribuição e do Serviço de Comercialização	23
2.7. Parcela compensatória	25
2.7.1. Parcela Compensatória por segmento	26
2.7.1. Flexibilização do Período de Repasse da Parcela Compensatória	26
2.7.2. Parcela compensatória para Grandes Volumes com contrato espelho	27
2.8. Fator X	28
2.9. Capital de Giro	32
2.10. Custos Operacionais	33
2.11. Outras Receitas	38

1. Introdução

No marco do processo estabelecido pela Resolução SEDECTES nº 37, de 09/05/2017 que define o cronograma da Consulta Pública da Metodologia de Revisão Tarifária da GASMIG, são apresentadas a seguir as respostas da SEDECTES às contribuições recebidas.

A SEDECTES agradece todas as contribuições recebidas. As seguintes instituições enviaram contribuições dentro do período estabelecido para a Consulta Pública: ABEGÁS, ABRACE e GASMIG.

Todas as contribuições foram analisadas e respondidas e estão organizadas em um único documento. Cada capítulo identifica um conceito e inclui as contribuições de todos os participantes. A ordem dos capítulos se encontra na mesma sequência da Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017.

2. Análise das contribuições

2.1. Base de remuneração regulatória

2.1.1. Aspectos Gerais

ABRACE

Contribuição 1

“A pesar de a ABRACE entender que a adoção deste método é viável, dado que ele goza de vantagens como objetividade, praticidade e fácil controle e fiscalização, não são apresentados grandes detalhes de como serão apresentados os valores originais de compra. A ABRACE compreende que esse valor deveria ser igual ou próximo ao Custo Contábil Corrigido, pois a proposta considera os efeitos da depreciação acumulada e a atualização por um índice de reajuste, no caso, o IGP-M. Trata-se, portanto, de método de apuração de valores amplamente conhecida como Custo Histórico Corrigido. Entretanto, é importante que a Secretaria apresente maiores detalhes de como serão apresentados esses valores.”

Resposta

Como é especificado na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO I” para a avaliação dos ativos da Base de Remuneração Regulatória (BRR) propõe-se a adoção do Valor Original de Aquisição (incluindo os custos de frete, instalação, impostos e outros custos) atualizado conforme a evolução do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M).

Por esse mecanismo a concessionária apresentará os custos de aquisição que serão acrescidos dos custos de fretes, instalação, impostos e outros custos. A SEDECTES avaliará os dados apresentados pela concessionária segundo os critérios especificados na mesma normativa.

O valor regulatório do ativo pode apresentar diferenças com o valor contábil, por exemplo, no que se refere à taxa de depreciação. Porém, a SEDECTES fará uma conciliação regulatória contábil, onde a concessionária devesse justificar as diferenças entre o valor contábil e o valor regulatório, conforme o estabelecido na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO I”

“A informação fornecida pela concessionária no requerimento de informação será comparada com os valores informados pela concessionária em relatórios da administração ou demonstrações contábeis (balanços patrimoniais).

Para que a comparação seja válida a informação fornecida pela concessionária será submetida às mesmas regras de ajuste por inflação que os aplicados nos relatórios da administração ou demonstrações contábeis (balanços patrimoniais).

Se houver diferenças significativas a SEDECTES poderá solicitar esclarecimentos à concessionária, caso os esclarecimentos não sejam razoáveis a SEDECTES poderá ajustar o valor da BRR. “

Para evitar conflitos com a interpretação das regras de ajuste por inflação foi retirado da “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO I” o parágrafo

“Para que a comparação seja válida a informação fornecida pela concessionária será submetida às mesmas regras de ajuste por inflação que os aplicados nos relatórios da administração ou demonstrações contábeis (balanços patrimoniais). “

Contribuição 2

“Portanto, de maneira resumida, a ABRACE propõe a alteração do parâmetro de atualização dos ativos excluindo-se a correção pelo IGP-M e implantando-se a correção via Banco de Preços, conforme já adotado por outros reguladores. Sobre a desvantagem da obsolescência tecnológica, a Abrace sugere a migração para um método de valoração que considere o valor corrente do ativo, ou seja, o valor de substituí-lo por outro nas mesmas condições, considerando a tecnologia atual”.

Resposta

A SEDECTES tem consciência das vantagens da metodologia de valoração dos ativos pelo Valor Novo de Reposição (VNR), mas considera apropriada a aplicação da metodologia de valoração estabelecida na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO I”.

“Valor Original de Aquisição (incluindo os custos de frete, instalação, impostos e outros custos) atualizado conforme a evolução do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M)¹, a partir da data de entrada em serviço do ativo”.

É importante indicar que a metodologia proposta pela SEDECTES é a metodologia mais empregada no setor de distribuição de gás natural canalizado no Brasil. A metodologia proposta, por exemplo, é praticada pela ARSESP e AGENERSA para as respectivas concessões de distribuição de gás canalizado.

Contribuição 3

“Por fim, ressaltamos a necessidade de se ajustar as definições referentes à Base de Remuneração Regulatória Líquida do serviço de distribuição e comercialização, dispostas nas páginas 09 (BRR_L) e 10 (BRR_{SC}) da Nota Técnica, respectivamente. É preciso incluir em ambas os seguintes termos destacados, de modo a ficarem coerentes com a definição da Base de Remuneração Regulatória Bruta: “Base de Remuneração Regulatória Líquida, que é o valor líquido da Base de Capital (BC) no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação que são propriedade da empresa (adquiridos com fundos próprios e/ou financiados) e vinculados à prestação do serviço de distribuição/comercialização regulado”.

Resposta

A SEDECTES considera que as análises estabelecidas na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO I” atendem às definições solicitadas pela ABRACE. Não obstante, será incorporada na Nota Técnica a sugestão.

BRR_{B,t,k}: Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB) do serviço de distribuição, que é o valor bruto da Base de Capital (Base empregada para o cálculo do custo de capital) do serviço de distribuição no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação que não estão

¹ Publicado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

completamente depreciados, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de distribuição.

BRRL_t: Base de Remuneração Regulatória Líquida (do serviço de distribuição), que é o valor líquido da Base de Capital do serviço de distribuição no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação líquidos da depreciação, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de distribuição.

BRRB_{SC t,k}: Base de Remuneração Regulatória Bruta (do serviço de comercialização), que é o valor bruto da Base de Capital (BC) do serviço de comercialização no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação, que não estão completamente depreciados, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de comercialização.

BRRL_{SC t}: Base de Remuneração Regulatória Líquida (do serviço de comercialização), que é o valor líquido da Base de Capital do serviço de comercialização no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação líquidos da depreciação, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de comercialização regulado.

Para evitar conflitos com a interpretação técnica ICPC 01 - Contrato de Concessão foi retirado da Nota Técnica a palavra propriedade.

GASMIG

Contribuição 4

“A atualização dos investimentos realizados no passado conforme o IGP-M apenas a partir da data de entrada em serviços poderá causar uma distorção na base da concessionária.

No passado recente a concessionária realizou duas grandes obras de extensão da rede de distribuição, o gasoduto do Vale do Aço (331 km) e o gasoduto do Sul de Minas (110 km) cujos desembolsos das obras duraram mais de 2 anos e foram capitalizados pelo seu valor histórico de obra. A integralização destes gasodutos foi essencial para a expansão da distribuição do gás natural em Minas Gerais.

Dessa forma, solicita-se a atualização monetária dos projetos Vale do Aço e Sul de Minas a partir dos seus desembolsos apontados pela GASMIG.”

Resposta

Os ativos das obras gasoduto do Vale do Aço e o gasoduto do Sul de Minas serão avaliados conforme ao estabelecido na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017”:

“Para a apuração da Base de Remuneração Regulatória ao início do período tarifário serão considerados os ativos existentes e em operação no início do período tarifário, valorados ao Valor Original de Aquisição (incluindo os custos de frete, instalação, impostos e outros custos) atualizado conforme a evolução do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M)⁶, a partir da data de entrada em serviço do ativo, e deduzida a depreciação acumulada, calculada com as taxas de depreciação regulatórias aprovadas.”

A SEDECTES tem consciência da envergadura e importância das obras, por isso são reconhecidas na BRR, mas não é possível aplicar um procedimento diferente para a avaliação dos ativos desses projetos (comparado com a metodologia de valoração dos outros ativos).

2.1.2. Depreciação

ABRACE

Contribuição 5

“O método a ser adotado pela Sedectes para estimar a depreciação dos ativos ao longo da sua vida útil será o Método da linha reta ou linear, que gera um valor constante de depreciação durante a totalidade da vida útil do ativo. A depreciação será estimada em forma mensal (taxa anual dividida por doze) a partir da data de entrada em serviço do ativo.

A Secretaria avaliará a proposta da concessionária usando como referência as vidas úteis regulatórias utilizadas por outros participantes da indústria no país e em outros países e determinará as vidas úteis a serem utilizadas na primeira revisão tarifária da concessionária. Nos próximos ciclos, a concessionária poderá propor modificações nas vidas úteis regulatórias.

A proposição de novas vidas úteis influencia diretamente a margem de distribuição, motivo pelo qual a ABRACE sugere que toda e qualquer proposta neste sentido seja estudada pela Sedectes, de modo a não haver desequilíbrio econômico-financeiro na concessão.”

Resposta

A SEDECTES tem consciência do impacto da modificação da vida útil na condição de equilíbrio econômico financeiro da concessionária. Consequentemente, a SEDECTES avaliará a proposta de vida útil apresentada pela concessionária em relação à vida útil empregada historicamente, para evitar um desequilíbrio econômico-financeiro.

GASMIG

Contribuição 6

“A GASMIG utiliza como base da sua depreciação contábil relatórios técnicos que refletem a estimativa de vida útil dos seus principais ativos, válvulas e tubulações. Como o contrato de concessão da GASMIG não define um período de depreciação regulatória, todas as decisões de investimentos antes do 1º Ciclo de Revisão Tarifária foram baseadas na vida útil estimada desses ativos.

Caso a SEDECTES considere alterar a vida útil dos ativos já em operação da GASMIG isto poderá colocar em risco parcela relevante da receita e a expectativa da remuneração de ativos imobilizados antes de estabelecido o marco regulatório do 1º ciclo de Revisão Tarifária, o que poderá afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, além de criar incertezas regulatórias quanto aos investimentos futuros da concessionária.”

Resposta

Conforme o estabelecido na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO I”, a SEDECTES avaliará a razoabilidade da proposta de vida útil da concessionária segundo os critérios especificados no anexo mencionado.

“No processo da primeira revisão tarifária, a concessionária deverá apresentar uma proposta de vida útil regulatória de seus ativos, considerando os seguintes fatores:

- *Especificações técnicas;*
- *Uso específico do ativo;*

- *O nível esperado de utilização do ativo;*
- *Requerimentos de manutenção;*
- *Condições ambientais de trabalho do ativo;*
- *Vida útil contábil.*

A SEDECTES avaliará a proposta da concessionária usando como referência: i) critérios econômicos e/ou físicos e ii) as vidas úteis regulatórias utilizadas por outros participantes da indústria no país e em outros países.”

Caso verifique-se a pertinência de se modificar a vida útil de algum ativo, a SEDECTES avaliará o impacto da mudança de modo a não haver desequilíbrio econômico-financeiro na concessão.

2.1.3. Investimentos

ABRACE

Contribuição 7

“Neste sentido, a ABRACE sugere que a Sedectes, além de avaliar a eficiência do cronograma, também acompanhe as obras em andamento, de modo que se possa vislumbrar se o cronograma de fato está sendo cumprido e se os juros calculados serão eficientes. Este acompanhamento é fundamental para que a margem de distribuição não contemple itens que podem onerar o usuário sem necessidade”

Resposta

A SEDECTES fará um acompanhamento do progresso e desenvolvimento do projeto, mas essa avaliação não terá impacto imediato na tarifa.

O montante dos investimentos e os juros sobre as obras em andamento são definidos “ex-ante”. A avaliação do desenvolvimento do projeto será feita na próxima revisão tarifária quando a SEDECTES avaliará as quantidades físicas executadas pela concessionária, de acordo com o controle dos investimentos estabelecido na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO III” e verificará o montante do investimento a ser considerado na definição da Base de remuneração regulatória (BRR), de acordo com a “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO I”.

Se a concessionária for mais eficiente do que o estabelecido no plano de negócios (menor custo para as mesmas quantidades físicas), ela poderá ter uma rentabilidade adicional até a próxima revisão tarifária quando o projeto desenvolvido será incorporado na BRR inicial do quinquênio.

2.2. Estoque

ABRACE

Contribuição 8

“Avaliar se de fato a média é o melhor dispositivo para se determinar a taxa de estoque, visto que a ineficiência de outras distribuidoras pode contaminar este cálculo. Neste sentido, a ABRACE propõe que seja realizado um estudo comparativo utilizando outros dispositivos estatísticos (como a mediana, por exemplo) antes de se determinar a taxa mencionada.”

Resposta

A SEDECTES considera adequado o comentário da ABRACE, não obstante, como indica Leonard J. Kazmier (2007), numa amostra com distribuição simétrica, a média, a mediana e a moda coincidem em seus valores.

Na definição do estoque, a amostra empregada apresenta valores similares de média e mediana, portanto a SEDECTES não considera necessário modificar a metodologia proposta.

No entanto foram incorporados os dados da GASMIG pelo cálculo da taxa do estoque atualizado:

Média da relação Estoques/Ativo Bruto	
Concessionária	Média
CEG	0,07%
CEG RIO	0,124%
COMGÁS	0,631%
COMPAGÁS	0,435%
GNSPS	0,095%
SCGÁS	0,303%
BAHÍA GÁS	0,505%
GASMIG	0,426%
Média Geral	0,324%

Contribuição 9

“Outro ponto que deve ser estudado pela Secretaria é o fato de que o estoque, sendo incorporado à Base de Remuneração Regulatória, possivelmente também tenha de ser depreciado.”

Resposta

Os bens em estoque são bens sem utilização, porém não tem o desgaste e o aproveitamento econômico que o mesmo ativo em utilização. Portanto a SEDECTES não considera apropriada a incorporação da depreciação no estoque.

GASMIG

Contribuição 10

“Primeiramente, verifica-se uma inconsistência no cálculo do percentual de estoque regulatório efetuado pela SEDECTES, uma vez que o ativo bruto utilizado pela Secretaria é superior ao ativo total que consta nas Demonstrações Financeiras das empresas, conforme indicado na Tabela 2. Isto ocorre apesar do Regulador definir que no ativo bruto considerado são expurgadas as contas de obras em andamento e os ativos diferidos.”

Tabela 2 – Comparação Entre o Ativo Bruto Considerado pela SEDECTES e o Ativo Total no Balanço Patrimonial de Cada Concessionária (Em R\$ Milhares)

		2010	2011	2012	2013	2014	2015
BAHIA GÁS	Ativo SEDECTES	599.876	622.306	615.558	653.692	707.427	859.696
	Ativo Dem. Fin.	510.047	525.442	502.535	534.523	569.787	642.924
CEG	Ativo SEDECTES	2.397.716	2.376.269	2.590.954	2.749.364	3.200.190	3.629.576
	Ativo Dem. Fin.	2.009.343	1.928.016	2.057.090	2.146.314	2.515.969	2.659.782
CEG RIO	Ativo SEDECTES	493.677	526.777	616.256	-	-	-
	Ativo Dem. Fin.	485.991	520.166	586.689	571.568	962.173	952.025
COMGÁS	Ativo SEDECTES	4.782.178	5.454.618	7.529.278	8.938.587	10.102.774	11.612.882
	Ativo Dem. Fin.	3.847.842	4.307.670	6.011.149	6.919.259	7.640.424	8.868.031
COMPAGÁS	Ativo SEDECTES	305.722	307.100	328.714	343.477	644.804	500.017
	Ativo Dem. Fin.	267.898	279.188	291.728	308.966	634.220	475.895
GÁS BRASILIANO	Ativo SEDECTES	476.492	526.063	537.096	587.526	655.632	706.603
	Ativo Dem. Fin.	434.717	472.576	471.113	507.811	562.105	599.784
GASMIG	Ativo SEDECTES	1.332.180	1.363.183	1.649.578	1.832.516	1.917.071	1.992.954
	Ativo Dem. Fin.	1.315.133	1.307.565	1.560.948	1.724.790	1.790.328	1.800.777
GN SPS	Ativo SEDECTES	965.468	1.053.157	1.082.066	1.042.928	-	-
	Ativo Dem. Fin.	767.994	813.549	813.344	743.167	768.846	752.598
SCGÁS	Ativo SEDECTES	500.554	463.755	496.042	587.377	620.033	651.462
	Ativo Dem. Fin.	343.378	311.553	318.827	366.555	400.300	475.895

Fonte: Demonstrações Financeiras das empresas.

Resposta

Como é indicado na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO II” a partir dos dados disponíveis nos relatórios de administração é estimada uma relação entre o estoque e o “ativo bruto” das concessionárias de distribuição de gás natural no Brasil.

Os dados apresentados pela SEDECTES no Anexo II são os valores brutos dos ativos das concessionárias (não inclui obras em andamento e ativos diferidos ou de captação de usuários). Os dados apresentados pela GASMIG na Tabela 2 são dados líquidos da depreciação (e incluem obras em andamento e ativos diferidos ou de captação de usuários).

É importante indicar que o ativo bruto é mais representativo que o ativo líquido quanto a capacidade da concessionária de fornecer o serviço. O ativo líquido é afetado pela taxa de depreciação escolhida e pode gerar resultados incorretos.

Contribuição 11

“Ademais, o uso do ativo total do Balanço Patrimonial não é apropriado para esta finalidade, pois considera contas que não são relacionadas à base de ativos das concessionárias, como por exemplo as contas de caixa e aplicações financeiras. Essas contas estão relacionadas a movimentações financeiras da empresa, não representando a valoração dos ativos da Companhia. A conta de caixa considera o dinheiro em caixa e bancos, bem como valores equivalentes, como cheques em mãos e em trânsito que representam recursos com livre movimentação para aplicação nas operações da empresa e que não haja restrições de uso imediato. A conta de aplicações financeiras é composta por um conjunto de investimentos com rentabilidade fixa ou variável, do tipo: Fundos de Investimento Financeiro (FIF), Certificados de Depósitos Bancários (CDB), Letras Hipotecárias, etc. Segundo disposto no Relatório da Administração da GASMIG, a valoração dos ativos da concessão é considerada nas contas de “Ativo Intangível e Financeiro”, alocada no Ativo Não Circulante, indicadas na Figura 2”.

Resposta

A SEDECTES considera parcialmente válida a contribuição da GASMIG, no sentido que o ativo intangível e financeiro é mais representativo do ativo regulatório que a totalidade do ativo especificado no Balanço Patrimonial.

A SEDECTES também considera adequado empregar o mesmo critério no estoque e incluir no cálculo apenas os ativos armazenados requeridos para um correto atendimento das falhas na operação da concessionária e danos na infraestrutura (rede, válvulas, conexões, etc.).

Algumas concessionárias incluem no estoque do balanço patrimonial materiais destinados a obras em andamento, como a concessionária COMGAS.

Estoques

	2015	2014
Estoque de materiais para construção	86.981	86.895
Produto acabado	2.747	2.066
Materiais diversos	44.619	36.445
	<u>134.347</u>	<u>125.406</u>

Fonte: Demonstrações Financeiras da COMGAS, ano 2015.

Assim foi ajustado o cálculo da relação Estoque/Ativo bruto, e o resultado obtido foi o seguinte:

Média da relação Estoque/Ativo Bruto	
Concessionária	Média
CEG	0,07%
CEG RIO	0,124%
COMGÁS	0,631%
COMPAGÁS	0,435%
GNSPS	0,095%
SCGÁS	0,303%
BAHÍA GÁS	0,505%
GASMIG	0,426%
Média Geral	0,324%

A concessionária que foi excluída (Gás Brasileiro) deste cálculo não apresentou nos relatórios administrativos um detalhamento da composição do estoque o que pode gerar um erro na estimação da média.

2.3. Perdas

ABRACE

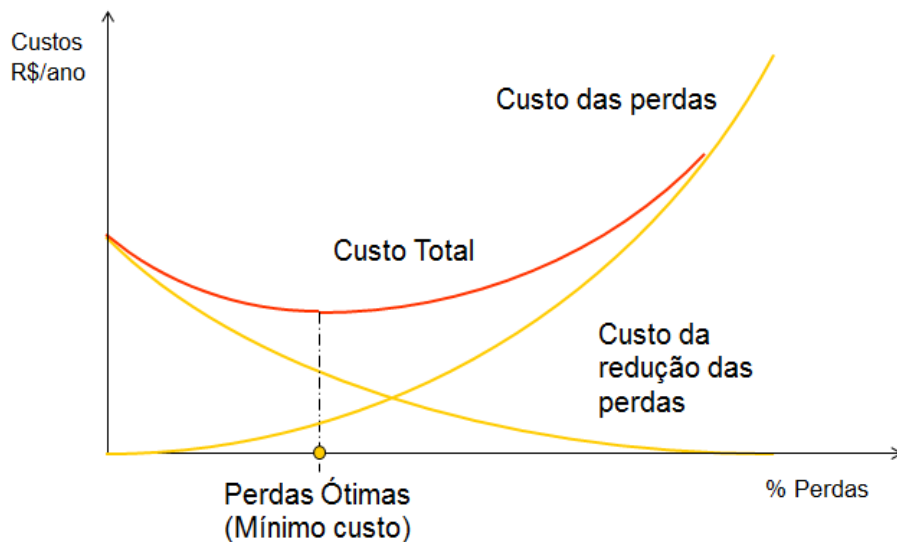
Contribuição 12

“As perdas devem constituir uma meta de qualidade para a Gasmig, com um alvo de longo prazo próximo de zero, a exemplo do que já ocorre nas revisões tarifárias de gás canalizado de Alagoas, onde o regulador considera a perda como nula. Os custos operacionais já contemplam despesas relacionadas à manutenções e reinvestimentos necessários à mitigação das perdas. Além disso, a

definição de uma trajetória de redução de perdas, medida adotada, por exemplo, pela ANEEL com as distribuidoras de energia elétrica, também oferece um incentivo ao combate ao desperdício.”

Resposta

O critério geralmente empregado na definição do nível de perdas é a minimização do custo total (Custos das perdas mais custos requeridos para sua redução). Estabelecer perdas próximas de zero pode requer importantes investimentos e custos operacionais o que pode resultar menos eficiente que permitir um mínimo de perdas.



Produto da assimetria de informações não é possível estabelecer um nível ótimo de perdas, portanto a SEDECTES nesta primeira revisão tarifária estabelece a media de indústria, como uma aproximação ao nível ótimo.

Também é importante indicar que a SEDECTES considera que o reconhecimento da média da indústria gera um incentivo à melhoria já que, caso a concessionária reduza suas perdas abaixo do valor reconhecido, ela obterá uma rentabilidade melhor. Com a aplicação deste incentivo espera-se que no futuro a média do setor seja menor.

No processo de revisão tarifária a SEDECTES avaliará a necessidade do desenvolvimento de programas de redução de perdas e sua incorporação na tarifa.

Contribuição 13

“Caso se opte por se realizar um benchmarking das perdas reconhecidas pelas agências reguladoras de outras concessionárias de gás canalizado do Brasil, a ABRACE sugere que seja incluída, na amostra para a determinação do índice global de perdas, a própria Gasmig. Assim, também serão reconhecidos os valores de perdas de gás históricos da concessionária.”

Resposta

A concessionária GASMIG ainda não forneceu os dados requeridos para a estimação das perdas reais. No futuro a concessionária terá a obrigação de informar à SEDECTES as perdas reais e a SEDECTES poderá escolher a melhor opção (benchmarking de perdas ou perdas históricas).

Quando a SEDECTES dispuser dos montantes das perdas reais da concessionária, poderá estabelecer a necessidade do desenvolvimento de programas de redução de perdas e a necessidade de inclusão deles no plano de negócios.

GASMIG

Contribuição 14

“A amostra considerada pela SEDECTES é bastante reduzida, uma vez que de um total de 7 empresas com perdas regulatórias reconhecidas no setor de gás canalizado brasileiro, apenas 4 foram levadas em consideração. Tal fato reduz em 42% a amostra de distribuidoras de gás canalizado utilizada.

Tendo em vista a amostra reduzida de empresas, uma alternativa para aumentar a representatividade do cálculo é a adoção de um benchmarking internacional para o cálculo de perdas regulatórias. Vejamos o caso de perdas médias dos EUA, que apresentou média superior a 1%.

Portanto, como a amostra considerada pela SEDECTES é reduzida, a GASMIG solicita que seja considerado um benchmarking internacional ou amostra de empresas de outro país, como EUA, para o cálculo do percentual médio de perdas regulatórias a ser aplicado na próxima Revisão Tarifária Periódica da concessionária. Nesses casos verifica-se uma perda média de 1,1%.”

Resposta

Em todas as análises quantitativas comparativas (Perdas, Estoque e Custos operacionais), a SEDECTES empregou somente dados de concessionárias de distribuição de gás natural do Brasil. Por conseguinte, não é coerente o emprego de dados de empresas de outros países neste item.

Além disso, a amostra de concessionárias apresentada pela concessionária refere-se a apenas um país cujas empresas têm características diferentes da GASMIG (em geral são concessionárias mais antigas e com mercados diferentes).

A SEDECTES priorizou nas análises comparativas o uso de dados públicos acessível para todos, o que limita a quantidade de dados disponíveis, mas concede maior transparência ao processo.

É importante indicar que a SEDECTES também poderá empregar os montante de perdas históricas da concessionária para definir o Índice de Perda Global (Ver SEDECTES_NT2_Anexo VII Perdas).

2.4. Inadimplências

2.4.1. Receitas Irrecuperáveis: Consideração das Alíquotas de Impostos

GASMIG

Contribuição 15

“Portanto, como as alíquotas de impostos sobre vendas (ICMS, PIS e COFINS) são cobradas dos consumidores, a GASMIG solicita que essas alíquotas sejam consideradas na base de cálculo das receitas irre recuperáveis.”

Resposta

A SEDECTES considera correta a contribuição da GASMIG.

A partir da contribuição feita pela GASMIG, a SEDECTES incorpora a seguinte modificação na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO V”.

Original

“Estabelecido o valor de aging da curva de envelhecimento da fatura, o valor das receitas irre recuperáveis é obtido com a seguinte equação:

$$Inad_t = \%TInad * [RR_t + \text{Custo de gás}_t]$$

Onde:

$Inad_t$: Inadimplência regulatória reconhecida no ano t ;

$\%TInad$: Percentual regulatório de receitas irrecuperáveis calculado segundo o ponto 3;

RR_t : Receita requerida total do ano t ;

Custo de gás_t : Custo de gás (acrescentado com as perdas) e transporte no período t .

Proposta

“Estabelecido o valor de aging da curva de envelhecimento da fatura, o valor das receitas irrecuperáveis é obtido com a seguinte equação:

$$Inad_t = \%TInad * \frac{(RR_t + \text{Custo de gás}_t)}{(1 - ICMS - PIS/PASEP - COFINS)}$$

Onde:

$Inad_t$: Inadimplência regulatória reconhecida no ano t ;

$\%TInad$: Percentual regulatório de receitas irrecuperáveis calculado segundo o ponto 3;

RR_t : Receita requerida total do ano t ;

Custo de gás_t : Custo de gás (acrescentado com as perdas) e transporte no período t .

ICMS : Taxa do imposto ICMS (imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços)

PIS/PASEP: Taxa do PIS (Programa de Integração Social) e PASEP (Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público).

CONFIS: Taxa da contribuição COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social).”

2.4.2. Metodologia Aging

GASMIG

Contribuição 16

“A utilização do método de aging para o cálculo das receitas irrecuperáveis é adequada, sendo bastante difundida entre os reguladores nacionais. Apesar de ter determinado o método, o Regulador ainda não definiu os parâmetros necessários para apuração da taxa de inadimplência regulatória, tais como o mês base, os meses de aging e os segmentos que serão considerados.”

Resposta

O mês base de referência é dezembro de 2016. (Além disso, a SEDECTES poderá solicitar outros meses de referência para avaliar os efeitos mencionados pela GASMIG numa contribuição).

Os meses de “aging” é um resultado da análise e será estimado no processo de revisão tarifária com os dados encaminhados pela GASMIG.

Contribuição 17

“Portanto, a GASMIG solicita que sejam considerados no aging meses em que ocorrem a inadimplência no segmento industrial, devido ao seu grande impacto na inadimplência global da concessionária.”

Resposta

Para avaliar o efeito mencionado pela GASMIG, a SEDECTES fará diferentes curvas de “aging” com diferentes meses de referência e diferentes antiguidades. Segundo os resultados obtidos, a SEDECTES definirá a taxa de inadimplência global da concessionária.

É importante indicar que as inadimplências somente consideram as receitas irrecuperáveis de longo prazo². Para compensar o atraso no pagamento a concessionária tem multas por atraso de pagamento de contas e acréscimos moratórios.

2.5. Controle de investimentos

2.5.1. Mudanças na abordagem geral do controle de investimentos

GASMIG

Contribuição 18

“Diante do exposto, a GASMIG propõe que seja realizado um controle do valor investido global e uma meta global por extensão de rede (km), que abranja todos os projetos ao longo do horizonte do planejamento. Esta proposta fornece o adequado poder de controle à Secretaria e a flexibilidade e o dinamismo necessários para a expansão dos investimentos e do mercado de gás natural no Estado de Minas Gerais.”

Resposta

A SEDECTES tem consciência da problemática mencionada pela GASMIG e a complexidade no desenvolvimento do plano de investimentos previsto pela concessionária. No entanto deve-se ressaltar o impacto que os projetos têm na receita requerida e no bem-estar da sociedade. Por isso a SEDECTES estabeleceu a realização de um controle específico dos investimentos propostos pela concessionária no plano de negócios.

O objetivo do controle não é burocratizar, engessar e onerar o processo de investimento. O objetivo, como é especificado na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO III”, é evitar que a concessionária obtenha receitas em excesso no caso de não atingir as metas físicas estabelecidas no plano de investimentos aprovado e incorporado no processo de Revisão Tarifária.

A SEDECTES entende ser necessário avaliar os parâmetros (metas físicas) especificados na Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO III, pois eles têm direta relação com o montante do investimento (projeto) e sua produtividade. Assim, também considera que o controle deve ser individualizado por projeto, já que cada projeto tem um impacto específico na tarifa e no bem-estar geral da sociedade.

O controle será realizado ao final do ciclo tarifário (depois de 5 anos), portanto não deveria gerar as interações frequentes indicada pela GASMIG em sua contribuição.

² A ANEEL na Nota Técnica nº 405/2014 considera que a receita torna-se irrecuperável quando o faturamento não recebido atinge 18, 21 e 24 meses do mês de referência, ou seja, entre um ano e meio e dois anos da inadimplência.

Contribuição 19

A ARSAL pratica um controle global dos investimentos observando a rentabilidade dos projetos e a comprovação por documentos. O Regulador considera como limitante inicial que o investimento apresente uma taxa de retorno não inferior a 20% ao ano, respeitando o disposto no contrato de concessão da ALGÁS.

“À CONCESSIONÁRIA promoverá, a seu cargo exclusivo, todas e quaisquer obras e a instalação de canalizações, redes e equipamentos, nas áreas cujos estudos de viabilidade econômica justifiquem a rentabilidade dos investimentos, segundo taxa de retorno não inferiores a 20% (vinte por cento) ao ano, para tal considerada como a média ao longo do ano, e critérios de depreciação estabelecidos no presente Contrato, garantindo sempre a segurança e a justa retribuição do capital investido. ” (Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 01/1993 – ALGÁS)

Resposta

O contrato de concessão de distribuição de gás natural canalizado no estado de Alagoas estabelece uma metodologia tarifária do tipo custo do serviço/taxa de retorno, permitindo (ou possibilitando) um controle “ex-post” da rentabilidade.

A metodologia proposta pela SEDECTES é uma metodologia de incentivos do tipo tarifas teto, portanto um controle “ex-post” da rentabilidade elimina o incentivo a ser mais eficiente que o proposto, pedra angular das metodologias de incentivos.

Contribuição 20

“No 3º ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras de energia elétrica, a ANEEL, por meio do “Submódulo 2.1 - Procedimentos Gerais” aprovado pela Resolução Normativa nº 457/2011, considerou um mecanismo de controle de investimentos denominado “ΔX”, em que foi realizado um ajuste a posteriori na Parcela B em função da diferença entre o Fator X calculado com os investimentos previstos e realizados para o ciclo tarifário anterior. Caso os investimentos efetivamente realizados fossem inferiores àqueles considerados no cálculo do Fator X da 2ª RTP, esse item seria recalculado, com a substituição dos valores de investimento e a manutenção de todos os demais parâmetros. Desse modo, foi efetuado apenas um controle geral dos projetos focado nos montantes de investimentos.”

Resposta

Como é indicado na contribuição da GASMIG, no 3º ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras de energia elétrica, os investimentos foram incorporados na estimação da parcela Xe do Fator de eficiência X. O componente Xe (definido pela resolução ANEEL nº55 do 2004) reflete os ganhos de produtividade esperados derivados da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias.

No 2º ciclo de revisões tarifárias a ANEEL empregou para a determinação do Fator X a metodologia de fluxo de caixa descontado, portanto a inclusão dos investimentos tinha como único objetivo incluir na tarifa os ganhos estimados de escala.

Na metodologia proposta pela SEDECETES os investimentos têm impacto direto na tarifa, não sendo inclusos somente para refletir os ganhos de escalas, já que também são considerados os investimentos de expansão do serviço, investimentos de melhora na qualidade, bem como outros investimentos prudentes. Portanto, é importante que o controle dos investimentos praticado pela SEDECTES tenha maior profundidade.

Ressalta-se ainda que a quantidade de empresas fiscalizadas pela ANEEL é muito maior, o que pode justificar a simplificação no controle. Ademais, é importante indicar que a ANEEL mudou posteriormente a metodologia de determinação do Fator X, eliminando a projeção dos investimentos.

ABEGAS

Contribuição 21

“Outro ponto de nossa contribuição se cinge a respeito do item 6.6, denominado Controle dos Investimentos, do documento “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 - Proposta de Metodologia da Revisão Tarifária da Concessionária GASMIG”, onde a SEDECTES apresenta a Proposta de metodologia para o Acompanhamento e Controle dos Investimentos estabelecidos no Plano de Negócios Regulatório.

Verificamos que o nível de detalhe proposto na referida Nota Técnica nos parece excessivo, por exemplo: estão descritos os ativos de investimentos a serem controlados em termos de quantidade física, vejamos:

1) tubulações:

extensão de rede (Km de rede);

diâmetro;

2) válvulas (quantidade de válvulas por nível de pressão ou tipo de rede);

3) estações de regulação / medição,

quantidade de estações;

4) CMR (Conjunto Medidor Regulador de Pressão),

quantidade de medidores, regulador de pressão e ramais por seguimento e faixa tarifária.

5) outros tipos de ativos (a definir segundo o tipo de ativo).

Analisando a tipicidade dos projetos de gás relacionados à extensão das redes, observamos que nas fases de viabilidade, os projetos contêm um conjunto de incertezas referentes a número de válvulas, estações, CRM, bem como outros tipos de ativos. Os únicos indicadores realmente verificáveis no nosso entendimento seriam os relacionados à extensão de rede e ao investimento.

Ocorre também, que na vigência do Ciclo Tarifário de cinco anos, diversas condições de mercado se alteram e projetos considerados viáveis, por ocasião da RTP, poderão registrar a sua total inviabilidade.

Por outro lado, novos projetos poderão surgir em face de alterações nas políticas de desenvolvimento industrial ou mesmo com a recuperação do mercado e do desenvolvimento econômico. A excessiva rigidez prejudica e burocratiza toda a sistemática da cadeia de decisão da concessionária, responsável de fato pela implementação e gestão dos projetos.

A proposta da ABEGÁS, nesse sentido, é de que as metas estabelecidas, por ocasião da RTP, tenham como parâmetros de controle apenas o investimento e a extensão de rede, sendo os demais indicadores informados à SEDECTES para fins exclusivos de acompanhamento.

As dificuldades associadas à implantação das redes, bem como as questões específicas concorrenciais e as estratégias definidas caso a caso pela distribuidora não permitem com a antecipação de cinco anos a previsão de ramais, reguladores de pressão e outros ativos informados na Nota Técnica da SEDECTES.”

Resposta

Primeiramente, destaca-se que na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO III” foram definidas como metas físicas empregadas na avaliação dos investimentos os seguintes parâmetros:

“A seguir, são apresentadas as quantidades físicas que serão avaliadas nos principais ativos dos investimentos:

Tubulações:

- Extensão de rede (km de rede).
- Diâmetro da tubulação.

Estações

- Quantidade de estações.

Outros tipos ativos (a definir segundo o tipo de ativo) “

Quanto à solicitação de que o controle se restrinja a parâmetros de investimento e extensão de rede, esta foi respondida na Contribuição 18.

2.5.2. Dedução de demanda de investimentos não realizados

Contribuição 22

“Na definição dos componentes das fórmulas para o cálculo da receita em excesso apresentadas na Equação 2 e na Equação 3 não está, no entanto, explicitamente mencionado o mecanismo definido no item 2.1. Diante do exposto, a GASMIG propõe que seja modificada na Equação 2 e na Equação 3 a definição de $TUSD_{semFatorXAjustada_{r-1}}$ e da $TSC_{semFatorXAjustada_{r-1}}$ conforme abaixo:

$TUSD_{semFatorXAjustada_{r-1}}$: Tarifa média de uso do serviço de distribuição da última Revisão Tarifária Ordinária (r-1), recalculada ajustando total ou parcialmente o montante daqueles investimentos que não atingiram as metas físicas e o montante de demanda incremental (item 2.1) e desconsiderando o fator X.

$TSC_{semFatorXAjustada_{r-1}}$: Tarifa média de uso do serviço de comercialização da última Revisão Tarifária Ordinária (r-1), recalculada descontando a totalidade daqueles investimentos que não atingiram as metas físicas e o montante de demanda incremental (item 2.1) e excluído o fator X.”

Resposta

A contribuição feita pela GASMIG está alinhada com o proposto na Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 e será incorporada.

2.6. Desenho tarifário

2.6.1. Aspectos gerais

GASMIG

Contribuição 23

“Primeiramente, deve-se ressaltar que os princípios que serem seguidos na proposta tarifária nem sempre poderão ser alcançados, uma vez que, diversos fatores sobre que influenciam estes

princípios não são de controle da Concessionária ou do Regulador. Por exemplo, a estabilidade e previsibilidade da tarifa dependem das flutuações do custo do gás, da regulação da ANP dos custos de transporte (situação completamente indefinida conforme descrito no item 9 desta contribuição). Igualmente o alinhamento dos preços finais com o valor dos combustíveis alternativos depende de políticas governamentais e da evolução de mercados distintos do gás natural o que está fora da esfera do controle da GASMIG ou mesmo da SEDECTES. Dessa forma, deve-se ressaltar que se tratam apenas de princípios a serem considerados e que nem sempre poderão ser atendidos completamente.”

Resposta

Os princípios estabelecidos na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017”, como o próprio nome indica, servem de base para a definição da estrutura tarifária, portanto funcionam como diretrizes e não como regras. A SEDECTES compreende que é possível que nem todos sejam completamente atendidos, mas é importante que o desenho tarifário apresentado pela concessionária (principalmente nos itens Tarifa de uso do serviço de distribuição - TUSD e Tarifa de serviço de comercialização - TSC) procure atingir a maioria deles.

Contribuição 24

“Ainda sobre os princípios definidos pela SEDECTES ficou pouco clara no texto a definição de “usuários similares”; o termo está ambíguo e pode trazer diversas interpretações. Sugerimos a supressão do texto, já que a diferenciação de tarifas já tem os parâmetros definidos no próximo parágrafo da nota técnica.”

Resposta

Usuários similares (para o desenho tarifário) são aqueles que têm a mesmas características segundo o critério de classificação de usuários que empregue a GASMIG na definição dos segmentos e faixas tarifárias.

Por exemplo, se a segmentação é feita pelo volume, aqueles usuários que tem o mesmo consumo (volume total) são usuários similares e devem ter os mesmos encargos tarifários.

Contribuição 25

“A proposta da SEDECTES também veda a diferenciação de tarifas por distância entre o ponto de entrega e o ponto de recepção. Essa proibição está conflitante com a resolução SEDE nº 16, de 02 de dezembro de 2013 que regulamenta os projetos de gás estruturante que estabelece “condições e critérios para a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado em regiões do Estado de Minas Gerais atendidos pela Concessionária, através de redes locais não conectadas à rede primária de distribuição e que dependem do suprimento de Gás Natural Comprimido (GNC) ou de Gás Natural Liquefeito (GNL), no sistema denominado “Gasoduto Virtual”. Ou seja, a vedação não é consistente com projetos que a GASMIG já atende em sua rede, como Governador Valadares e Pousos Alegres.”

Também deve se considerar que dependendo das definições da regulação da tarifa de transporte de gás natural, em consulta pública organizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (CP ANP no 14/2016), poderá ocorrer cobrança diferenciada do transporte por ponto de entrega (city-gate) para a rede de distribuição, assim, independente de uma determinação da distribuidora poderá desta forma existir a cobrança diferenciada pela regulação do custo de transporte.”

Resposta

O objetivo dessa restrição é evitar a discriminação tarifaria entre os usuários segundo sua localização geográfica se a estrutura de fornecimento for a mesma. Portanto, a SEDECTES considera apropriada a contribuição feita pela GASMIG e modificará a “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017”.

Original

“As tarifas não poderão ser diferentes entre consumidores por:

- *Distância entre o ponto de entrega e o ponto de recepção;*
- *Nível de pressão.”*

Proposta

“As tarifas de uso do serviço de distribuição e as tarifas do serviço de comercialização não poderão ser diferentes entre consumidores por:

- *Distância entre o ponto de entrega e o ponto de recepção, com exceção dos projetos de Interiorização definidos na resolução SEDE nº 16, de 02 de dezembro de 2013;*
- *Nível de pressão.”*

Também é importante diferenciar as componentes da tarifa total do serviço. Conforme o estabelecido na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017”

“A tarifa total do serviço de gás natural canalizado apresenta os seguintes componentes³:

- *Tarifa de uso do serviço de distribuição (TUSD);*
- *Tarifa de serviço de comercialização (TSC);*
- *Preço do gás⁴ e transporte;*
- *Tributos;*
- *Parcela Compensatória;*
- *Encargos financeiros.*

Os dois primeiros componentes correspondem à margem da concessionária (Tarifa de uso do serviço de distribuição - TUSD e a Tarifa de serviço de comercialização – TSC) e remuneram as atividades de distribuição e comercialização regulada da concessionária.

Nas seguintes seções serão descritas as metodologias e critérios a utilizar para definir as variáveis necessárias para a determinação da margem da concessionária, bem como para determinar a estrutura tarifária, a parcela compensatória e os ajustes periódicos.”

A SEDECTES estabelece que as metodologias e critérios definidos na Nota Técnica são estabelecidos para a margem da concessionária e a parcela compensatória. O preço do gás e transporte e os tributos são definidos por outros organismos ou agências e a SEDECTES somente fiscalizará a aplicação adequada destas componentes.

³ O preço do gás e transporte e os tributos são fixados exogenamente à estrutura tarifária, enquanto que as tarifas TUSD e TSC englobam os recursos monetários desembolsados a cargo da concessionária e necessários para o desenvolvimento da atividade de distribuição e comercialização regulada de gás canalizado, compreendendo a remuneração da concessionária para a realização dos investimentos de expansão da rede de distribuição e de sua manutenção, bem como a operação do sistema.

⁴ Inclui as perdas de gás regulatórias.

Contribuição 26

“Sobre a diferenciação por nível de pressão, cabe ressaltar que caso o cliente solicite uma conexão a um nível de pressão superior ao normalmente entregue aos clientes da GASMIG, ele poderá ter que arcar com um investimento superior e, dessa forma, a cobrança diferenciada poderia ocorrer evitando um tratamento diferenciado aos demais usuários da mesma categoria de consumo e segmento tarifário”.

Resposta

A SEDECTES não concorda com a contribuição da GASMIG. Se o usuário requer um investimento adicional, a concessionária pode solicitar ao usuário uma contribuição adicional para viabilizar o projeto, mas isso não significa um tratamento diferenciado ou uma discriminação tarifária já que o aporte é empregado para o financiamento de um requerimento ou necessidade adicional específica do usuário.

2.6.2. Encargos

ABRACE

Contribuição 27

“A Nota Técnica Sedectes nº 02/2017 cita que as tarifas propostas pela concessionária poderão ser compostas pelos seguintes componentes:

- i) Encargo de serviço (disponibilidade do serviço de distribuição de gás natural, independente do volume consumido);***
- ii) Encargo de Uso (uso do sistema considerando as quantidades de gás consumidas pelo usuário);***
- iii) Encargo de Capacidade (capacidade reservada para o usuário no sistema para satisfazer sua demanda em um período determinado).***

Entretanto, não há nenhuma elucidação ampla sobre estes encargos, restando aos usuários fazerem suas próprias conjecturas. Por exemplo, o encargo de serviço parece ter a mesma finalidade do encargo de capacidade. Além disso, é necessário avaliar como será tratada a questão do ship or pay caso os usuários paguem por um encargo que considera a disponibilidade do serviço. Neste sentido, de modo a diminuir a assimetria de informações, deve ser apresentada uma análise sobre estes encargos, com impactos e necessidade.”

Resposta

Os encargos propostos são os encargos típicos empregados no setor de distribuição de gás natural na definição da estrutura tarifária.

O encargo de serviço é fixo e arrecado pelo usuário uma vez por fatura, independente do consumo. Sua origem é a disponibilidade do serviço, e seu valor independe do seu uso.

O encargo de capacidade é também um encargo fixo, especificado por unidade de capacidade e é estabelecido por tipo de usuário segundo a capacidade total reservada por ele.

O encargo de uso é um encargo por unidade do volume e é definido por tipo de usuário.

Algumas regulações estabelecem que tipo de encargo deve remunerar cada componente da receita requerida segundo sejam custos fixos ou variáveis, custos de capital ou custos de operação e manutenção.

A SEDECTES considera que essas metodologias geram tarifas inapropriadas e de difícil aplicação no mercado, portanto prefere que a concessionária faça sua proposta tarifária que será avaliada segundo as condições estabelecidas na Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017.

Uma das principais condições a ser avaliada é que a proposta tarifária da concessionária não gere nenhuma rentabilidade adicional, ou seja o desenho tarifário, considerando a demanda projetada no plano de negócios, tem que atingir a condição de equilíbrio econômico financeiro.

A seguir são apresentadas as equações para a definição dos diferentes tipos de encargos:

$$ES_{mensal-k} = \frac{\sum_{t=1}^5 \frac{\%RRES_{t,k}}{(1+TCC_{di})^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{QU_{t,k}}{(1+TCC_{di})^t}} * 12$$

Onde:

$ES_{mensal-k}$	Percentagem da receita requerida que será arrecadada pelo encargo de serviço do segmento k (Encargo fixo);
$\%RRES_{t,k}$	Receita Requerida a arrecadar por encargo de serviço no ano t no segmento k;
$QU_{t,k}$	Quantidade de usuários do segmento k no ano t;
TCC_{di}	Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após os impostos.

Obs: a multiplicação por 12 é empregada se o faturamento for mensal.

$$EU_k = \frac{\sum_{t=1}^5 \frac{\%RREU_{t,k}}{(1+TCC_{di})^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{Vol_{t,k}}{(1+TCC_{di})^t}}$$

Onde:

EU_k	Encargo de uso do segmento k (Encargo por unidade de volume);
$\%RREU_{t,k}$	Percentagem da receita requerida que será arrecadada pelo encargo de uso no ano k no segmento t;
$Vol_{t,k}$	Volume total para o ano t do segmento k;
TCC_{di}	Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após os impostos.

$$EC_k = \frac{\sum_{t=1}^5 \frac{\%RREC_{k,t}}{(1+TCC_{di})^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{CR_{t,k}}{(1+TCC_{di})^t}}$$

Onde:

EC_k	Encargo por capacidade reservada do segmento k (Encargo por unidade de capacidade reservada);
$\%RREC_{k,t}$	Percentagem da receita requerida que será arrecadada pelo encargo de capacidade no ano k no segmento t;

$CR_{t,k}$ = Capacidade reservada para o ano t do segmento k;

α = Fator de ajuste segundo a unidade da reserva de capacidade;

TCC_{di} = Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após os impostos.

GASMIG

Contribuição 28

“A GASMIG entende que a capacidade contratada deva estar presente apenas nas fórmulas dos modelos tarifários que tenham previsão de cobrança do encargo de capacidade reservada.”

Resposta

Para a “Equação 12: Valor presente da receita requerida do serviço de distribuição”, somente será considerada a capacidade reservada (projetada) para aqueles usuários que tenham previsão de cobrança por encargo de capacidade.

Além disso, a concessionária deverá apresentar no plano de negócios a “projeção dos requerimentos de capacidade para os próximos 5 anos tarifários segmentada por classe e faixa tarifária”.

2.6.3. Estrutura tarifária

ABRACE

Contribuição 29

“A metodologia de estrutura tarifária deve considerar na alocação das margens de distribuição de cada categoria de consumidor os custos que estes agregam ao sistema, os ativos à disposição para seu atendimento e o critério de razoabilidade, criando-se um sinal adequado para a expansão da malha de distribuição e evitando-se subsídios cruzados. A metodologia da Sedectes deve ser transparente, com abertura total dos dados na consulta pública da revisão tarifária.

É importante também ressaltar que as margens de distribuição cobradas de cada tipo de consumidor devem estar em harmonia com a sua natureza de atendimento. Em especial, a classe industrial tem características únicas de baixo custo relativo para atendimento e alta estabilidade e previsibilidade de consumo.

Complementarmente, a metodologia deve garantir que não incidam subsídios cruzados entre categorias distintas. Não devem existir incentivos que levem a concessionária a apresentar propostas de estrutura que reduzam, além do limite de eficiência, as margens das categorias para as quais desejam aumentar o número de clientes e as vendas, em detrimento da competitividade de outras categorias que possam ter seu consumo mais estabilizado.

Ademais, é preciso considerar que o incentivo ao uso do gás natural como insumo no processo produtivo está intrinsecamente relacionado ao seu custo competitivo. Como o gás natural pode substituir ou ser substituído por várias outras fontes de energia, a decisão da indústria em consumi-lo apoia-se na análise do preço relativo e da vantagem comparativa em relação aos seus substitutos energéticos. Assim, um aumento expressivo da tarifa industrial pode levar à queda da demanda deste segmento que, por consequência, levará à redução da atividade econômica do Estado de Minas Gerais.”

Resposta

A SEDECTES está ciente da importância do desenho tarifário e por isso estabeleceu na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017” os seguintes princípios gerais:

- Remunerar a totalidade dos custos autorizados pela SEDECTES no processo de revisão tarifária;
- Eliminar o financiamento cruzado entre as atividades de distribuição de gás natural e comercialização regulada.
- Não discriminar com tratamento diferente usuários similares;
- Gerar estabilidade e previsibilidade aos usuários;
- Fomentar o desenvolvimento do serviço com preços finais concorrentes com os combustíveis alternativos;
- Considerar a disposição a pagar dos diferentes grupos de usuários.
- Enviar um sinal apropriado do custo da prestação do serviço que incentive o uso eficiente do recurso.

Estes princípios estabelecidos na nota estão alinhados com as contribuições da ABRACE.

A SEDECTES também estabelece que “As tarifas propostas para cada segmento tarifário deverão ter como limite inferior o Custo Marginal de Longo Prazo (CMgLP) e como limite superior o Custo da Melhor Oportunidade Alternativa (CMOA). A concessionária, junto com a proposta tarifária, deverá apresentar um estudo detalhando os cálculos do CMgLP e do CMOA para cada segmento tarifário”.

Com a fixação desses patamares a SEDECTES busca garantir a competitividade do gás natural e evitar subsídios cruzados.

2.6.4. Tarifa de Uso do Serviço de Distribuição e do Serviço de Comercialização

GASMIG

Contribuições 29

“Embora a proposta da SEDECTES esteja consistente com as regulações mais modernas, separando as atividades de comercialização, potencialmente competitiva, e a atividade de distribuição, monopólio natural, deve-se considerar também a realidade do mercado de gás natural no Brasil.

Apesar dos esforços em criar uma legislação compatível com um mercado livre de comercialização de gás no Brasil, o próprio Ministério de Minas e Energia reconhece as dificuldades de implantação efetiva deste mercado e de ampliação de agentes no mercado de gás no país, conforme é reproduzido documentos da consulta pública do programa Gás para Crescer:

“Em 1995, por meio da Emenda Constitucional (EC) nº 9, o Congresso alterou o art. 177 da Constituição, permitindo à União a concessão dessas atividades a empresas estatais ou privadas. Conforme exposição de motivos da PEC nº 6/95, que veio a tornar-se a EC nº 9/95, tal medida permitiria “a atração de capitais privados para determinadas atividades em que se requer a expansão dos investimentos em volume insuscetível de financiamento exclusivo por parte da Petrobras”.

A flexibilização do monopólio da Petrobras, no entanto, somente foi implementada dois anos depois, com a publicação da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, denominada “Lei do Petróleo”. Essa Lei ratificou a propriedade da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos, estabeleceu os princípios e objetivos da política energética nacional, criou o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, criou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP e estabeleceu normas a respeito da participação de outras empresas (além da Petrobras) nas atividades da indústria petrolífera.

Alguns anos mais tarde, a despeito dos avanços promovidos pela Lei do Petróleo, pouco se observava em termos de diversificação de agentes no setor de gás. Era clara na indústria a visão de que a referida Lei era insuficiente para tratar das especificidades dessa indústria,

uma vez que dava ao gás tratamento de derivado de petróleo, e não de fonte primária de energia. Dessa forma, a partir de 2005, foi realizado um amplo debate entre representantes do Congresso Nacional, do Governo Federal e da indústria do gás natural, que culminou na publicação da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, também conhecida como “Lei do Gás”. Essa Lei foi regulamentada no ano seguinte pelo Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010.

Atualmente, passados quase oito anos da publicação da Lei, e seis de sua regulamentação, nota-se que apesar dos avanços na legislação e na regulação, não se observa no Brasil uma ampliação significativa da participação de novos agentes na indústria do gás natural.”

(Gás para Crescer – Relatório Técnico –out/2016)

Como se pode observar, o desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil se deu concentrada em torno do monopólio da Petrobras, havendo pouca participação de novos agentes na cadeia de oferta e comercialização, mesmo em estados que contam com legislação permitindo o desenvolvimento do mercado livre.

Há impedimentos importantes para o desenvolvimento deste mercado livre de gás. Aspectos relevantes do marco regulatório do transporte estão, todavia, em consulta pública organizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (CP ANP no 14/2016), que até o momento não se posicionou pela matéria, o que gera incertezas quanto ao custo de acesso à rede de transporte. Outro entrave é a legislação tributária não é clara quanto a forma e o peso da cobrança de tributos interestaduais nas operações típicas do mercado livre.

O mercado livre de gás natural no Estado de Minas Gerais foi regulamentado pela então Secretaria de Desenvolvimento Econômico (SEDE), através da resolução nº 17, de 09 de dezembro de 2013. Desde então, passados mais de 3 anos, devido ao contexto geral do mercado livre brasileiro, sequer um comercializador ou cliente livre se registrou na SEDECTES, como é verificado no próprio sítio eletrônico da Secretaria.

Tendo em vista as incertezas do mercado livre, nos próximos 5 anos é difícil fazer uma previsão da entrada de clientes livres o que corroboraria para a distinção entre tarifa de comercialização e distribuição. A própria estrutura do mercado livre encontra-se em discussão federal e possui questões que ainda não foram resolvidas.

Ainda que se manifeste algum potencial cliente livre, a previsão de volume para este mercado não geraria escala suficiente para justificar estrutura de custo separada por parte da concessionária de distribuição. Pelo contrário, a criação de controles mais rigorosos de programação e medição para atendimento a esse mercado acarretarão mais despesas, o que sem contrapartida de volumes esperados relevantes ou previsíveis, tendem a elevar o custo médio geral da distribuidora, sem benefício material para os consumidores.

Diante do exposto, a GASMIG propõe que não seja feita a separação do custo de comercialização daquele de distribuição do gás natural neste ciclo tarifário, ficando condicionada à discussão sobre a parcela específica de comercialização quando da instituição de regras mais claras para o desenvolvimento efetivo do mercado livre de gás natural no país.”

Resposta

Não obstante a inexistência de consumidores livres e o registro de apenas um comercializador em Minas Gerais, bem como o incipiente desenvolvimento do mercado livre nacional, verifica-se intenso debate sobre mudanças regulatórias no âmbito nacional que apontam para uma multiplicação de agentes no mercado e a perspectiva de livre acesso ao sistema de transporte que deve ser acompanhado pelo mercado livre nas esferas estaduais. Para a SEDECTES é importante a fixação de regras claras que contribuam para o desenvolvimento do mercado livre e preparem o estado para

possíveis mudanças no setor, o que poderá contribuir para a expansão do mercado de gás canalizado em Minas Gerais, com potenciais benefícios para a própria concessionária.

Em linha com o anterior é que a SEDECTES reconhece a necessidade de segmentar a tarifa separando a atividade de comercialização da atividade de distribuição para estabelecer condições igualitárias aos potenciais agentes que queiram participar na atividade de comercialização.

A proposta de segmentação da tarifa é similar à feita por outras regulações estaduais (por exemplo, a ARSESP) e não deve gerar nenhum inconveniente para a concessionária que apenas é requerida a identificar os ativos e despesas associados ao relacionamento comercial de compra e venda de gás canalizado por meio de instrumentos contratuais.

Como toda análise prospectiva, para as projeções da evolução do mercado livre a GASMIG deverá considerar todos os dados disponíveis e fazer a melhor estimativa possível que será avaliada pela SEDECTES como todos os outros pontos que compõe o plano de negócios.

Contribuição 30

“A GASMIG entende que os parâmetros adotados na definição das tarifas estão determinados no item 7.1 da Nota Técnica nº 02/2017.

Diante do exposto, a GASMIG propõe que determinação da TUSD do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador permita a mesma flexibilidade determinada no item 7.1”

Resposta

A Nota Técnica nº 02/2017 estabelece: *“O consumidor livre, autoprodutor ou autoimportador somente deverá pagar a componente TUSD da tarifa total de distribuição estabelecida para seu segmento. A diferença entre a tarifa de um consumidor atendido pela concessionária no mercado regulado e um consumidor livre, autoimportador ou autoprodutor do mesmo segmento tarifário será a TSC, sendo que a TUSD deverá ser a mesma para os dois consumidores.”*

O objetivo do paragrafo é evitar a discriminação de um usuário na tarifa de uso de serviço de distribuição pela condição de consumidor livre, autoprodutor ou autoimportador. Os critérios de diferenciação tarifária são aqueles especificados no ponto 7.1.

A SEDECTES considera que a Nota Técnica nº 02/2017 atinge o proposto pela GASMIG nesta contribuição.

2.7. Parcela compensatória

ABRACE

Contribuição 31

“Primeiramente, é necessário avaliar a necessidade de uma conta gráfica, dado que a concessionária é suprida por gás natural nacional e adota a prática do pass-through do preço do gás, na qual a distribuidora repassa todo o custo do gás para os consumidores. Portanto, considerando as características atuais do mercado, ao menos para o segmento industrial, parece não haver a necessidade de uma conta compensatória.”

Resposta

Embora a concessionária repasse trimestralmente as variações no preço do gás e transporte aos consumidores (com exceção dos usuários residenciais e comerciais), a SEDECTES considera necessária a realização de uma conta compensatória que resgarde o equilíbrio econômico financeiro da concessionária ante potenciais mudanças ou defasagens (defasagem entre o valor real

de aquisição do gás e seu transporte e o valor contido nas tarifas das concessionárias) na atualização no preço de gás natural.

Contribuição 32

“Caso seja justificada a adoção de uma conta gráfica pela Secretaria, é importante ressaltar que tanto as informações encaminhadas pela concessionária ao regulador como a análise a ser elaborada pela Sedectes devem ser posteriormente tornadas públicas, de modo que os agentes também possam avaliá-las.”

Resposta

As informações serão públicas e disponibilizadas para todos os interessados.

GASMIG

2.7.1. Parcela Compensatória por segmento

Contribuição 33

“Diante do exposto, a GASMIG propõe que seja considerada apuração conjunta da parcela compensatória dos segmentos tarifários com mesma periodicidade (trimestral ou anual) de atualização do preço médio de gás. Ou seja, para os segmentos residencial e pequenos comerciais a apuração seria anual, enquanto para os demais segmentos, trimestral.”

Resposta

Apesar da apuração por segmento fornecer mais detalhes sobre o controle da conta compensatória, tendo em vista o estabelecimento da regra de contabilização e repasse da conta compensatória, o controle por segmento separadamente ou em conjunto não implicará em mudança sobre a tarifa. Com o objetivo de simplificar a estimação da parcela compensatória é possível validar a contribuição feita pela GASMIG e reconhecer uma apuração conjunta da parcela compensatória dos segmentos tarifários com mesma periodicidade (trimestral ou anual). Portanto, a SEDECTES modificará a “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017” e a “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO VII”.

No entanto, aqueles segmentos que possam ter um tratamento diferenciado do preço do gás ou do transporte deverão ter um registro diferenciado na estimação da parcela compensatória (registro individualizado).

2.7.1. Flexibilização do Período de Repasse da Parcela Compensatória

Contribuição 34

“Portanto, para os segmentos de consumo, que não sejam os residenciais e pequenos comerciais, deveria ser flexibilizada a possibilidade de repasse da parcela compensatória, em período distinto ao trimestral, e com número de parcelas variável conforme o caso, com o objetivo de reduzir impactos e oscilações das tarifas em função da expectativa futura de reajustes no preço médio de aquisição de gás natural.”

Resposta

A SEDECTES considera parcialmente adequada a proposta da GASMIG. A concessionária não poderá fazer o reajuste num período distinto ao trimestral, com exceção das condições estabelecidas no anexo “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – Anexo VII” no item repasse antecipado (Cláusula de gatilho).

A partir da contribuição da GASMIG se alterará a regra de repasse de forma que a concessionária poderá pospor um trimestre (até o próximo ajuste trimestral) o repasse da variação no preço de gás e a parcela compensatória aos usuários com ajuste trimestral do preço de gás e transporte (usuários não residenciais e pequenos comerciais).

Se a concessionária considerar conveniente pospor o ajuste no preço do gás natural e no transporte, deverá apresentar à SEDECTES, pelo menos 15 dias antes da data de ajuste, sua proposta detalhando o motivo da não realização do ajuste.

A SEDECTES avaliará a solicitação da concessionária e definirá se é aceito ou não. No caso que não seja aceita, a SEDECTES aplicará a metodologia definida na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – ANEXO VII”.

2.7.2. Parcela compensatória para Grandes Volumes com contrato espelho

Contribuição 35

“A proposta da SEDECTES não prevê um mecanismo de repasse específico para clientes cujos contratos de fornecimento de gás tenham contratos de aquisição específicos, como, por exemplo, o segmento de termoeletricidade.

Assim, as unidades usuárias de grandes volumes poderão ser objeto de contrato espelho. Nestes contratos ocorrem repasses de todos os custos, direitos e obrigações existentes no contrato de aquisição de gás e transporte efetuado pela GASMIG para o contrato entre a GASMIG e este grande usuário. Portanto, o valor faturado à GASMIG será idêntico ao faturado ao usuário final.

Desta forma, se atenua os riscos envolvidos na cadeia de suprimento e fornecimento. A ARESC (Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina) efetua o repasse mensal do saldo da conta gráfica para os usuários dos segmentos de cogeração, termoeletrica e matériaprima, como pode ser observado no trecho abaixo, da Resolução ARESC nº 073/2016.

“Art. 3º - Para fins de apuração e repasse do saldo da conta gráfica serão adotados os seguintes procedimentos: (...)

III – Os usuários dos segmentos de cogeração, termoeletrica e matéria-prima terão mensalmente efetivadas as compensações referentes às variações do preço do gás e do transporte nos termos estabelecidos nos próprios contratos de fornecimento.” (Grifo nosso)

Diante do exposto, a GASMIG propõe que seja considerado o repasse tempestivo nos casos dos segmentos que venham a ter contratos espelhos firmados.”

Resposta

A SEDECTES poderá autorizar o repasse tempestivo ou automático no preço de gás e do transporte àqueles usuários que têm estabelecidos com a concessionária contratos de fornecimento de gás e transporte com cláusulas especiais de repasse ou ajuste no preço.

Para que seja autorizado o repasse automático a concessionária deverá apresentar à SEDECTES os contratos de fornecimento especiais identificando as cláusulas específicas de ajuste ou repasse automático.

Para todos esses casos, a SEDECTES fiscalizará a observância da condição de equilíbrio econômico financeiro.

O volume e a capacidade associada a esses usuários serão excluídos da determinação da parcela compensatória e qualquer desequilíbrio entre o preço e o custo do gás (e transporte) não poderá ser compensado com o ajuste no preço do gás (e transporte) de outros usuários.

2.8. Fator X

ABRACE

Contribuição 36

“A ABRACE reconhece como sendo uma das referências na regulação da distribuição de gás canalizado brasileira a proposta de metodologia para definição do Fator X da Gasmig. A Sedectes utilizará a metodologia de Fluxo de Caixa Descontado para o cálculo do Fator X no primeiro processo de revisão tarifária da concessionária. A metodologia geral para o reajuste anual da margem da concessionária estabelece a aplicação do Fator X, ou fator de produtividade, utilizado para introduzir incentivos à eficiência e o compartilhamento dos ganhos de produtividade com os consumidores.

A Sedectes menciona que adotará, no cálculo, uma abordagem baseada também nas tendências históricas da concessionária, e não só na análise prospectiva baseada no Plano de Negócios proposto. São propostas duas alternativas de cálculo para este item: a do fator X explícito ou implícito. A adoção de uma opção ou outra dependerá das variações entre a margem atual (vigente) e a estimada na revisão tarifária.

Contudo, não está claro para os agentes quais as implicações ou benefícios da escolha de uma ou outra alternativa. Sendo assim, é necessário que a Secretaria apresente uma análise sobre este tema, inclusive com o uso de exemplos que ajudem os usuários a compreender o método.”

Resposta

A SEDECTES escolheu a metodologia de fluxo de caixa descontado (FCD) para definir o fator X porque o cálculo é feito com as informações projetadas fornecidas pela própria concessionária (analisada e aprovada pela SEDECTES) e não nos dados históricos (como acontece com o método de Produtividade Total dos Fatores - PTF).

A metodologia FCD é uma análise prospectiva baseada nas projeções da concessionária, portanto não há uma referência ao emprego das tendências históricas (Anexo 6 e Nota Técnica).

As duas alternativas de cálculo propostas, conforme indicado no Anexo 6, geram o mesmo valor presente líquido. A diferença é a adoção de um ajuste anual periódico (fator X explícito) ou uma única aplicação ao início do período (Fator X implícito).

As duas metodologias são calculadas com os mesmos dados. No caso do fator X explícito, o fluxo de caixa com os montantes eficientes avaliados pela SEDECTES inclui uma variável X de aplicação anual, que é ajustada para que a taxa interna de retorno seja igual à taxa de custo de capital.

No fator X implícito, utiliza-se o mesmo fluxo de caixa com os montantes eficientes avaliados pela SEDECTES, mas sem a variável X. Assim, é estimada uma tarifa nivelada para todo o ciclo tarifário que já inclui o ajuste por eficiência.

ABEGAS

Contribuição 37

“Verificamos no seu item 8.1.2 denominado Fator X, que a proposta Metodológica prevê a utilização do Fator X que tem como objetivo o compartilhamento dos ganhos de produtividade com os consumidores durante o Ciclo Tarifário e cita a opção pela Metodologia do Fluxo de Caixa Descontado, cujos detalhes são encontrados no Anexo VI – “Proposta de Metodologia de Estimação do Fator X”.

A ABEGÁS reconhece a importância da introdução do Fator X na Metodologia proposta pela SEDECTES. No entanto, consultadas as distribuidoras de gás canalizado brasileiras, constatou a

seguinte situação: apenas as concessionárias dos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro incorporaram dentro da metodologia price cap a possibilidade de aplicação do Fator X.

Entretanto, no estado de São Paulo apenas a Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS) teve o Fator X aplicado às tarifas por ocasião dos Reajustes Tarifários ocorridos a partir do ano de 2005. Ou seja, seis anos após a privatização e a definição de um novo contrato de concessão.

As concessionárias GasBrasiliano Distribuidora e Gas Natural Fenosa tiveram o Fator X considerado igual a zero por ocasião da Primeira Revisão Tarifária ocorrido em 2004/2005. E, por ocasião da Revisão Tarifária de 2009/2010, essa situação foi mantida pelo Regulador ARSESP. Dessa forma, até o momento não ocorreu a aplicação do Fator X.

No Rio de Janeiro, o Fator X teve sua metodologia somente definida por ocasião da Deliberação AGENERSA n. 1796, de 29/10/2013, estando prevista sua aplicação apenas na próxima Revisão Tarifária Periódica, a partir de 2018.

Sintetizando, decorridos 20 anos das concessões privadas no estado do Rio de Janeiro e 17 anos das concessões privadas do estado de São Paulo, o Fator X somente foi aplicado a uma única distribuidora e por período limitado.

A GASMIG vem passando por processo de Revisão Tarifária em vista de recente Aditivo ao Contrato de Concessão e, em julho de 2016, foi aberta a primeira Consulta Pública da 1ª RTP, referente à Determinação da Taxa de Custo de Capital da GASMIG. Atualmente, estamos diante da segunda Consulta Pública da 1ª RTP.

A partir da conclusão da presente Revisão Tarifária, a GASMIG passa a ter de fato uma nova sistemática de tarifas price cap, Plano de Negócio Regulatório, e demais metodologias previstas pela SEDECTES de forma que diante de um quadro com inúmeras alterações regulatórias coincidindo com as dificuldades típicas do mercado de gás brasileiro, e características complexas e extensão territorial da concessão torna extremamente inoportuna a implementação do Fator X.

Sem dúvida, ultrapassada a fase inicial de 5 (cinco) anos da nova regulação, certamente, ocorrerão condições para a discussão do Fator X a ser definida em ciclos tarifários posteriores.”

Resposta

O comentário feito pela ABEGAS está correto, mas é importante indicar que há exemplos em outros países e em outros setores regulados no Brasil onde foi aplicado o fator X no primeiro processo de revisão tarifária.

Os casos seguintes são só alguns exemplos:

Água e saneamento (Brasil):

- A ADASA apresentou o resultado final do Fator X na metodologia estabelecida pela Resolução ADASA N°58, de 23 de março de 2009 a ser adotado na 1ª Revisão Periódica das tarifas dos serviços públicos de abastecimento de água e esgotamento sanitário prestado pela CAESB.
- A ARSESP (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo) adotou na 1ª RTP da SABESP (Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo) uma combinação do FCD com PTF na NT N° RTS 01/2013.
- A ARSAE-MG (Agência Reguladora de Serviços de Abastecimento de Água e de Esgotamento Sanitário do Estado de Minas Gerais) adotou na primeira revisão tarifária do SAAE (Serviço Autônomo de Água e Esgoto de Passos) duas componentes no Fator X: Fator de Produtividade (FP) e Fator de Qualidade (FQ) na NT 010/2011, de 29 de julho de 2011.

Eletricidade (Brasil):

- A ANEEL apresentou a Resolução normativa nº 55, de 5 de Abril de 2004, pela qual estabeleceu a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária para o 1CRTP da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Também é importante indicar que nesta primeira revisão a SEDECTES escolheu a metodologia de fluxo de caixa descontado (FCD) para definir o fator X porque o cálculo é feito com as informações projetadas fornecidas pela própria concessionária (avaliadas e aprovadas pela SEDECTES) e não nos dados históricos (como acontece com o método de Produtividade Total dos Fatores - PTF).

GASMIG

Contribuição 38

“Apesar da metodologia de Fluxo de Caixa Descontado ser adequada para o cálculo do Fator X, a GASMIG entende que a sua aplicação já neste 1º ciclo tarifário é prematura.

Na 1ª RTP estarão sendo aplicados conceitos e metodologias pioneiras para a GASMIG na definição das suas tarifas. Este novo marco regulatório inaugura uma nova fase na vida econômica da concessionária. Com a implantação pelo Regulador de um regime de incentivos, a GASMIG passa a ter reconhecimento tarifário de custos que não necessariamente são os verificados pela empresa. Esta prática traz oportunidades e riscos antes não contemplados no seu ambiente de negócio que podem tanto elevar ou reduzir substancialmente sua rentabilidade e afetar sua sustentabilidade. Portanto, é necessário tempo e esforços gerenciais adicionais para tornar a Companhia mais reativa aos novos incentivos regulatórios.

Com as revisões quinquenais, a Companhia terá também pela primeira vez uma visão completa da composição e dos determinantes dos seus custos tarifários. O patamar tarifário será determinado com base em um plano de negócio e um fluxo de caixa cuja amplitude e finalidade são inéditas para a GASMIG. Dado o ineditismo do processo ainda não há uma base de dados construída para fins tarifários, e, tampouco, estudos específicos com foco em ganhos de eficiência. A área de concessão da GASMIG, com 588 mil km2 de extensão e 853 municípios, pode ser considerada como “greenfield” no que se refere ao mercado de gás natural, isto é, possui um grande potencial a ser explorado na distribuição, sendo que, todavia, se começa agora o atendimento no segmento residencial. Isso significa que a Companhia corre um risco ainda maior em relação às áreas de concessão mais desenvolvidas como a COMGÁS em função de ofertar energético ainda não consolidado no mercado, além de necessitar de pesados investimentos para aumentar a área de cobertura e o atendimento.

Deve-se considerar também que os custos operacionais da Companhia poderão ser alterados bastante tendo em vista o desenvolvimento de novas áreas, o adensamento no mercado urbano e o envelhecimento da sua rede serão fatores que afetarão a eficiência e devem ser acompanhados e estudados com maior profundidade antes da aplicação do Fator X.

Sendo assim, é crucial que o novo marco regulatório estabeleça salvaguardas que paviem uma transição adequada para este novo ambiente de negócios. É neste sentido que a GASMIG propõe que o Fator X seja estudado em ciclos tarifários futuros quando a metodologia e novo regime regulatório estarão mais bem refletidos na organização e na sua capacidade de se moldar aos incentivos estabelecidos.

Como é demonstrado na Tabela 7, na maior parte das concessionárias de gás natural canalizado do país, e mesmo em casos de mercados mais consolidados como o do Estado do Rio de Janeiro, a aplicação de Fator X é muito limitada. Até o momento verifica-se sua aplicação apenas na regulação da concessionária COMGÁS no Estado de São Paulo.

Tabela 7 - Metodologias Aplicadas no Setor de Gás Canalizado Brasileiras

Regulador	Empresa	Metodologia de Fator X
ARSESP	COMGÁS	Produtividade Total dos Fatores (Törnqvist)
	GNSPS e Gás Brasileiro	Metodologia prevista e não aplicada
AGENERSA	CEG e CEG RIO	Metodologia prevista e não aplicada
Outros Reguladores Estaduais	Demais Empresas no Brasil	Não há metodologia prevista e nem aplicação

No caso das empresas de menor porte no Estado de São Paulo, Gás Natural São Paulo Sul S.A. (GNSPS) e Gás Brasileiro, também há previsão contratual de aplicação do Fator X, como pode ser observado na Sub-Cláusula Quarta da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão nº CSPE/03/2000 da GNSPS.

“A Margem Máxima (MM t) para o ano t do ciclo será expressa em reais por m3 e será calculada conforme segue:

MM t = P t + K t, sendo:

P t = P t - 1 [1 + (VP - X)]

Onde:

VP: variação do índice de inflação no ano t (percentual), 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 ao da “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a CSPE estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: fator de eficiência (percentual); Pt: valor da Margem Máxima (MM) inicial (P0), expresso em reais por m3, inicial,

sucessiva e atualizada anualmente pelo fator (VP - X) até o ano t ;

P0: valor inicial da Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE e definido por ocasião de cada revisão em cada ciclo. No primeiro ano de cada ciclo, o valor de P1 é igual ao de P0; e

Kt: Termo de Ajuste para garantir o cumprimento da Margem Máxima (MM) aplicada no ano t, expressa em reais por m3.”

No entanto, apesar da previsão contratual, mesmo passados 17 anos da assinatura do contrato de concessão, ainda não foi aplicado o Fator X. A ARSESP entende que a condição de empresa greenfield demanda um maior tempo para a determinação de Fator X, conforme disposto na pág. 2 da Nota Técnica Nº 1/2004-GN SPS, reproduzido abaixo:

“Quanto ao fator de eficiência (Fator X) a ser aplicado à Margem Máxima, em cada um dos anos 2 a 5 do segundo ciclo tarifário, segundo a fórmula incluída na Sub-Cláusula Quarta da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão, o valor desse fator é fixado pela CSPE em zero, para o segundo ciclo tarifário da Gás Natural SPS, conforme exposto no item 3.4 da NT1. Como a Gás Natural SPS iniciou suas atividades recentemente e partindo da condição “greenfield”, a CSPE entende que, no segundo ciclo tarifário, não estarão presentes as condições que, segundo o estabelecido nos Contratos de Concessão, devem ser contempladas na determinação do fator X. Por esse motivo, esse fator é fixado pela CSPE em zero para esse ciclo. A determinação de valores diferentes para o fator X poderá ocorrer em futuros ciclos tarifários, dependendo das condições vigentes na época.” (grifo nosso)

Na Nota Técnica nº RTM/02/2009, referente à última definição de metodologia tarifária para as distribuidoras de gás canalizados do Estado de São Paulo, a ARSESP permaneceu com o entendimento de não aplicação do Fator X para as empresas GNSPS e Gás Brasileiro.

Nas revisões tarifárias das concessionárias CEG e CEG RIO também ainda não foi aplicado o Fator X, conforme mencionado pela própria SEDECTES na pág. 8 do Anexo VI da Nota Técnica nº

02/2017: “AGENERSA desenvolveu uma metodologia de FCD para o cálculo do Fator X para o Terceiro Ciclo Tarifário, mas por enquanto não foi aplicada, argumentando falta de discussões mais aprofundadas e maturidade das concessionárias.”

No caso das demais distribuidoras de gás canalizado brasileiras além de não ter aplicação de Fator X, não há sequer previsão contratual ou metodológica em notas técnicas para sua consideração.

Diante do fato de que, em todo o Brasil, o Fator X somente tem sido aplicado à COMGÁS-SP, empresa centenária, considerando o ineditismo do regime regulatório, a necessidade de uma fase de transição para adequação da GASMIG a este novo regime e aos riscos advindos da baixa maturidade do mercado de gás natural no Estado de Minas Gerais, solicita-se que, por prudência, o Fator X seja nulo no 1º ciclo tarifário da Companhia. Solicita-se ainda que sua aplicação, seja estudada para aplicação em ciclos tarifários futuros, por meio de Fluxo de Caixa Descontado com Fator X explícito.”

Resposta

Respondido na contribuição 37.

2.9. Capital de Giro

ABRACE

Contribuição 39

“Com relação ao capital de giro, a Secretaria afirma que “como o setor de distribuição de gás natural também apresenta um fluxo de pagamentos e de recebimentos contínuo com multas por atraso de pagamento, a Sedectes somente reconhecerá a inclusão do capital de giro na BRR se a concessionária demonstrar a efetiva existência de defasagem entre as despesas e receitas operacionais da concessionária nos seguintes itens: i) Contas a receber de clientes (vendas curto prazo); ii) Tributos a recuperar; iii) Contas a Pagar de Curto Prazo (pela compra do gás e transporte) e; iv) Tributos a recolher.”

Se a Sedectes entender que existe a necessidade de capital de giro para a operação do negócio da concessionária, só então o montante será incluído na BRRL e remunerado com a taxa de custo de capital. Neste caso, é importante que a Secretaria apresente aos agentes o motivo pelo qual esta rubrica deve ser remunerada pelo WACC, inclusive por meio de benchmarks e estudos. Caso não haja uma justificativa apropriada, o valor não deverá constar na BRRL, para que nele não seja aplicada uma taxa de remuneração.”

Resposta

Os dados e relatórios apresentados pela concessionária e as avaliações feitas pela SEDECTES serão disponibilizados na consulta pública correspondente ao processo de processo de revisão tarifaria e definição de tarifas máximas iniciais.

GASMIG

Contribuição 40

“Aswath Damodaran, chama atenção para os efeitos de mudanças de capital de giro sobre o risco de liquidez em relação ao acesso ao financiamento:

“Acesso ao Financiamento: Uma empresa com acesso livre ao financiamento externo é muito menos exposta ao risco de liquidez do que uma empresa que não tem acesso, porque ela pode recorrer a esses recursos, se houver necessidade de cobrir passivos que estejam vencendo. Sob esse aspecto, empresas pequenas de capital fechado tendem a aumentar muito mais seu risco de

liquidez, em consequência do maior número de duplicatas a pagar, do que empresas de capital aberto, de grande porte, que têm linhas de crédito disponíveis ou acesso aos mercados financeiros.
“ (Damodaran, Aswath, Finanças Corporativas, 2ª ed. Pág. 333)

Diante dessa colocação listamos abaixo as seguintes considerações sobre as particularidades da operação da GASMIG:

- ***Alta concentração da sua carteira de clientes, atualmente, 20 clientes representam cerca de 80% do faturamento da Companhia;***
- ***Possui restrições legais para captação de recursos devido às limitações constantes na legislação do contingenciamento de crédito ao setor público, conforme Resolução CMN 2827, não tendo, portanto, alternativa de manter disponíveis, linhas de crédito de curto prazo;***
- ***Maiores riscos de atraso na entrada de receita da Companhia, devido à concentração da carteira, por diferentes motivos: contestação dos volumes faturados, indisponibilidade do Portal da SEFAZ para envio de NFe (Nota Fiscal Eletrônica);***
- ***O pagamento da compra de gás representa cerca de 70% do total dos desembolsos da Companhia. O não pagamento na data correta, por algum motivo de força maior (indisponibilidade de sistema bancário, inadimplência, problemas de aprovação), acarretará a incidência de multas altas sob um montante significativo de desembolsos (atualização por IGP-M + 1%a.m, pro rata tempore, acrescido de 2% de multa sob o valor total corrigido).***

Diante do exposto, a Companhia necessita de capital de giro, atrelado a um percentual da receita mensal que será proposto junto com o Plano de Negócios, por apresentar maior risco de insolvência devido à significativa concentração de recebimentos e pagamentos, e o seu acesso restrito para a captação de recursos emergenciais.”

Resposta

Questões relacionadas ao risco da concessionária foram tratadas e incorporadas na taxa de custo de capital discutida na 1ª consulta pública e é apresentada nas Notas Técnicas SEDE/SPME Nº 01/2016 e SEDECTES nº 01/2017.

Quanto à metodologia de determinação do capital de giro, o Anexo I BRR da Nota Técnica SEDECTES Nº02/2017 estabelece o seguinte:

Através do estudo de capital de giro a ser apresentado pela concessionária, a SEDECTES determinará se a concessionária deverá requerer ou não capital de giro para sua operação e seu respectivo montante, a ser incluído na BRRL, o qual deverá ser remunerado com a taxa de custo de capital (antes de impostos).

A GASMIG deverá apresentar um relatório justificando a necessidade de inclusão do capital de giro e a SEDECTES determinará se a concessionária requer ou não o montante solicitado.

2.10. Custos Operacionais

ABRACE

Contribuição 41

“A metodologia a ser adotada pela Sedectes para o OPEX possui grande importância, pois será parte integrante da base para determinação do valor de tarifa máxima. A partir da informação coletada pela Sedectes, serão feitas as seguintes análises:

- ***Avaliação dos custos operacionais históricos da concessionária;***
- ***Avaliação da composição dos custos operacionais projetados pela concessionária identificando aqueles diretamente vinculados ao serviço regulado (custos elegíveis e não elegíveis);***
- ***Análise de evolução tendencial dos custos operacionais da concessionária, com a comparação de indicadores unitários históricos e projetados;***
- ***Comparação dos indicadores unitários da concessionária com os indicadores unitários de outras concessionárias.***

As análises mencionadas permitirão a realização de análise comparativa entre empresas com diferentes extensões de rede (km), volume de gás comercializado (m³) e número de consumidores atendidos, além de tornar possível comparar no futuro os valores históricos despendidos com os projetados no Plano de Negócios da própria companhia. A partir da análise comparativa é possível definir um intervalo de valores esperados para os custos operacionais, considerando o nível de custos das concessionárias, as características das áreas de concessão e o desempenho quanto à qualidade do serviço prestado.

O Anexo IV cita que os dados coletados permitirão a elaboração de um estudo comparativo de indicadores e custos unitários que serão empregados na avaliação do nível de eficiência dos custos projetados pela concessionária. Assim, a ABRACE sugere alguns indicadores que poderão ser utilizados na análise.

Tabela 02 – Indicadores para Avaliação dos Custos Operacionais das Concessionárias

#	INDICADORES	UNIDADE
1	Custo Total/ Consumidor	R\$/ Consumidor
2	Custo Total/Redes	R\$/km
3	Custo Total/Volume	R\$/m³
4	Consumidor/Rede	Consumidor/km
5	Volume/Rede	m³/km
6	Operação e Manutenção/ Consumidor	R\$/ Consumidor
7	Operação e Manutenção /Redes	R\$/km
8	Operação e Manutenção /Volume	R\$/m³
9	Pessoal/ Consumidor	R\$/ Consumidor
10	Pessoal/Redes	R\$/km
11	Pessoal /Volume	R\$/m³
12	OPEX/CAPEX	%

- ***Os indicadores 1, 2 e 3 demonstram a eficiência do total desembolsado e projetado do OPEX em relação à extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos.***
- ***Os indicadores 4 e 5 demonstram a eficiência na comercialização do gás, ou seja, no número de consumidores e volume de gás comercializado em relação a extensão da rede.***

- ***Os indicadores 6, 7 e 8 demonstram a eficiência do valor desembolsado e projetado com Operação e Manutenção em relação a extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos. Este indicador é importante, uma vez que os gastos com Operação e Manutenção representam historicamente mais de 25% do custo total de OPEX.***
- ***Os indicadores 9, 10 e 11 demonstram a eficiência do valor desembolsado e projetado com Pessoal em relação a extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos. Seu destaque é importante, uma vez que os gastos com Pessoal representam historicamente mais de 20% do custo total de OPEX.***
- ***O indicador 12 demonstra a eficiência do valor desembolsado e projetado dos custos totais em relação à Base de Ativos Regulatórios.***

Estes números não devem ter uma variação positiva elevada ao longo do tempo e atentando-se principalmente com a variação dos primeiros anos que possuem maior influência. Os custos operacionais contábeis utilizados nas análises comparativas dizem respeito somente à atividade operacional e incluem custos com Pessoal, Administradores, Materiais, Serviços e Outros.”

Resposta

A proposta de indicadores unitários da ABRACE será avaliada e segundo os dados disponibilizados pela concessionária, a SEDECTES poderá aplicar esses indicadores no processo de revisão tarifário.

Os custos unitários especificados no Anexo IV de Custos Eficientes à Nota Técnica 02/2017 são os seguintes:

- Custo Total por usuário;
- Custo Total por extensão de rede;
- Custo Total por unidade de volume;
- Custo Total por valor da base bruta de ativos;
- Custo de pessoal por funcionário;
- Custos (ADM/COM/OeM) por unidade física (Usuário/Rede/Volume);
- Outros

Contribuição 42

“O regulador deve realizar uma avaliação de benchmarking desses indicadores junto a distribuidoras nacionais e de outros países. O objetivo é incentivar as concessionárias à buscarem eficiência no OPEX, considerando ganhos de escala e a maturidade da concessão. Acredita-se que a inclusão dos indicadores propostos é possível capturar o impacto das variáveis mais críticas ao OPEX, buscando encontrar os níveis eficientes e assim estabelecer intervalos de valores esperados para estes custos.”

Resposta

A SEDECTES estabelece na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – Anexo IV”, que os custos de operação e manutenção apresentados pela concessionária serão comparados com os custos unitários de outras concessionárias de distribuição de gás natural do Brasil.

ABEGAS

Contribuição 43

“Outra questão de especial relevância que a ABEGÁS incluí nesta contribuição, refere-se aos Custos Operacionais conforme textos apresentados pela SEDECTES no Anexo IV à Nota Técnica 02/2017.

Enquanto o texto da página 11 do referido documento cita que “Na primeira revisão tarifária não será realizado um estudo de benchmarking pois não se dispõe de uma base de dados confiável e pública com quantidade suficiente de dados para poder realizar este tipo de estudo”, verificamos que em outros trechos do Anexo IV a mensagem é diferente e a proposta deste tipo de estudo é enfatizada e que seria feita a comparação dos custos da GASMIG e de outras empresas do setor (ver item 4.4.1 do Anexo IV).

Observamos que as diferentes características das áreas de concessão, mercados, regulação, históricos e base de dados impedem o estabelecimento de elementos claros de comparação de indicadores para fins de benchmarking.

O setor elétrico sujeito à regulação única da Aneel e contando com 64 concessionárias de distribuição permite a aplicação de metodologias de benchmarking. Esta situação é de todo incomparável ao setor de distribuição de gás canalizado com as suas próprias vicissitudes e sujeita a múltiplas e diferentes regulações estaduais.”

Resposta

A análise proposta na “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – Anexo IV” para esta revisão tarifária é uma comparação de custos ou indicadores unitários.

O anexo será revisado para evitar a confusão.

GASMIG

Contribuição 44

“No Anexo IV da Nota Técnica no 02/2017, a SEDECTES menciona na página. 11 que:

“Na primeira revisão tarifária não será realizado um estudo de benchmarking pois não se dispõe de uma base de dados confiável e pública com quantidade suficiente de dados para poder realizar esse tipo de estudo (grifos nossos).”

No entanto, mais adiante no texto, a Secretaria indica que será feita comparação dos custos unitários da GASMIG com de outras empresas do setor para definir os custos operacionais eficientes da Companhia. A comparação de indicadores de diferentes empresas no Brasil e no exterior traz desafios e riscos similares a aqueles que afetam a robustez das análises de benchmarking.

No Brasil é notória a heterogeneidade das diferentes regiões e áreas de concessão para a distribuição de gás canalizado. Há uma variedade de empresas que se diferem consideravelmente em porte, maturidade de mercado, dispersão de clientes entre outros aspectos. Além disso, as áreas de concessão apresentam custos de mão de obra, materiais, serviços e aluguéis consideravelmente distintos. Esses fatores impactam as comparações de custos operacionais e podem distorcer os julgamentos acerca da eficiência operacional relativa de cada empresa. Por sua vez, o uso de comparações de indicadores de empresas no Brasil com seus pares internacionais sofrem distorções ainda mais consideráveis advindas de diferenças de câmbio, impostos, subsídios, custos de mão de obra e de serviços gerais, entre outros aspectos.

Cabe ressaltar também que a GASMIG é uma empresa pública de economia mista, e que deve contratar na forma estabelecida pelas leis federais nº 8.666, de 21 de junho de 1993 e nº 13.303, de 30 de junho de 2016, devendo manter prazos mais alongados de investimentos e se restringir a fornecedores devidamente regulares com todos os entes governamentais. A empresa também depende de contratação de funcionários apenas na forma de concurso público, possuindo um quadro de funcionários próprios novo (primeiro concurso teve admissão em 2006) que demanda

formação e treinamento. Dessa forma, as comparações com outras concessionárias privadas devem ser feitas com cuidado.

Portanto, recomenda-se cautela quando das comparações de custos unitários diante da significativa heterogeneidade das áreas de concessão no país e da gama de fatores não gerenciáveis que afetam empresas fora do território nacional.”

Resposta

A “Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017 – Anexo IV” estabelece:

“Como os indicadores unitários somente apresentam uma visão parcial da concessionária, na análise serão considerados distintos valores unitários, segundo as características da concessionária e a composição do mercado projetado.”

Contribuição 45

“É importante ressaltar que apesar de excluir o custo das inadimplências e perdas dos custos operacionais, devem ser considerados todos os custos operacionais relativos aos gastos com o trabalho de evitar essa inadimplência, como tais como as verificações de crédito e os custos de inspeção, corte e religação intrínsecos à atividade de distribuição.

Ao descrever os custos não reconhecidos, a proposta deve considerar que a GASMIG, como empresa pública de economia mista, deve fazer constantes publicações legais em jornais, cujos custos são recorrentes e inerentes a sua atividade, sendo obrigatórios por lei e dessa forma, deverão ser considerados.

Existem também informativos que são contratados para averiguar as fórmulas de reajuste constantes nos contratos de compra e venda de gás, cujo interesse é inteiramente do mercado regulado da GASMIG para que o custo do energético não seja repassado de forma equivocada.

Também cabe apontar que o gás natural é um produto pouco conhecido no mercado mineiro (principalmente no mercado residencial e de pequenos comércios), sendo necessários gastos com a sua divulgação de forma a agregar mais usuários e tornar os investimentos mais eficientes.

Existe ainda, um gasto de divulgação que é feito para alertar e educar toda a população que mora próxima a gasodutos de forma a prevenir acidentes na rede de distribuição.

Sobre os efeitos de diferenças no câmbio, que são excluídos dos custos operacionais, entendese que não estão incluídas as diferenças cambiais referentes aos custos da compra de gás.

Cabe ressaltar também o caráter social da empresa, cuja participação acionária do Estado de Minas Gerais a deixa imbuída de realizar patrocínios a eventos culturais.

Diante do exposto, solicita-se a inclusão dos custos operacionais descritos acima, como custos a serem reconhecidos.”

Resposta

Uma premissa importante é que a composição acionária da concessionária não tem que impactar na tarifa. Os itens de custos são reconhecidos e incorporados na tarifa segundo sua razoabilidade, utilidade e benefício que geram aos usuários.

Aquele item de custos que são obrigatórios pela participação do estado na composição acionária da empresa, mas que não são essências na operação da concessionária e não geram um benefício direito aos usuários do serviço, não serão reconhecidos na receita requerida.

A resposta a cada um dos itens é a seguinte:

“É importante ressaltar que apesar de excluir o custo das inadimplências e perdas dos custos operacionais, devem ser considerados todos os custos operacionais relativos aos gastos com o

trabalho de evitar essa inadimplência, como tais como as verificações de crédito e os custos de inspeção, corte e religação intrínsecos à atividade de distribuição.”

Os itens de custos essenciais não serão excluídos do plano de negócios. Os montantes serão avaliados segundo os critérios estabelecidos na Nota Técnica 02/2017 – Anexo IV.

“Ao descrever os custos não reconhecidos, a proposta deve considerar que a GASMIG, como empresa pública de economia mista, deve fazer constantes publicações legais em jornais, cujos custos são recorrentes e inerentes a sua atividade, sendo obrigatórios por lei e dessa forma, deverão ser considerados”

Serão reconhecidas unicamente aquelas publicações que são obrigatórias, por lei, para todas as concessionárias de distribuição de gás natural de Brasil. Também serão reconhecidas aquelas publicações cuja divulgação tem um impacto positivo nos usuários do serviço.

A SEDECTES avaliará a necessidade, utilidade e razoabilidade das publicações legais realizadas pela GASMIG.

“Existem também informativos que são contratados para averiguar as fórmulas de reajuste constantes nos contratos de compra e venda de gás, cujo interesse é inteiramente do mercado regulado da GASMIG para que o custo do energético não seja repassado de forma equivocada”

A SEDECTES avaliará a necessidade, utilidade e razoabilidade dos informativos contratados.

“Também cabe apontar que o gás natural é um produto pouco conhecido no mercado mineiro (principalmente no mercado residencial e de pequenos comércios), sendo necessários gastos com a sua divulgação de forma a agregar mais usuários e tornar os investimentos mais eficientes”

A SEDECTES avaliará a necessidade, utilidade e razoabilidade da divulgação feita pela concessionária.

“Existe ainda, um gasto de divulgação que é feito para alertar e educar toda a população que mora próxima a gasodutos de forma a prevenir acidentes na rede de distribuição.”

A SEDECTES avaliará a necessidade, utilidade e razoabilidade da divulgação feita pela concessionária.

“Sobre os efeitos de diferenças no câmbio, que são excluídos dos custos operacionais, entendese que não estão incluídas as diferenças cambiais referentes aos custos da compra de gás.”

Os custos da compra de gás são repassados aos usuários na tarifa e qualquer diferença entre o preço e o custo do gás é incorporada na parcela compensatória. Portanto, as diferenças cambiais (no preço de gás) não serão reconhecidas nos custos operacionais projetados da concessionária, mas poderão ser incorporadas na parcela compensatória.

“Cabe ressaltar também o caráter social da empresa, cuja participação acionária do Estado de Minas Gerais a deixa imbuída de realizar patrocínios a eventos culturais.”

Não serão reconhecidos.

2.11.Outras Receitas

GASMIG

Contribuição 46

“Embora a proposta da SEDECTES esteja consistente, a GASMIG ainda não possui outras receitas, o que inviabiliza a sua determinação através da análise de comportamento histórico.

Diante do exposto, a GASMIG propõe que determinação das outras receitas sejam baseadas em suas respectivas projeções.”

Resposta

A partir da contribuição da GASMIG, a SEDECTES considera adequado modificar a metodologia de compartilhamento do lucro das outras receitas. Produto da inexistência de informações históricas e a dificuldade na projeção, a SEDECTES prefere adotar uma metodologia “ex-post”, consistente em compartilhar o 50% dos lucros efetivamente obtidos com as outras receitas no período tarifário.

Para a apuração das outras receitas, a concessionária deverá fornecer ano a ano um detalhe das outras atividades desenvolvidas, as receitas geradas com elas e os custos de prestação desse serviço.

A partir desses dados a SEDECTES, no próximo processo de revisão tarifaria, definirá os lucros obtidos no período tarifário e estabelecerá o montante a compartilhar (50% do lucro ajustado por IGPM) que vai diminuir a receita requerida de distribuição do próximo período tarifário.