

**CONTRIBUIÇÕES DA ABRACE À CONSULTA PÚBLICA DA SECRETARIA
DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, CIÊNCIA,
TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR (SEDECTES) DE MINAS GERAIS**

METODOLOGIA DE REVISÃO TARIFÁRIA DA GASMIG

PRIMEIRO CICLO TARIFÁRIO

Maio de 2017

Sumário

Considerações iniciais.....	3
1. Base de Regulatória de remuneração	6
1.1. Estoque Regulatório.....	9
1.2. Capital de giro.....	10
1.3. Obras em andamento.....	10
1.4. Depreciação	11
2. Despesas operacionais.....	11
3. Perdas.....	13
4. Fator X.....	13
5. Encargos.....	14
6. Conta gráfica.....	14
7. Estrutura tarifária	15

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A ABRACE, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de energia, traz suas contribuições à proposta de metodologia de revisão tarifária da Companhia de Gás de Minas Gerais – Gasmig. A Associação saúda a Sedectes pelo espaço criado para as discussões em torno de um tema de fundamental relevância para os consumidores do estado de Minas Gerais.

Com o objetivo de contribuir com o método e atenta à complexidade inerente a alguns dos assuntos tratados no âmbito da revisão tarifária, a ABRACE apresentará suas sugestões em detalhes nas seções a seguir, que se referem especialmente a questões de transparência, projeção de volumes, metodologia de valoração da Base de Remuneração Regulatória, encargos, conta gráfica, fator X, custos operacionais, perdas e estrutura tarifária.

De forma geral, as contribuições têm como objetivo aperfeiçoar o sinal regulatório, para que as concessionárias busquem ampliar sua produtividade e eficiência na gestão dos ativos, de forma a permitir que esses ganhos, ao longo da concessão, sejam compartilhados com consumidores, atendendo ao princípio da modicidade tarifária e sem prejudicar o equilíbrio econômico e financeiro do contrato de concessão. A Nota Técnica Sedectes nº 02/2017 propõe um regime tarifário por incentivos do tipo tarifas teto para cada tipo de serviço ou segmento, definindo um mecanismo de preços máximos com base nos custos eficientes da empresa projetados para o ciclo tarifário.

A neutralidade da atividade de distribuição deve ser objetivada pelo agente regulador uma vez que se trata de um serviço de utilidade pública com característica de monopólio. Nesses casos, os objetivos de expansão da rede de distribuição devem ser garantidos a partir de uma metodologia de regulação tarifária que remunere adequadamente o capital investido e por metas de investimento definidas pelos agentes reguladores.

Dentro deste contexto, cabe aqui congratular a Secretaria pela consideração objetiva da separação entre a atividade de distribuição (movimentação de quantidades de gás canalizado dos pontos de recepção aos pontos de entrega) e a atividade de comercialização (relacionamento comercial de compra e venda de gás canalizado por meio de instrumentos contratuais). Dessa maneira, além de se evitar subsídios cruzados entre as atividades, os usuários do serviço conseguirão diferenciar os seus custos, avaliar o que efetivamente estão sendo cobrados por cada uma e verificar se o princípio de *pass through* de custos de aquisição de gás natural está sendo respeitado.

Ainda, de maneira a promover a eficiência do serviço de distribuição, a Sedectes menciona que avaliará os investimentos históricos da concessionária, considerando sua efetiva necessidade, prudência e razoabilidade. A ABRACE entende que o Regulador deve primar pela prudência na aprovação de qualquer aporte em investimentos, verificando sua real indicação e necessidade, e, portanto, apoia o regulador neste sentido. A possibilidade de visualizar, em detalhes, a realização dos investimentos previstos para anos anteriores e para os subsequentes é de extrema relevância para a transparência do processo, para a garantia de isonomia entre os agentes do mercado de gás natural e para a ampliação da qualidade do processo de revisão tarifária.

Neste mesmo sentido, para o próximo ciclo tarifário, também será subtraída do cálculo das tarifas a receita pela distribuidora durante o ciclo tarifário anterior, proveniente de investimentos não realizados, mas considerados no cálculo da tarifa do último ciclo. O desenvolvimento das boas práticas regulatórias, tais quais a Sedectes propõe, é fundamental para o amadurecimento da atividade de distribuição de gás, uma atividade que possui característica de monopólio natural, em que apenas um agente atende, de forma cativa, um mercado consumidor. Assim, quanto melhor a análise e a prudência dos investimentos e custos necessários ao desenvolvimento da concessão, que resulte em um nível tarifário coerente, maior será o crescimento do mercado de gás e, por consequência, da atividade econômica do estado e das receitas das distribuidoras.

Por se tratar de um ambiente sem competição na atividade de distribuição, é importante que o regulador crie mecanismos que incentivem os gestores da concessão a buscar maior eficiência e ganhos de produtividade em seu negócio, de forma que estes benefícios, ao longo do tempo, se traduzam em tarifas menores. O primeiro passo para a adoção de mecanismos de incentivos é a implantação de um fator redutor das tarifas (conhecido como “Fator X”) combinado com o estabelecimento de um período mais longo entre cada revisão tarifária, entendimento corroborado pela Sedectes em sua Nota Técnica e que a ABRACE manifesta o seu expresso apoio.

Nos anos em que não há revisão, ocorre um reajuste nas tarifas, baseado na inflação do período subtraída do Fator X, que denota o nível de eficiência mínimo que a concessionária deve obter a cada ano e que é definido pelo regulador. O incentivo ao aumento da eficiência está no fato de que, caso a concessionária atinja um nível de eficiência maior do que o proposto pelo regulador, ela captura o ganho para ela, mas caso o ganho de eficiência seja menor do que o proposto pelo regulador, então há uma penalidade.

Também é proposto que as receitas advindas de serviços taxados tenham seus custos deduzidos da receita requerida. Já com relação às outras receitas, 50% do seu lucro será compartilhado entre as empresas e consumidores, o que favorecerá, portanto, tanto a modicidade de tarifas como os resultados da concessionária. Este entendimento está alinhado com as boas práticas de outros reguladores, e a Associação congratula a Secretaria pela sugestão e a apoia neste contexto.

Com relação à questão da transparência, 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. O plano de negócios referente aos cinco anos do ciclo tarifário, bem como as informações históricas, devem ser divulgados, de modo a assegurar à sociedade amplo acesso às informações sobre a prestação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado, assim como dar publicidade às informações relativas à situação do serviço e aos critérios adotados para determinação das tarifas. Com isso, será permitido aos usuários verificar com facilidade o ganho ou perda de eficiência da concessionária a cada período de revisão tarifária, por exemplo.

Relacionado a este ponto, cabe aqui lembrar que a divulgação da tabela tarifária da distribuidora com margens para cada segmento e classe de consumo se faz extremamente importante, visto que a transparência e a informação dos valores que compõem a tarifa é importante para que

não haja assimetria de informação na determinação do cálculo da margem de distribuição. A indicação dos níveis devidos por cada classe consumidora é importante para os consumidores finais realizarem sua programação de custos. Hoje, por exemplo, a Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina (Aresc) já demonstra publicamente as informações tarifárias relevantes da SCGás por meio de seu website, conforme figuras abaixo.

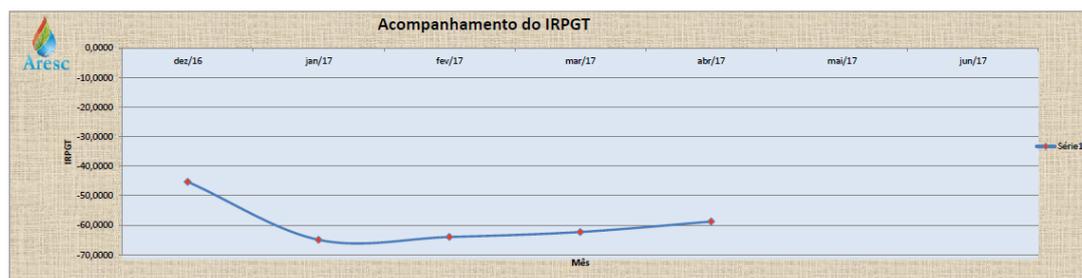
Figura 01 – Tabela tarifária, sem impostos, da SCGás, com custo do gás, transporte e margem bruta para o segmento industrial TG1

SEGMENTO INDUSTRIAL - TG1			
Faixa (m³/dia)	Custo Gás e Transporte (PV)	Margem Bruta (MB)	Tarifa Líquida (R\$/m³)
5	0,4950	1,5740	2,0690
10	0,4950	0,9412	1,4362
70	0,4950	0,8899	1,3849
1.000	0,4950	0,3070	0,8020
5.000	0,4950	0,2711	0,7661
10.000	0,4950	0,2321	0,7271
25.000	0,4950	0,2058	0,7008
50.000	0,4950	0,1874	0,6824
100.000	0,4950	0,1677	0,6627
150.000	0,4950	0,1128	0,6078
200.000	0,4950	0,1061	0,6011
1.000.000	0,4950	0,1004	0,5954

Fonte: Aresc (Resolução Aresc nº 074/2016)

Figura 02 – Acompanhamento mensal da conta gráfica da SCGás

MÊS		dez/16	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17
Compra	Volume	x 1000m³	45.441,0610	49.330,8010	49.798,7590	55.131,3750	52.656,2790	
	Gás (c/ var. cambial)	R\$/m³	0,7177	0,5456	0,5440	0,5646	0,6193	
	Fatura gás sem impostos + var. cambial	x1000 R\$	32.266,5135	26.671,7046	26.946,9861	30.881,9990	32.391,7037	
Venda	Volume	x1000 m³	44.991,5940	48.885,0890	49.534,9010	54.697,1290	52.303,7360	
	PV sem impostos	R\$/m³	0,7183	0,4950	0,4950	0,4950	0,4950	
	Fatura gás sem impostos	x1000 R\$	32.317,4620	24.198,1191	24.519,7760	27.075,0789	25.890,3493	
Cálculos	Saldo mensal da Conta Gráfica	x1000 R\$	-50,9485	2.473,5855	2.427,2101	3.806,9202	6.501,3544	
	Saldo anterior acumulado da Conta Gráfica	x1000 R\$	-104.739,6607	-105.967,1497	-104.644,4946	-103.122,5473	-100.400,5794	
	Taxa mensal de juros selic	%	1,1233%	1,0861%	0,8651%	1,0521%	0,7866%	
	Saldo mensal da correção selic	x1000 R\$	-1.176,5406	-1.150,9304	-905,2628	-1.084,9523	-789,7319	
	Saldo acumulado da Conta Gráfica	x1000 R\$	-105.967,1497	-104.644,4946	-103.122,5473	-100.400,5794	-94.688,9569	
	Volume projetado para o semestre subsequente	x1000 m³	325.584,7609	325.584,7609	325.584,7609	325.584,7609	325.584,7609	
	Volume projetado para o trimestre subsequente	x1000 m³	161.020,4479	161.020,4479	161.020,4479	161.020,4479	161.020,4479	
	Parcela de recuperação acumulada	R\$/m³	-0,3255	-0,3214	-0,3167	-0,3084	-0,2908	
	IRPGT	%	-45,3108	-64,9303	-63,9859	-62,2970	-58,7530	



Fonte: Aresc

A ABRACE também parabeniza a Secretaria pelo fato de a proposta de metodologia de revisão tarifária da Gasmig considerar no cálculo das tarifas 100% da demanda atendida pela distribuidora. Entretanto, há espaço para aperfeiçoamento na divulgação da metodologia de avaliação da demanda a ser projetada pela Gasmig, componente fundamental no cálculo da margem bruta. Sabe-se que as projeções de volume devem ser fundamentadas e avaliadas pelo ente regulador, de modo a refletir a realidade de vendas de gás da concessionária, sob pena de sua remuneração não refletir o efetivo fornecimento de gás natural, sinalizando erroneamente os seus investimentos e remunerando de forma inadequada a concessionária. Então, a ABRACE propõe que a projeção de volumes seja realizada de maneira próxima à avaliação do plano de investimentos e reforça que as análises devem ser transparentes, com abertura total dos dados e ampla participação dos consumidores, buscando a isonomia de informações entre todas as partes da concessão.

Quanto à Base de Remuneração Regulatória (BRR), em particular, serão considerados os ativos existentes e em operação no início do período tarifário, valorados ao Valor Original de Aquisição e atualizados conforme a evolução do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), a partir da data de entrada em serviço do ativo, deduzindo-se a depreciação acumulada. Com o objetivo de incentivar investimentos prudentes e tarifas que respeitem o princípio da modicidade tarifária, a Abrace entende que a adoção deste método é viável, dado que ele goza de vantagens como objetividade, praticidade e fácil controle e fiscalização. No entanto, é necessário um maior nível de detalhe nas informações apresentadas para se tomar uma decisão. Também, sob a ótica conceitual do método, que pode gerar incentivos sobre investimentos, deve-se mencionar que os demais reguladores brasileiros utilizam o método de valoração dos ativos pelo Valor Novo de Reposição – VNR, que valora a maioria dos ativos pelo custo de reposição, aplicando a depreciação acumulada e ainda um índice de aproveitamento dos ativos na prestação do serviço.

As seções a seguir apresentam o detalhamento destes e de demais pontos da contribuição da Associação ao processo de revisão tarifária das Gasmig.

1. Base Regulatória de Remuneração¹

Conforme mencionado na Nota Técnica Sedectes nº 02/2017 e no Anexo I, a proposta da metodologia geral para a determinação da margem da concessionária estabelece que para a apuração da Base de Remuneração Regulatória serão considerados:

- i) 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), atualizados conforme a evolução do Índice Geral de Preços do Mercado

¹ Esta seção contou com o apoio de estudos realizados pela Amorim Ferreira Consultoria.

- (IGP-M), a partir da data de entrada em serviço do ativo, e deduzida a depreciação acumulada;
- ii) A incorporação dos investimentos projetados, excluindo as baixas de ativos e a depreciação acumulada;
 - iii) O capital de giro, caso a concessionária demonstre a existência de defasagem entre as despesas e receitas operacionais e;
 - iv) Os ativos armazenados mínimos necessários para um bom atendimento de falhas na operação da concessionária e danos em sua infraestrutura.

Nesta primeira revisão tarifária, é mencionado que os ativos da Base de Remuneração Regulatória serão submetidos às seguintes análises:

- Elegibilidade dos ativos;
- Razoabilidade dos custos dos ativos (tubulações e os conjuntos de regulagem e medição representam mais de 96% da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL), sendo assim a análise de razoabilidade dos custos se limitará a estes ativos);
- Índice de aproveitamento dos ativos;
- Conciliação regulatória contábil.

Apesar 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.

Entende-se que o método proposto pelo regulador atende aos objetivos justamente por apresentar como maior característica a objetividade e simplicidade de aplicação acrescentando, dependendo da forma de condução, a transparência, controle e fiscalização, além de representar com maior aderência os ativos a serviços dos consumidores, como preconiza o contrato de concessão e estar mais alinhado às práticas de outros reguladores.

Também, sob a ótica conceitual do método proposto, que pode gerar incentivos sobre investimentos, deve-se mencionar que os vários reguladores brasileiros utilizam o método de valoração dos ativos pelo Valor Novo de Reposição – VNR, que valora a maioria dos ativos pelo custo de reposição e ainda um índice de aproveitamento dos ativos na prestação do serviço.

Com o objetivo de explicitar como são feitas as valorações especificamente para cada grupo de ativos, apresenta-se a seguir uma tabela comparativa de detalhamento do método entre a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Agência Reguladora de Água, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal (Adasa) e a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arsesp) na área de Saneamento.

Tabela 01 – Comparação dos métodos de avaliação

Método de Avaliação	ANEEL	Adasa	Arsesp - Saneamento
Terrenos	VOC atualiz. IPCA	Método comparativo/de reprodução	Valor Histórico atualiz. IPCA
Servidões	VOC atualiz. IPCA	VOC atualiz. IPCA	Valor Histórico atualiz. IPCA
Edificações e Obras	Método comparativo/de reprodução	Método comparativo/de reprodução	Método de reprodução ou quantificação de custo
Máquinas e Equipamentos	VNR*	Banco de preços	VNR*

*Valor Novo de Reposição - VNR, um valor referencial, oriundo da aplicação do aproveitamento e depreciação sobre os custos de reposição para equipamentos, benfeitorias e obras civis em operação, uma aproximação do Custo de Reposição. Em alguns casos para encontrar o valor Referencial são utilizados Bancos de Preços, como é o caso das transmissoras de energia elétrica e em fase de implantação também as distribuidoras de energia elétrica.

Fonte: Amorim Ferreira Consultoria

Ressalta-se que os reguladores pesquisados buscam refletir no valor de fixação da BRR um valor próximo ao valor de mercado ou de reposição do ativo, chamando de custo de reposição algum tipo de atualização do valor contábil, utilizando para cada grupo um tipo de valoração. Ao não atualizar toda a base de ativos pelo mesmo índice, os métodos aplicados buscam atualizar cada ativo com base em expectativas de valores que se encontrariam se fossemos repor atualmente aquele ativo. Isso também evitaria os custos intergeracionais, ao mesmo tempo em que distribui os custos do ativo ao longo tempo.

Nesse sentido, cabe mencionar que são em itens de maior representatividade (tubulações e máquinas e equipamentos, por exemplo) que os reguladores incluem um tipo de valoração que busque expectativas de valores que seriam encontrados se fossemos repor atualmente aquele ativo. Sendo assim, no caso da Gasmig, utilizando-se o Custo de Reposição ou Substituição, esses custos poderiam ser mensurados através de um Banco de Preços da própria concessionária feito para a revisão tarifária e basear-se no preço dos equipamentos dos últimos 2 ou 3 anos, considerando assim uma média do que a concessionária pagou nesse período.

Esse método busca atualizar cada ativo com base em expectativas de valor que se encontraria se fossemos repor atualmente aquele ativo. Dessa forma, o desenvolvimento de novas tecnologias seria considerado e assim refletiriam na evolução dos custos daquele ativo, além de se evitar os custos intergeracionais, ao mesmo tempo em que os custos do ativo seriam distribuídos ao longo tempo.

Este fato é importante pois, além de esse tipo de atualização simplificada (por meio do Valor

Original de Compra) em ambientes regulados induzirem o regulado ao sobreinvestimento, incentivando-o a manter ativos redundantes ou superdimensionados na base de ativos de forma a obter retorno sobre eles, esse tipo de valoração tem a desvantagem de não considerar a obsolescência tecnológica nos preços desses ativos. Além disso, em um país com elevada inflação como o Brasil, a atualização por inflação pode inflar a Base Regulatória, distorcendo os valores a referentes ao serviço de distribuição de Gás Natural.

Sobre o risco de reconhecimento dos investimentos prudentes e eficientes, a Agência deve ter uma atuação forte e expressiva, de forma a minimizar os efeitos negativos de uma base de avaliada pelo custo contábil. Nesse sentido, reforça-se a necessidade de estabelecimento de mecanismos de fiscalização juntamente com efetiva utilização de conceitos de investimentos prudentes na composição da base de ativos a ser remunerada.

Vale ressaltar que a conceituação de investimento prudente passa pelo entendimento de que devem ser investimentos efetivamente realizados no âmbito da concessão, de forma criteriosa, atentando-se para a eficiência na alocação dos recursos, bem como na aquisição dos mesmos. Ademais, a análise da prudência deve ser complementada pela observância da modicidade tarifária, pois os investimentos devem ser também compatíveis com a capacidade de pagamento dos consumidores.

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. Método similar utilizado por outros reguladores brasileiros que é o custo de reposição, que além de considerar a tecnologia atual para os ativos tem a finalidade de emular um ambiente competitivo de mercado nas concessões públicas. Esse objetivo deve ser buscado pela Sedectes na próxima revisão.

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 (BRRL_t) e 10 (BRRL_{sc,t}) 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”.

1.1 Estoque Regulatório

A Sedectes propõe que seja determinado o valor de estoque de ativos utilizados no caso de uma reposição e falha de operação que será reconhecida na margem da concessionária. Esses ativos poderão ser incorporados na Base de Remuneração Regulatória da concessionária.

Para a Gasmig, a Secretaria determinou uma relação média de 0,246% entre Estoque/Total do ativo bruto a partir da validação da informação das demonstrações financeiras e contábeis dos relatórios de administração disponíveis nos sites web das empresas concessionárias de distribuição de gás natural no Brasil. Propõe-se a utilização deste valor para a determinação da Taxa de estoque reconhecida para ser aplicada na base regulatória da atividade de distribuição.

Neste caso, é importante 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.

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.

1.2 Capital de Giro

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 muitas 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.

1.3 Obras em andamento

Os investimentos em andamento, no início do período tarifário, somente serão incorporados na Base de Remuneração Regulatória na data prevista de início de operação do projeto, segundo estabelecido no plano de negócios aprovado pela Sedectes. A capitalização das obras em andamento, quando finalizadas e em operação, considerará a remuneração do capital durante a fase de construção e implantação, conforme cita a Nota Técnica.

O montante final do investimento a ser incorporado na Base de Remuneração Regulatória será o valor do capital investido mais os juros calculados. Para o reconhecimento dos juros sobre as

obras em andamento, a concessionária deverá apresentar um cronograma físico-financeiro detalhado do desenvolvimento dos projetos. A SEDECTES avaliará a razoabilidade do cronograma e determinará o montante total dos JOA a ser incorporado na Base de Remuneração Regulatória.

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.

1.4 Depreciação

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.

2. Despesas operacionais

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\$/m ³
4	Consumidor/Rede	Consumidor/km
5	Volume/Rede	m ³ /km
6	Operação e Manutenção/ Consumidor	R\$/ Consumidor
7	Operação e Manutenção /Redes	R\$/km
8	Operação e Manutenção /Volume	R\$/m ³
9	Pessoal/ Consumidor	R\$/ Consumidor
10	Pessoal/Redes	R\$/km
11	Pessoal /Volume	R\$/m ³
12	OPEX/CAPEX	%

Fonte: ThyMos Energia

- Os indicadores 1, 2 e 3 demonstram a eficiência do total desembolsado e projetado do OPEX em relação a 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.

O regulador deve realizar uma avaliação de benchmarking desses indicadores junto a distribuidoras nacionais e de outros países. O objetivo é incentivar as concessionárias a 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.

3. Perdas

A proposta da Secretaria cita que o custo do gás e transporte será acrescido com um índice global de perdas reguladas para evitar que as perdas de gás natural afetem o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. Este índice será determinado a partir de uma comparação dos valores reconhecidos pelos reguladores do serviço de gás natural canalizado no Brasil e as perdas históricas da própria concessionária.

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.

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.

4. Fator X

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.

5. Encargos

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.

6. Conta gráfica

A Nota Técnica e o Anexo VIII também propõem a determinação de uma parcela compensatória, necessária para compensar à defasagem acumulada entre o valor real de aquisição do gás e transporte e o valor reconhecido nas tarifas da concessionária. Sendo assim, a parcela compensatória será corrigida pela Selic. A apuração da conta corrente, ou conta gráfica, e da parcela compensatória de cada segmento tarifário será feita mensalmente pela concessionária

considerando os preços de aquisição do gás e transporte, volumes de gás adquiridos, volumes e preços faturados aos usuários, taxa de juros e valores anteriores.

O preço médio do gás e transporte será atualizado a cada 3 meses, com a exceção do preço dos mercados residenciais e comerciais pequenos que será atualizado a cada 12 meses. A concessionária apresentará à Sedectes um relatório mensal com o saldo acumulado e atualizado de conta corrente e a estimativa da parcela compensatória de cada segmento tarifário. A previsão do consumo dos 12 meses seguintes de cada segmento (empregado no cálculo da parcela compensatória) será proposta pela concessionária e avaliada pela Sedectes antes da aplicação do reajuste no preço de gás e transporte.

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.

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. É extremamente importante para os consumidores o acesso às informações sobre os valores das parcelas que compõe as tarifas de distribuição, assim como previamente aos parâmetros de reajustes, possibilitando uma análise pormenorizada da questão. Essa condição auxilia na promoção da simetria de informações entre os agentes envolvidos na concessão de gás canalizado e a previsibilidade dos reajustes das tarifas.

Os consumidores devem ter acesso à todas as informações necessárias para o cálculo tarifário com a devida antecedência. Assim, solicitamos que a Sedectes, caso adote este mecanismo, disponibilize as seguintes informações de maneira pública e periodicamente atualizadas da concessionária:

- (i) o saldo total da Conta Gráfica;
- (ii) o valor da margem de distribuição de cada categoria e classe;
- (iii) o custo de aquisição do gás natural;
- (iv) previsão do volume de vendas para os próximos 12 meses;
- (v) o valor da parcela de recuperação do saldo da conta gráfica;
- (vi) as premissas adotadas para o valor futuro do câmbio e petróleo;
- (viii) memórias de cálculo de todos os itens acima, com a devida fundamentação para as premissas adotadas.

7. Estrutura Tarifária

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.