

1ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA COMPANHIA DE GÁS DE MINAS GERAIS - GASMIG

CONTRIBUIÇÃO RELATIVA À NOTA TÉCNICA Nº 02/2017-SEDECTES

Determinação da Metodologia de Revisão Tarifária

30/05/2017

1. Introdução	3
2. Taxa de Estoque Regulatório	5
3. Mecanismo de Controle dos Investimentos	10
3.1. Mudanças na Abordagem Geral do Controle de Investimento	12
3.2. Dedução de Demanda de Investimentos Não Realizados	17
4. Fator X.....	17
5. Receitas Irrecuperáveis.....	21
5.1. Consideração das Alíquotas de Impostos	21
5.2. Definição do Formato da Curva do Aging.....	24
6. Perdas Regulatórias	27
7. Parcela Compensatória	28
7.1. Parcela Compensatória por segmento	29
7.2. Flexibilização do Período de Repasse da Parcela Compensatória.....	30
7.3. Parcela compensatória para Grandes Volumes com contrato espelho	31
8. Custos Operacionais.....	31
8.1. Benchmarking	31
8.2. Custos Reconhecidos	32
9. Tarifa de Uso do Serviço de Distribuição e do Serviço de Comercialização	34
10. Aspectos Gerais da proposta tarifária	37
11. Base de remuneração regulatória	39
12. Depreciação	39
13. Outras Receitas.....	40
14. Tarifas do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador.....	40
15. Encargo de Capacidade.....	40
16. Capital de Giro	41

1. Introdução

A GASMIG – Companhia de Gás de Minas Gerais é uma sociedade anônima de capital fechado, sendo seus acionistas a Companhia Energética de Minas Gerais – (CEMIG), e o Município de Belo Horizonte, com 99,57% e 0,43% das ações, respectivamente. A Companhia obteve a concessão de distribuição de gás canalizado no Estado de Minas Gerais pelo prazo de 30 anos, prorrogáveis, conforme previsão contratual, contados a partir da publicação da Lei Estadual nº 11.021, de 11 de janeiro de 1993. Em 26 de dezembro de 2014, foi assinado o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, prorrogando o prazo da concessão até 10 de janeiro de 2053.

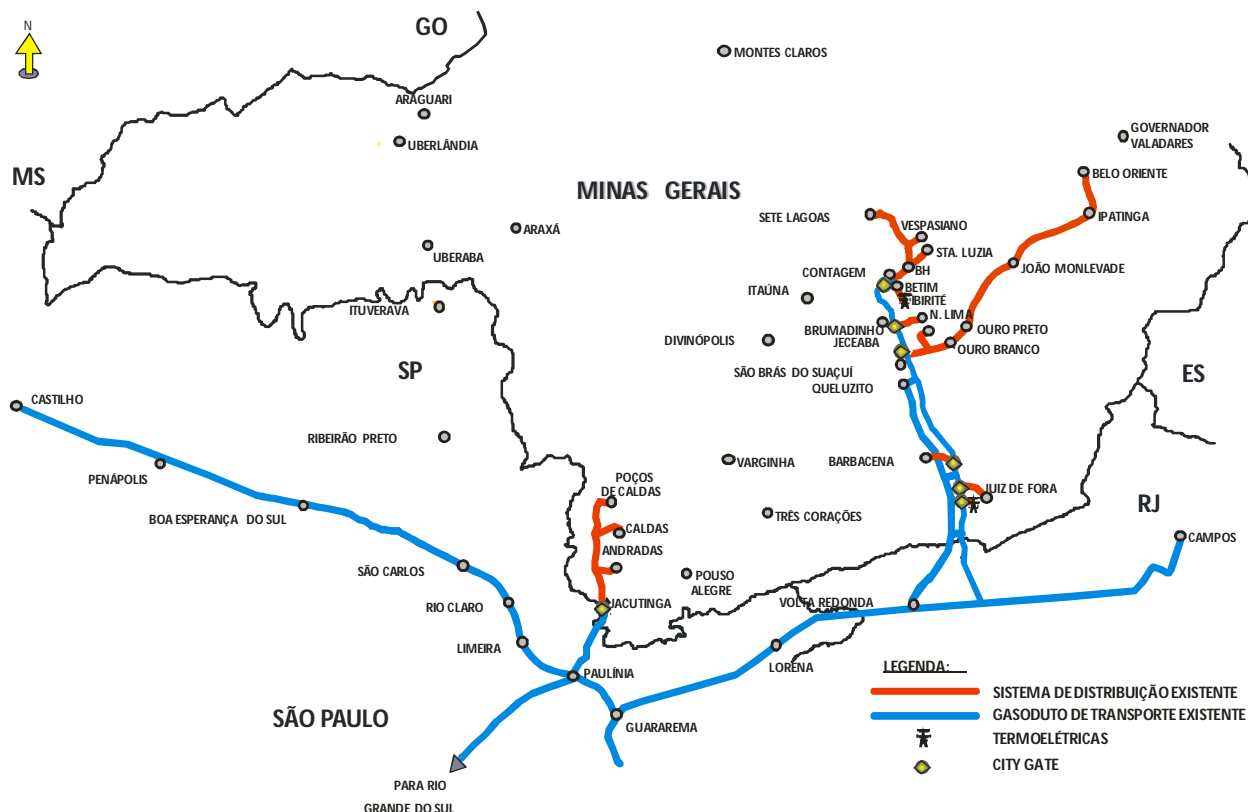
A GASMIG é distribuidora exclusiva de gás canalizado em todo o território mineiro, e desenvolveu toda a estrutura de distribuição de gás hoje disponível no Estado, com mais de R\$ 1,3 bilhão investido em valores históricos, atendendo aos segmentos: industrial, comercial, residencial, gás natural comprimido, automotivo, cogeração e termelétrico. Nos últimos 10 anos, a empresa praticamente dobrou seu volume vendido e registrou em 2016 um consumo de gás natural de 2,92 milhões de m³/dia. Em abril de 2017, a concessionária já atendia a 20,9 mil clientes e possuía uma extensão de rede de distribuição de 1.025 km.

Desde 2009, a GASMIG investiu na expansão da rede de distribuição de gás natural no Estado de Minas Gerais, em média R\$140 milhões por ano. Apesar desses investimentos, a expansão do mercado de gás canalizado no Estado ainda é um dos grandes desafios para a concessionária e para a economia local.

O Estado de Minas Gerais possui a quarta maior extensão territorial do Brasil, sendo a maior da Região Sul/Sudeste com 588 mil km². Esta dimensão territorial é maior do que a de países como França, Suécia e Espanha. Apesar da grande extensão territorial, em Minas Gerais não existem gasodutos de transporte cruzando o Estado de leste a oeste e de norte a sul. Apenas 3 gasodutos de transporte atendem o Estado de Minas Gerais: os gasodutos Gasbel I e II, originários do Rio de Janeiro com extensão até Belo Horizonte abrangendo parte do sudeste do Estado, e o gasoduto Paulínia-Jacutinga que entrega o gás natural praticamente na fronteira da Região Sul do Estado, como mostra a Figura 1. A partir desta escassa rede de transporte, coube à concessionária fazer os investimentos necessários para atender clientes em 35 municípios de Minas Gerais.

Este contexto exige um forte esforço de investimentos em gasodutos de distribuição, com grande extensão e capacidade, para que se possa atender o mercado potencial e consolidar a participação do gás natural na matriz energética do Estado de Minas Gerais. O financiamento desses investimentos demanda um marco regulatório previsível e transparente, além da determinação de tarifas que assegurem a sustentabilidade do negócio considerando práticas operacionais e de gestão eficientes.

Figura 1 – Malha de Gasodutos no Estado de Minas Gerais



Fonte: GASMIG.

As tarifas da GASMIG são reguladas e estabelecidas pela Secretaria de Desenvolvimento Econômico Ciência, Tecnologia e Ensino Superior – (SEDECTES). O Regulador estabelecerá as regras e condições para a revisão tarifária periódica (RTP) das tarifas e os reajustes tarifários (IRTs), o que visa preservar o seu equilíbrio econômico-financeiro e desenvolver o consumo de gás natural no Estado de Minas Gerais, sempre mantendo a qualidade na prestação do serviço de distribuição de gás canalizado de forma eficiente e econômica.

Esta contribuição se refere ao conteúdo da Nota Técnica nº 02/2017-SEDECTES e de seus Anexos encaminhados à Consulta Pública e que apresenta proposta de metodologia de revisão tarifária a ser aplicada na 1ª RTP da GASMIG. Notou-se, ao longo das análises, que partes do corpo do texto da Nota Técnica nº 02/2017 estão distintos do conteúdo desenvolvido nos Anexos dedicados aos temas específicos.¹ Para efeito desta contribuição, tomamos como correto o conteúdo dos Anexos que detalham as matérias expostas na Nota Técnica.

¹ As discrepâncias averiguadas estão discriminadas no anexo 01 desta contribuição.

2. Taxa de Estoque Regulatório

Proposta SEDECTES:

A SEDECTES estabelece que o montante dos ativos em estoque que poderão ser incorporados na BRR, será estimado como um percentual da Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB) da concessionária, como mostra a Equação 1.

Equação 1 - Estoque reconhecido na BRR

$$EstRec_t = TaxaEstR * BRRB_t; t = 1 \dots 5$$

Onde:

$EstRec_t$: Estoque reconhecido na BRR no ano t;

$TaxaEstR$: Taxa de estoque reconhecido (em %).

O percentual de estoque regulatório foi estimado a partir da relação entre as contas de estoque e ativo bruto verificadas nas demonstrações financeiras, contábeis e relatórios de administração, disponíveis nos sites web das concessionárias de distribuição de gás natural no país. Na conta de estoque não foram considerados os materiais destinados à construção de infraestrutura da rede de distribuição de gás e na conta de ativo bruto foram desconsideradas as obras em andamento e os ativos diferidos.

O percentual de estoque regulatório resultou em 0,246%, como apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Média da Relação Estoques/Ativo Bruto Proposta pela SEDECTES

Concessionária	Média
CEG	0,056%
CEG RIO	0,079%
GNSPS	0,107%
GASMIG	0,288%
GÁS BRASILIANO	0,281%
COMPAGÁS	0,345%
SCGÁS	0,244%
BAHÍA GÁS	0,349%
COMGÁS	0,465%
Média Geral	0,246%

Considerações e proposta GASMIG:

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.

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.

Figura 2 – Alocação do Ativo Intangível e Financeiro no Balanço Patrimonial

ATIVO			
	Nota	2016	2015
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	4	42.105	33.746
Títulos e valores mobiliários	5	25.849	45.717
Contas a receber de clientes	7	80.337	87.708
Estoques - materiais para manutenção		5.260	4.960
Impostos a recuperar	8	2.131	21.027
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	9a	24.285	–
Direito de retirada de gás	16	111.423	4.272
Outros ativos		2.608	2.402
TOTAL DOS ATIVOS CIRCULANTES		293.998	199.832
NÃO CIRCULANTE			
Outros investimentos	6	9.650	24.651
Títulos e valores mobiliários	5	1.429	1.012
Impostos a recuperar	8	38.315	38.714
Depósito vinculado a litígios e incentivos fiscais	15b	65.717	58.232
Direito de retirada de gás	16	517.400	401.876
Intangíveis	11	1.076.192	1.076.460
TOTAL DOS ATIVOS NÃO CIRCULANTES		1.708.703	1.600.945
TOTAL DOS ATIVOS		2.002.701	1.800.777

Fonte: Relatório de Administração da GASMIG de 2016.

O Ativo Intangível é definido, conforme trecho transcrito abaixo, do Relatório de Administração da GASMIG:

“Compreende o direito de uso da infraestrutura construída pela concessionária como parte do Contrato de Concessão de serviço público de distribuição de gás natural canalizado (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições do CPC 04 - Ativos Intangíveis, o ICPC 01 - Contratos de Concessão e o OCPC 05 - Contratos de Concessão.

O ativo intangível é avaliado inicialmente pelo custo de aquisição, formação ou construção, inclusive juros e demais encargos financeiros capitalizados. A amortização é calculada pelo método linear, mediante aplicação de taxas compatíveis com a vida útil dos bens, conforme mencionado na Nota 11. ” (Pág. 7 do Relatório de Administração da GASMIG de 2016)

Por sua vez, o Ativo Financeiro é definido da seguinte forma:

“A Interpretação Técnica ICPC 01 e a Orientação OCPC 05, ambas sobre Contratos de Concessão, alteraram a forma de avaliação de ativos da Companhia. De acordo com as novas normas, o Contrato de Concessão da GASMIG se enquadra no modelo bifurcado, onde parte dos investimentos efetuados pelo concessionário é remunerada pelos usuários do serviço público e a outra parte é indenizada pelo PODER CONCEDENTE, ao final da concessão. Esse modelo híbrido prevê o reconhecimento de dois novos itens: o ativo financeiro e o ativo intangível. ” (grifo nosso - Pág. 70 do Relatório de Administração da GASMIG de 2014)

No entanto, com a assinatura do 2º termo aditivo ao contrato de concessão, a GASMIG desde 2014 não reconhece ativos na conta de Ativo Financeiro:

“A Companhia e o Estado assinaram o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão em 26 de dezembro de 2014 prorrogando o prazo de sua concessão de

Janeiro de 2023 para Janeiro de 2053. Devido a esse fato, os montantes a receber do PODER CONCEDENTE registrados na rubrica de ativos financeiros da concessão em 31 de dezembro de 2014 no valor de R\$689.377 foram transferidos para a rubrica de ativos intangíveis. Vide maiores detalhes na nota explicativa 11.”(Pág. 71 do Relatório de Administração da GASMIG de 2014)

Ressalta-se que, a própria Secretaria considerou as contas de ativo intangível e financeiro no cálculo da estrutura de capital, conforme equação abaixo, transcrita da Nota Técnica SEDE/SMPE nº 01/2016, que dispôs sobre a determinação da taxa de custo de capital para o processo de revisão tarifária da GASMIG.

$$Estrutura\ de\ Capital = \frac{\sum_{t=2011}^{2015} (Dívida\ de\ CP\ e\ LP\ n)}{\sum_{t=2011}^{2015} (Ativo\ Intangível\ +\ Financeiro\ n)}$$

Onde:

$\sum_{t=2011}^{2015} (Dívida\ de\ CP\ e\ LP\ n)$: somatório da dívida de curto e longo prazo no período t para n distribuidoras;

$\sum_{t=2011}^{2015} (Ativo\ Intangível\ +\ Financeiro\ n)$: somatório de Ativo intangível e financeiro no período t para n distribuidoras;

t : período de tempo, variando de 2011 a 2015;

n : número de distribuidoras, variando de 1 a 11.

A Tabela 3 mostra os percentuais de estoques regulatórios calculados com a consideração das contas do ativo intangível e financeiro da concessão.

Tabela 3 – Cálculo do Percentual de Estoque Regulatório Considerando o Ativo Intangível e Financeiro (Em R\$ Milhares)

		2010	2011	2012	2013	2014	2015
BAHIA GÁS	Estoque	1.751	2.038	1.802	2.188	3.032	3.609
	Ativo Intangível e Financeiro	210.136	244.477	243.810	252.128	277.991	293.618
	Estoque/Ativo Intangível e Financeiro	0,83%	0,83%	0,74%	0,87%	1,09%	1,23%
CEG	Estoque	1.289	1.851	1.763	1.255	1.682	1.846
	Ativo Intangível e Financeiro	1.142.937	1.195.635	1.288.640	1.394.868	1.705.918	1.870.892
	Estoque/Ativo Intangível e Financeiro	0,11%	0,15%	0,14%	0,09%	0,10%	0,10%
CEG RIO	Estoque	423	491	353	64	69	7
	Ativo Intangível e Financeiro	258.554	278.207	295.112	309.541	562.510	562.598
	Estoque/Ativo Intangível e Financeiro	0,16%	0,18%	0,12%	0,02%	0,01%	0,00%
COMGÁS	Estoque	82.008	89.789	103.400	121.253	125.406	134.347
	Ativo Intangível e Financeiro	3.038.079	3.304.491	3.624.159	4.132.663	4.399.290	4.546.391
	Estoque/Ativo Intangível e Financeiro	2,70%	2,72%	2,85%	2,93%	2,85%	2,96%
COMPAGÁS	Estoque	1.207	1.307	605	1.068	2.150	2.118
	Ativo Intangível e Financeiro	169.501	175.836	184.548	209.964	271.925	320.346
	Estoque/Ativo Intangível e Financeiro	0,71%	0,74%	0,33%	0,51%	0,79%	0,66%
GÁS BRASILIANO	Estoque	954	1.205	1.516	1.847	2.068	2.440
	Ativo Intangível e Financeiro	302.695	300.658	302.405	292.314	285.021	285.365
	Estoque/Ativo Intangível e Financeiro	0,32%	0,40%	0,50%	0,63%	0,73%	0,86%
GASMIG	Estoque	3.762	3.660	5.444	5.791	5.356	4.960
	Ativo Intangível e Financeiro	975.261	972.623	1.017.441	1.061.565	1.070.572	1.076.460
	Estoque/Ativo Intangível e Financeiro	0,39%	0,38%	0,54%	0,55%	0,50%	0,46%
GN SPS	Estoque	1.200	1.405	943	876	1.055	1.230
	Ativo Intangível e Financeiro	617.029	595.133	580.310	571.763	611.792	638.625
	Estoque/Ativo Intangível e Financeiro	0,19%	0,24%	0,16%	0,15%	0,17%	0,19%
SCGÁS	Estoque	785	1.014	1.170	1.517	1.824	2.118
	Ativo Intangível e Financeiro	178.757	194.351	198.160	196.329	204.928	679.023
	Estoque/Ativo Intangível e Financeiro	0,44%	0,52%	0,59%	0,77%	0,89%	0,31%

Fonte: Demonstrações Financeiras das empresas.

A média dos percentuais de estoques regulatórios apresentados na Tabela 3, resulta em 0,71%, conforme indicado na Tabela 4.

Tabela 4 – Média das Relações Entre Estoque e Ativo Intangível e Financeiro

Concessionária	Média
CEG	0,12%
CEG RIO	0,08%
GNSPS	0,19%
GASMIG	0,47%
GÁS BRASILIANO	0,57%
COMPAGÁS	0,62%
SCGÁS	0,59%
BAHIA GÁS	0,93%
COMGÁS	2,83%
Média Geral	0,71%

Alinhado com o objetivo de expressar os valores de estoque como um percentual do valor da base de ativos a serviço da concessão e de preservar consistência com o cálculo da estrutura de capital, a GASMIG solicita que seja considerado no cálculo do percentual de estoque regulatório a média da relação entre estoque e os ativos intangível e financeiro da concessão para as distribuidoras de gás canalizadas selecionadas entre 2010 e 2015, resultando em um percentual de 0,71%.

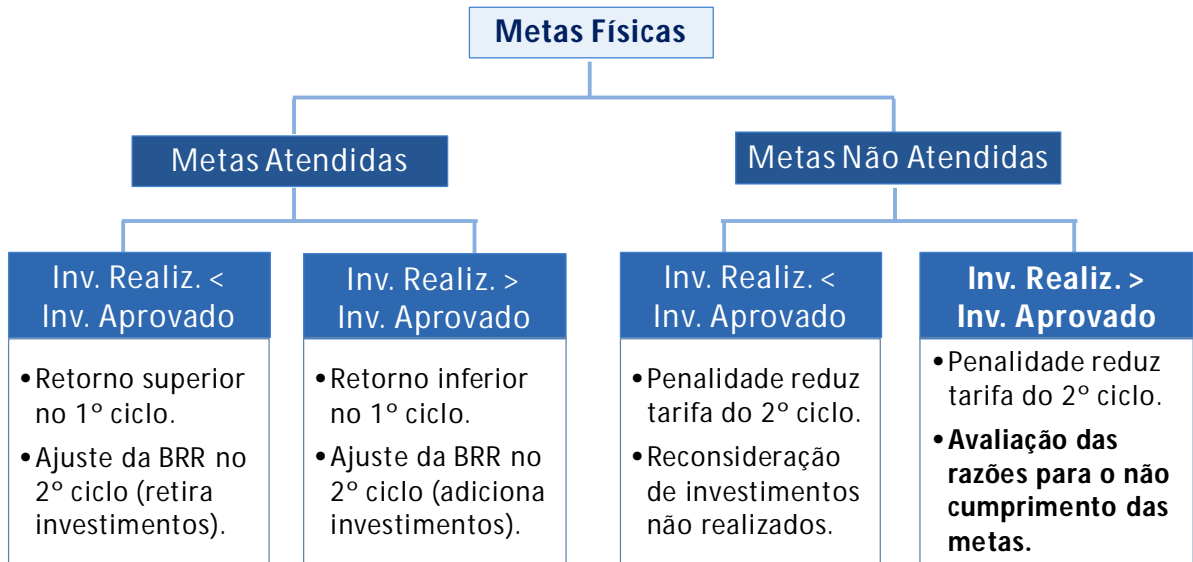
3. Mecanismo de Controle dos Investimentos

Proposta SEDECTES:

O Regulador propõe a consideração de um mecanismo de controle de investimentos para evitar que a concessionária obtenha receitas em excesso no caso de não atingir as metas físicas estabelecidas no plano de investimentos aprovado no processo de Revisão Tarifária. As metas físicas avaliadas estão relacionadas aos ativos dos investimentos, quais sejam: tubulações (extensão de rede e diâmetro da tubulação), quantidade de estações e outros tipos de ativos definidos pela concessionária.

A partir do plano de investimentos aprovado, a SEDECTES desenvolverá um controle periódico, por projeto, da execução dos montantes investidos, bem como, sobre o atendimento das metas físicas estabelecidas. As possíveis alternativas podem ser visualizadas na Figura 3.

Figura 3 – Possibilidades Resultantes do Controle de Investimentos



Em caso de atendimento das metas físicas estabelecidas: (i) se o valor investido for superior ao planejado a concessionária terá uma rentabilidade menor até a próxima RTP; (ii) se o valor investido for inferior ao planejado, a GASMIG terá ganhos adicionais de rentabilidade.

Por outro lado, em caso de não atingir as metas físicas estabelecidas a SEDECTES, depois de analisar as razões para o não cumprimento, poderá ajustar as tarifas do ciclo tarifário seguinte, penalizando o excesso de retorno obtido pela aplicação das tarifas que remuneravam esses investimentos.

Para a Revisão Tarifária seguinte, será incluído dentro da base de remuneração regulatória inicial, o valor total do investimento em serviço efetivamente realizado (mas que não cumpriu com a meta estabelecida) e a SEDECTES poderá solicitar a inclusão, dentro do plano de investimentos do período seguinte, da porção não executada dos investimentos planejados no ciclo tarifário anterior.

Para penalizar o não cumprimento das metas físicas a Secretaria propõe um ajuste das tarifas a serem adotadas no próximo ciclo tarifário. A tarifa média de uso do serviço de distribuição ($TUSD_m$) e a tarifa média do serviço de comercialização (TSC_m) do período tarifário anterior são recalculadas, sem o fator X, excluindo total ou parcialmente do plano de investimentos inicialmente aprovado, os montantes daqueles investimentos (ou projetos) que não cumpriram com as metas físicas comprometidas no processo de revisão tarifária entre o regulador e a concessionária.

As fórmulas para o cálculo da receita em excesso são apresentadas na Equação 2 e na Equação 3, de acordo com o tipo de serviço.

Equação 2 - Excesso de receita do serviço de distribuição

$$RE_{Dist\ r-1} = \sum_{t=1}^5 \frac{(TUSD_{semFatorX\ r-1} - TUSD_{semFatorXAjustada\ r-1}) \cdot (1 - FatorX)^{t-1} \cdot Dem_{t\ r-1}}{(1 + TCC_{di\ r-1})^{t-5}}$$

Onde:

$TUSD_{semFatorX\ r-1}$: Tarifa média de uso do serviço de distribuição definida na última Revisão Tarifária Ordinária (r-1), considerando a projeção do mercado, investimentos e

demais variáveis incluídas no cálculo da Receita Requerida do serviço de distribuição ($RR_{SD\ t}$) e desconsiderando o fator X;

$TUSD_{semFatorXAjustada_{r-1}}$: 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 desconsiderando o fator X.

$FatorX$: Fator de produtividade definido na última Revisão Tarifária Ordinária.

$Dem_{t_{r-1}}$: Volume real faturado no serviço de distribuição da concessionária durante os anos do período tarifário anterior (r-1).

$TCC_{di\ r-1}$: Taxa de retorno regulada, em termos reais após os impostos, estabelecida para a Concessionária na Revisão Tarifária Ordinária (r-1).

Equação 3 - Excesso de receita do serviço de comercialização

$$RE_{Com\ r-1} = \sum_{t=1}^5 \frac{(TSC_{semFatorX_{r-1}} - TSC_{semFatorXAjustada_{r-1}}) \cdot (1 - FatorX)^{t-1} \cdot DemC_{t_{r-1}}}{(1 + TCC_{di\ r-1})^{t-5}}$$

Onde:

$TSC_{semFatorX_{r-1}}$: Tarifa média do serviço de comercialização regulado, definida na última Revisão Tarifária Ordinária (r-1), considerando a projeção do mercado, investimentos e demais variáveis incluídas no cálculo da Receita Requerida do serviço de comercialização ($RR_{SC\ t}$) e excluído 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 excluído o fator X.

$FatorX$: Fator de produtividade definido na última Revisão Tarifária Ordinária.

$DemC_{t_{r-1}}$: Volume real faturado no serviço de comercialização regulado da concessionária durante os anos do período tarifário anterior (r-1).

$TCC_{di\ r-1}$: Taxa de retorno regulada, em termos reais após os impostos, estabelecida para a Concessionária na Revisão Tarifária Ordinária (r-1).

3.1. Mudanças na Abordagem Geral do Controle de Investimento

Considerações e proposta GASMIG:

A GASMIG entende que o controle de investimentos e o ajuste tarifário a *posteriori* proposto pela SEDECTES poderá ser praticado. No entanto, o controle específico por projeto² tende a tornar o processo de investimentos burocrático, invasivo e oneroso, além de dificultar o seu próprio acompanhamento e o cumprimento de múltiplas metas.

A abrangência e a quantidade de projetos de investimentos para o próximo quinquênio são influenciadas por uma série de fatores tais como mudanças: macroeconômicas (crescimento do

² A nota técnica não aborda a definição do que é um projeto, a GASMIG entende que o seu padrão de definição de projetos será o suficiente para apresentação à SEDECTES.

PIB e juros particularmente), na geografia econômica das cidades, nos preços relativos dos combustíveis concorrentes do gás natural, na composição da atividade econômica na região atendida e na implantação de novos mercados dentro do quinquênio.

A natureza dinâmica do mercado e, conseqüentemente, do plano de investimento é refletida nos estudos de viabilidade econômica dos projetos de investimentos da Companhia. Os projetos de infraestrutura de gás canalizado, devem levar em conta diversas variáveis, tais como:

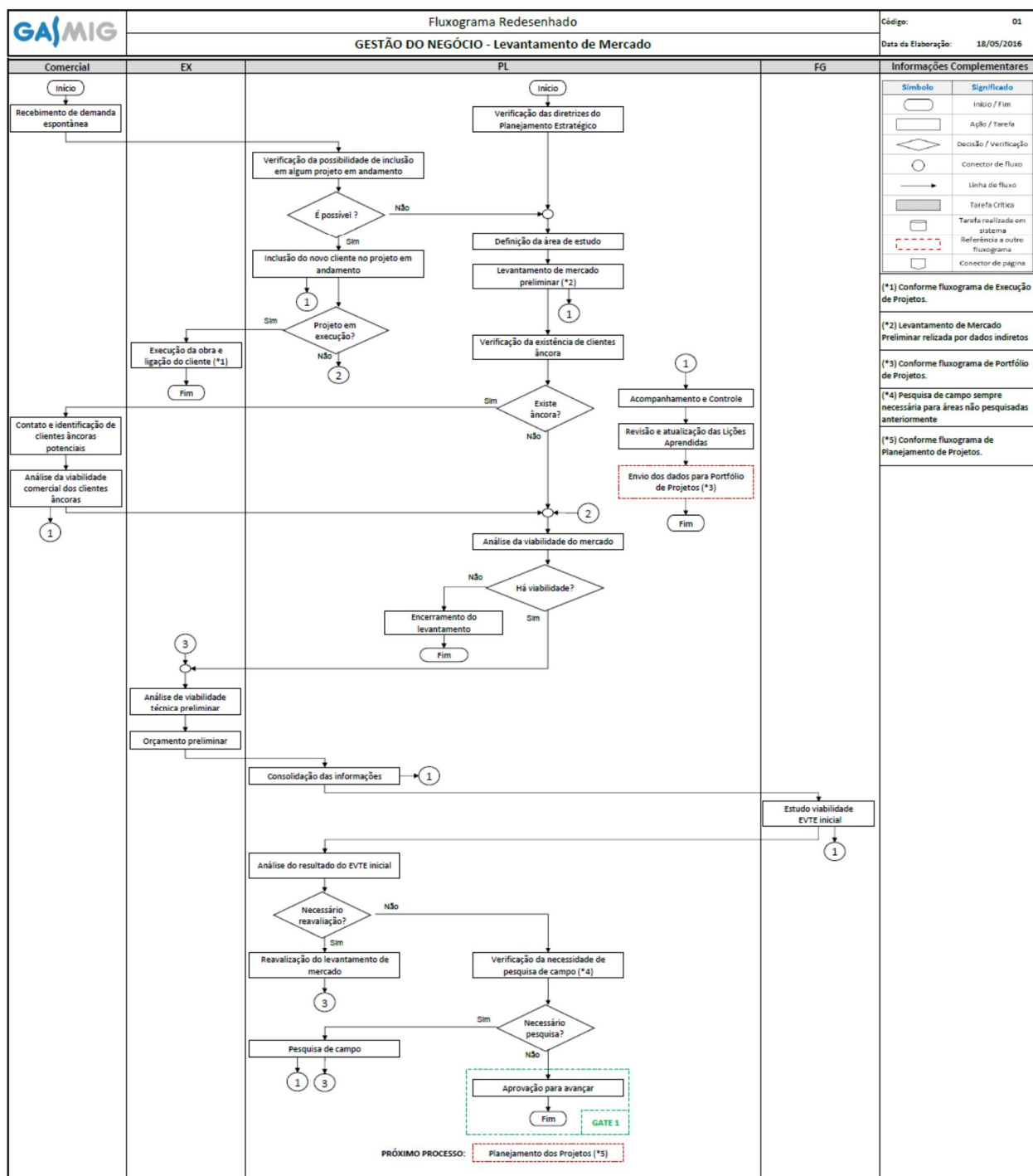
- Pressão disponível no ponto de ligação na rede;
- Pressão de fornecimento aos clientes;
- Consumo médio dos clientes a serem atendidos;
- Vazão horária máxima;
- Topologia;
- Condições do solo;
- Liberação de faixa de domínio (o que requer: identificação dos proprietários das faixas de domínio, valoração da faixa, desapropriação, indenização, etc.);
- Travessia de rodovias, ferrovias, rios, etc.;
- Alvará e licenças para início e realização das obras por órgãos competentes (prefeitura, DNIT, DER, concessionárias de ferrovias e rodovias, etc.);
- Licenças ambientais;
- Prazos estimados de contratação e início das obras.

As variáveis descritas acima podem se alterar ao longo do horizonte quinquenal, inclusive porque o conhecimento de cada uma das variáveis leva tempo e acontece naturalmente com o detalhamento e a execução do projeto. No entanto, isso significa que estimativas de projetos, com o detalhamento solicitado tendem a sofrer alterações frequentes. Estas alterações são parte integrante do processo de investimentos e exigem um planejamento dinâmico e flexível que acompanhe as mudanças de mercado e de execução do projeto.

Caso cada alteração de variáveis que afetam cada projeto tenha que ser reportada e aprovada formalmente junto ao Regulador haverá perda significativa de agilidade. Isto reduzirá a eficiência das atividades de planejamento e execução de investimentos, ensejando um contexto oposto do que versa a regulação por incentivos, que visa induzir a busca por mais eficiência nas rotinas e atividades da Companhia.

Ressalta-se que, o processo de planejamento de investimentos da GASMIG já possui atualmente diversas rotinas para sua execução, que respeitam fluxogramas que envolvem análises específicas como: o levantamento de mercado, o planejamento dos projetos, a gestão do portfólio e o plano de negócios. A Figura 4 mostra o fluxograma para o processo de levantamento de mercado. Estes e os demais fluxogramas são apresentados nos Anexos 02, 03 e 04 e 05.

Figura 4 – Fluxograma de Levantamento de Mercado



Diante deste contexto, um modelo de controle e aprovação na modalidade proposta acabará por burocratizar, engessar e onerar o processo de investimento. Mudanças rotineiras nos projetos exigirão interações muito frequentes entre a Companhia e a Secretaria, o que irá sobrecarregar ambos os lados com rotinas de controle e aprovação adicionais às existentes hoje, prejudicando o processo de planejamento e execução dos investimentos. A GASMIG terá mais custos para aprovar os projetos, com a necessidade de alocação de mais recursos na interação adicional com

a SEDECTES, acabando por aumentar o custo de distribuição e consequentemente as tarifas, além de piorar a qualidade do serviço prestado, tendo em vista os atrasos que poderão surgir.

Podem ocorrer igualmente conflitos no atendimento aos diferentes tipos de metas propostas. A Tabela 5 mostra um exemplo fictício de investimentos e parâmetros físicos aprovados e realizados em diferentes projetos. No projeto A, apesar da meta física de extensão de rede (km) ser atendida, a meta de quantidade de estações não é atendida. No projeto B, ocorre o oposto, atende-se a meta física de quantidade de estações e não a meta de extensão de rede de distribuição. Nestes casos, em que as metas físicas são atendidas parcialmente não fica claro se o Regulador glosaria os investimentos, se reconheceria parcialmente, ou ainda se consideraria os investimentos integralmente, pois uma das metas físicas foi ultrapassada e poderia compensar o não cumprimento da outra.

Tabela 5 – Exemplo de Comparação Entre Investimentos e Parâmetros Físicos Aprovados e Realizados

Projeto	Item	Aprovado/Meta	Realizado
A	Investimento (R\$ milhões)	20	20
	Extensao de Rede (km)	20	25
	Qde de Estações	2	1
B	Investimento (R\$ milhões)	40	40
	Extensao de Rede (km)	40	30
	Qde de Estações	4	5

Não se discute aqui a necessidade de acompanhamento e de supervisão das atividades da Companhia, mas a razoabilidade de implantação de rotinas adicionais de aprovação, de definição de controles minuciosos e de metas pormenorizadas para um processo de investimento que carrega grande incerteza e exige muita flexibilidade por sua própria natureza. Este controle minucioso não é condizente com o disposto na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão da GASMIG, em que a concessionária possui liberdade para executar investimentos sempre que os estudos de viabilidade econômica indicarem uma rentabilidade dos investimentos realizados.

“7. A CONCESSIONÁRIA promoverá, a seu encargo exclusivo, todas e quaisquer obras, instalação de canalizações, redes e equipamentos, na área cujos estudos de viabilidade econômica justifiquem a rentabilidade dos investimentos realizados.”

A Companhia irá fornecer sempre que solicitada as informações para um acompanhamento global dos projetos e aferição dos valores investidos. Isto dará à Secretaria meios eficazes de supervisão do desempenho do plano e das diferenças entre projetado e verificado.

O controle global de investimentos é praticado por outros reguladores nacionais, como observado nos casos da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para as distribuidoras de energia elétrica, da ARSESP (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo) para as três distribuidoras de gás canalizado de São Paulo (COMGÁS, GNSPS e Gás Brasileiro) e da ARSAL (Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas) para a ALGÁS.

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.

No caso da ARSESP, há um controle sobre os projetos de extensão de rede das 3 distribuidoras paulistas e também uma meta de investimentos estabelecida para fins tarifários das concessionárias. As distribuidoras propõem em seus Planos de Negócios os novos projetos e investimentos correspondentes. Desde que incorporados às Revisões Tarifárias estes projetos são acompanhados por fiscalização anual, sendo que no ciclo tarifário é possível, sob justificativa, a alteração ou substituição de projetos. Os projetos relacionados aos segmentos residenciais e comerciais são tratados de forma global em termos de número de ligações e municípios a serem atendidos. Nestes casos os investimentos e mercados são apenas estimados e existe ampla flexibilidade na gestão dos projetos pelas concessionárias.

As projeções de volumes para o ciclo tarifário englobam os mercados existentes e os resultantes dos novos investimentos na expansão.

Na revisão tarifária seguinte são verificadas a execução das metas em termos de investimentos realizados e extensão de redes, enquanto outros indicadores, tais como válvulas, estações e ramais são analisados apenas no aspecto de compatibilidade com os projetos.

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)

Na Nota Técnica nº 001/2011 a ARSAL apresentou a Tabela 6 que mostra os investimentos pleiteados pela ALGÁS e os considerados pela ARSAL.

Tabela 6 – Investimentos Pleiteados pela ALGÁS e Considerados pela ARSAL

Previsão de Investimentos	Pleito ALGÁS (R\$)	Considerado ARSAL (R\$)
1. Rede de distribuição		
1.1 Expansão e adensamento	7.178.665	6.919.175
1.2 Melhoria	617.000	617.000
3. Moveis e utensílios	70.000	0,00
4. Informática	1.350.100	559.023,51
5. Outros	593.220	216.444,98
6. Veículos	0,00	0,00
7. Modernização	1.474.326	856.516,20
Total	11.283.311	9.168.159,69

Em relação ao item 1 “Rede de distribuição”, foram reconhecidos todos os projetos de investimentos que atenderam a Cláusula Sétima do Contrato de Concessão. A diferença no item 1.1 “Expansão e adensamento” foi devido a valores a serem realizados no ano seguinte. Para os

demais itens foram reconhecidos os valores comprovados na sua totalidade ou parcialmente, levando em conta os documentos apresentados pela ALGÁS.

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.

3.2. Dedução de Demanda de Investimentos Não Realizados

Considerações e proposta GASMIG:

No seu item 2.1 o Anexo III contém as seguintes instruções para a exclusão do valor do investimento não realizado do cálculo tarifário:

“Se o projeto não for realizado durante o período tarifário será excluído do cálculo da tarifa média ajustada ($TUSD_{semFatorXAjustada_{r-1}}$ e $TSC_{semFatorXAjustada_{r-1}}$) o valor total do investimento (e a depreciação associada) e a demanda incremental associada ao projeto.

Para que a demanda incremental associada ao projeto seja excluída, a concessionária deverá ter especificado no plano de negócios apresentado no processo de revisão tarifária (r-1) a evolução dos usuários, volume e capacidade relacionada com o projeto. Se não for possível identificar a demanda gerada pelo o investimento, a SEDECTES manterá o valor original aprovado na revisão tarifária (r-1).”

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.

4. Fator X

Proposta SEDECTES:

Para o cálculo do Fator X na 1ª Revisão Tarifária da GASMIG o Regulador propõe que seja utilizada a metodologia de Fluxo de Caixa Descontado. Tal cálculo poderá ser realizado por meio de duas formulações alternativas.

Na primeira formulação, o Fator X será estimado “explicitamente” a partir das projeções apresentadas pela concessionária e aprovadas pela SEDECTES no plano de negócios para o período tarifário. Será estimado o índice de reposicionamento tarifário da margem da concessionária (*RTO*) considerando os valores avaliados e aprovados pela SEDECTES do plano de negócios da concessionária com custos operacionais avaliados a partir de tendências

históricas da própria concessionária. O Fator X é calculado incluindo nos custos operacionais níveis de eficiência objetivos.

De acordo com o estabelecido na Nota Técnica nº 02/2017 o índice de reposicionamento tarifário da margem da concessionária (*RTO*) é calculado como a relação entre o valor presente da Receita Requerida, e o valor presente da Receita Verificada, segundo a Equação 4.

Equação 4 - Reposicionamento da Margem da Concessionária

$$RTO = \frac{VP_{RR}}{VP_{RV}} - 1$$

Onde:

RTO: índice de reposicionamento tarifário da margem da concessionária, resultante do processo de Revisão Tarifária Ordinária.

VP_{RR}: valor presente da Receita Requerida.

VP_{RV}: Valor Presente da Receita Verificada.

Incorporando os OPEX com níveis de eficiência objetivo, o Fator X deve ser calculado conforme apresentado na Equação 5.

Equação 5 - Estimação do Fator X

$$\sum_k \sum_t^N \frac{(1 + RTO) * (TUSD_{vig_k} * Dem_{t,k} + TSC_{vig_k} * DemC_{t,k}) * (1 - X)^{t-1}}{(1 + TCC_{di})^t} = VP_{RREfic}$$

Onde:

RTO: índice de reposicionamento tarifário da margem da concessionária, resultante do processo de Revisão Tarifária Ordinária,

X: Fator X a ser determinado,

N: quantidade de anos do ciclo tarifário,

VP_{RREfic}: valor presente da Receita Requerida Eficiente (OPEX com os níveis de eficiência objetivos),

TUSD_{vig_k}: Tarifa de uso do serviço de distribuição vigente do segmento tarifário k,

TCC_{di}: é a taxa de retorno regulada estabelecida para a Concessionária em termos reais após impostos.

Dem_{t,k}: Demanda projetada para o serviço de distribuição para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume, capacidade contratada);

DemC_{t,k}: Demanda projetada para o serviço de comercialização para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume, capacidade contratada).

TCC_{di}: é a taxa de custo de capital regulada estabelecida para a Concessionária em termos reais após os impostos.

A segunda formulação proposta consiste em calcular o índice de reposicionamento tarifário da Equação 4 considerando os custos operacionais com níveis de eficiência objetivo. Ou seja, os ganhos de eficiência serão obtidos com o mesmo cálculo de fluxo de caixa da Equação 5, porém eles serão internalizados nos custos operacionais durante o cálculo da receita requerida tanto do serviço de distribuição como no serviço de comercialização regulado. Neste caso a RTO já tem o Fator X implicitamente incorporado e não requer ajuste anual por este item.

Considerações e proposta GASMIG:

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 pavimentem 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);

P_t: 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

K_t: 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.

5. Receitas Irrecuperáveis

5.1. Consideração das Alíquotas de Impostos

Proposta SEDECTES:

O Regulador propõe que as receitas irre recuperáveis sejam calculadas conforme a Equação 6.

Equação 6 – Cálculo das Receitas Irrecuperáveis

$$Inad_t = \%TInad * [RR_t + Custo\ de\ gás_t]$$

Onde:

$Inad_t$: Inadimplência regulatória reconhecida no ano t;

$\%TInad$: Percentual regulatório de receitas irre recuperáveis calculado pelo aging;

RR_t : Receita requerida total do ano t;

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

A SEDECTES não considerou na fórmula de cálculo das receitas irre recuperáveis as alíquotas de impostos PIS, COFINS e ICMS.

Considerações e proposta GASMIG:

As alíquotas de impostos PIS, COFINS e ICMS devem ser consideradas na base de cálculo sobre a qual incidirá o percentual de inadimplência regulatório, pois estes impostos são repassados aos consumidores e cobrados nas tarifas. Esses impostos são descontados da receita bruta auferida pela Concessionária, como pode ser observado na Figura 5, que mostra os montantes de impostos sobre vendas incorridas em 2016.

Figura 5 – Impostos sobre Vendas no Relatório da Administração da GASMIG de 2016

	<u>2016</u>
Receita bruta	1.451.669
Descontos	(7.472)
Impostos sobre vendas	
ICMS Operação própria	(176.279)
ICMS Substituição tributária	(4.949)
PIS	(21.383)
COFINS	(98.493)
Receita	<u>1.143.093</u>

Fonte: Relatório de Administração da GASMIG de 2016.

As alíquotas efetivas dos impostos sobre vendas (PIS, COFINS e ICMS) para a GASMIG podem ser visualizadas na Tabela 8.

Tabela 8 – Alíquotas Efetivas de PIS, COFINS e ICMS

Receita Bruta (I)	1.451.669
Descontos (II)	7.472
Receita Tributável (III) = (I)-(II)	1.444.197
ICMS (IV)	181.228
PIS (V)	21.383
COFINS (VI)	98.493
Alíquota ICMS (IV)/(III)	12,5%
Alíquota PIS (V)/(III)	1,5%
Alíquota COFINS (VI)/(III)	6,8%

Deve-se considerar também que as alíquotas reproduzidas na tabela 8 são afetadas pela legislação tributária que isenta as termoeletricas do Programa Prioritário de Termoeletricidade da cobrança de PIS/COFINS. Tendo em vista que as térmicas não apresentam inadimplência, a alíquota de PIS/COFINS a ser considerada deveria ser a de 9,25%, conforme legislação vigente.

A consideração da alíquota de impostos no cálculo das receitas irrecuperáveis é efetuada pelos reguladores nacionais como pode ser visto no caso da ANEEL, através da Equação 7 e da Equação 8, utilizadas no 3º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica.

Equação 7 – Cálculo das Receitas Irrecuperáveis considerado pela ANEEL para a Receita Requerida sem Encargos

$$V_{SE} = \frac{RR_{sem\ encargos}}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \left\{ \sum_c (\rho_c \times RI_c) \right\}$$

Onde:

V_{SE} : parcela de receitas irrecuperáveis associada à receita, exceto encargos setoriais;

$RR_{sem\ encargos}$: receita requerida líquida de encargos;

ρ_c : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e

RI_C : percentual de receitas irre recuperáveis regulatória relativa à C, do *cluster* a que pertence a empresa.

Equação 8 – Cálculo das Receitas Irrecuperáveis considerado pela ANEEL para a Parcela de Encargos

$$V_t = \frac{ES}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \left\{ \sum_c (\rho_c \times \min(RI_t, LT_c)) \right\}$$

Onde:

V_t : parcela de receitas irre recuperáveis associada aos encargos setoriais;

ES : valor dos encargos setoriais a ser considerado na revisão tarifária;

ρ_C : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_t : mediana dos percentuais de receitas irre recuperáveis, relativa à classe C, verificada no período 2007/2009, considerando como critério de *aging* os meses 18, 21 e 24 meses; e

LT_C : limite superior a ser reconhecido para a classe C.

Os percentuais das alíquotas de impostos PIS e COFINS também foram considerados pela ADASA (Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal), na base de cálculo das receitas irre recuperáveis da 2ª RTP da CAESB, como mostra a Tabela 9, que consta na Nota Técnica nº 009/2016-SEF-SJU/ADASA.

Tabela 9 – Cálculo das Receitas Irrecuperáveis para a 2ª RTP da CAESB

Dados	
Descrição	Alíquota por dentro (%)
Pis/Cofins para Receitas Irrecuperáveis	9,25%
(%) aging	0,49%
CÁLCULO DAS RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	
TFS - 2015	14.901.187
TFU - 2015	41.335.763
Alíquota PIS/COFINS (%)	9,25%
Taxas Regulatórias com PIS/COFINS - 2015	61.969.090
(%) aging	0,49%
Aging Taxas Regulatórias	306.461
Valor da Parcela A (R\$)	68.657.804
Valor da Parcela B (R\$)	1.421.460.847
Alíquota PIS/COFINS (%)	9,25%
Base de cálculo das Receitas Irrecuperáveis (R\$)	1.642.004.024
(%) aging	0,49%
Receitas Irrecuperáveis	8.120.354
TOTAL RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	8.426.816

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 irrecuperáveis.

5.2. Definição do Formato da Curva do Aging

Proposta SEDECTES:

A SEDECTES propõe que as receitas irrecuperáveis sejam apuradas pelo método da Curva de Envelhecimento da Fatura, também conhecido como *aging*.

Esse método consiste na observação do comportamento do fluxo de pagamentos das contas faturadas, num determinado mês (mês base), calculando a evolução do percentual histórico do faturamento que ainda não foi pago. A curva formada pelos percentuais de faturamento de meses anteriores não pagos é conhecida como Curva de Envelhecimento da Fatura. O percentual de faturamento não pago de cada mês é obtido através da relação exposta na Equação 9.

Equação 9 - Determinação do %Inadimplência para a curva de envelhecimento da fatura

$$\% \text{ Inadimplência}_{\text{mês } t} = \frac{\text{Montante não recebido no mês base}_{\text{mês } t}}{\text{Faturamento do mês}_{\text{mês } t}}$$

Onde:

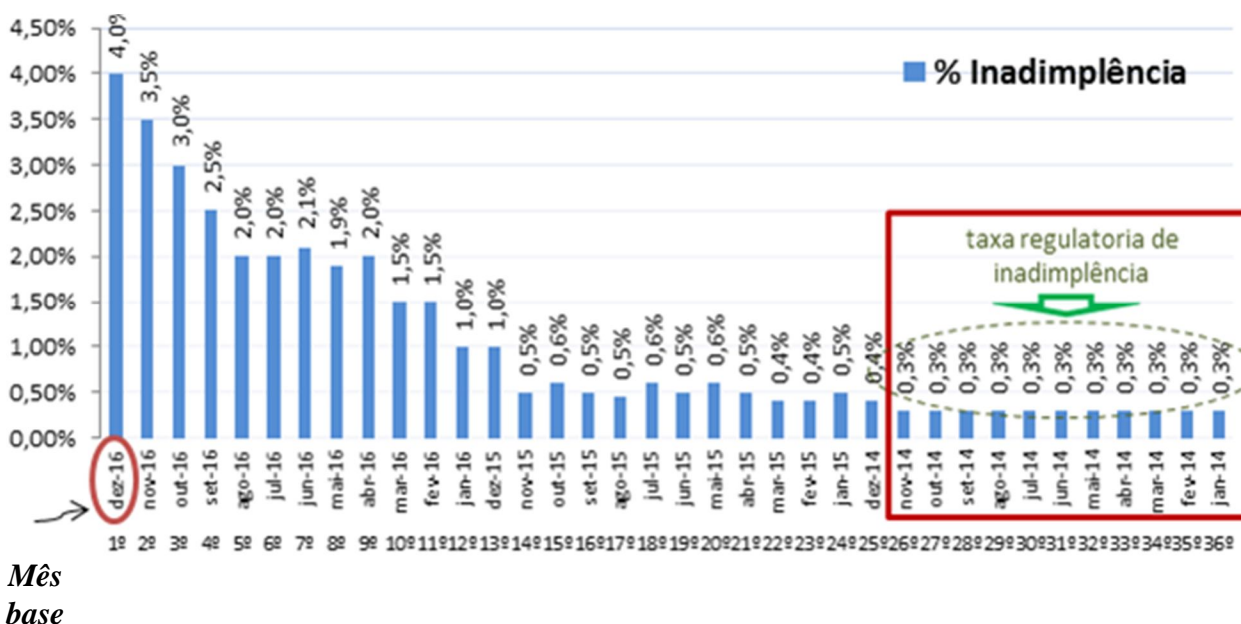
$\% \text{ Inadimplência}_{\text{mês } t}$: % do faturamento do mês t que ainda não foi pago no mês de base;

$\text{Montante não recebido no mês base}_{\text{mês } t}$: Faturamento do mês t , que ainda não foi pago;

$\text{Faturamento do mês}_{\text{mês } t}$: Faturamento total no mês t .

A representação gráfica dos percentuais dá origem a uma curva que, em geral, decresce com a antiguidade da dívida, como ilustra a Figura 6.

Figura 6 - Exemplo de Curva de Envelhecimento da Fatura



Visualizando o faturamento realizado e ainda não recebido dos meses anteriores se obtém a curva de inadimplências. O ponto onde se estabiliza o percentual de inadimplência na curva é chamado “zona de aging”.

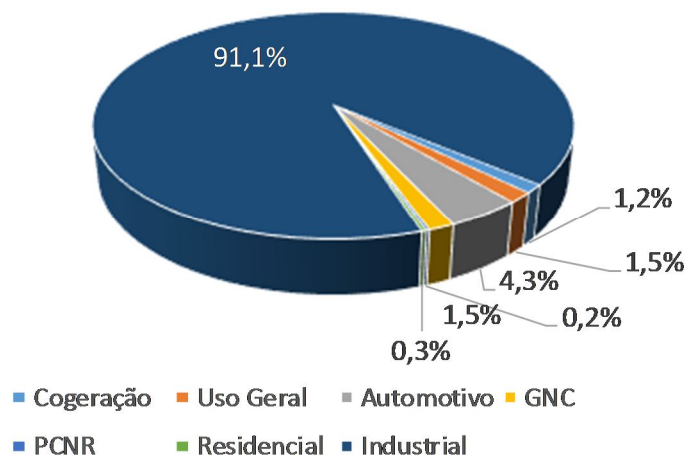
Considerações e proposta GASMIG:

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.

O mercado da GASMIG é marcado por um pequeno conjunto de grandes clientes industriais, cujo pagamento regular é fundamental para saúde econômico-financeira da empresa. O segmento industrial responde com 91,1% do faturamento total³, enquanto o segmento residencial corresponde a apenas 0,3% do total, conforme apresentado no Gráfico 1.

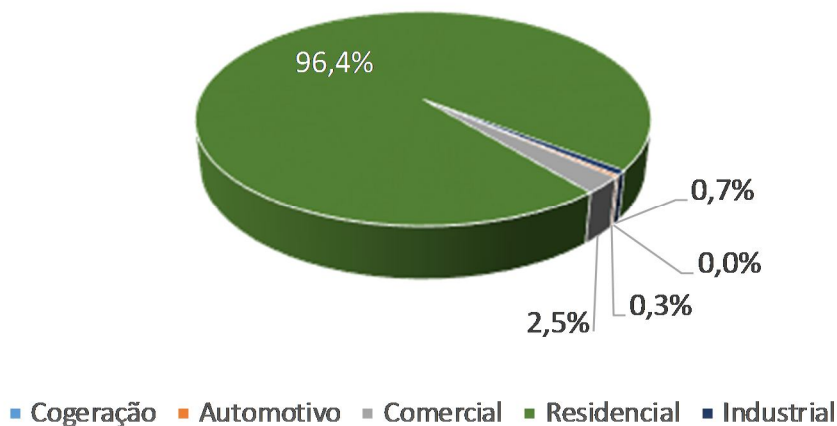
³ Faturamento total sem clientes termoeletrônicos.

Gráfico 1 – Composição da Receita Bruta da GASMIG em 2016



Por outro lado, o número de clientes industriais é reduzido, correspondendo a apenas 0,7% do total, como mostra o Gráfico 2

Gráfico 2 – Composição do Número de Clientes em 2016



Dadas estas características de mercado e da classe industrial a curva de *aging* da Companhia não é contínua, sendo caracterizada pela inadimplência em meses esporádicos, quando alguns dos poucos clientes se tornam inadimplentes.

No entanto, os atrasos da classe industrial impactam sobremaneira a inadimplência total da Companhia. Com apenas 103 clientes industriais, a proporção de faturamento deste segmento é elevada, e nos meses em que não há inadimplência desta classe, a inadimplência global da empresa fica bastante reduzida. Por outro lado, nos meses em que ocorrem inadimplência na classe industrial a inadimplência total se eleva consideravelmente.

Além disso, o dano causado pela inadimplência para uma empresa de economia mista como a GASMIG é ainda mais acentuado do que em seus pares de capital privado. Em função das limitações constantes na legislação do contingenciamento de crédito ao setor público, conforme a resolução nº 2827 de 30 de março de 2001 emitida pelo Conselho Monetário Nacional, a GASMIG não possui alternativa de manter disponíveis linhas de crédito de curto prazo. Este contexto

corroborar com a necessidade de prever na tarifa um montante de receitas irrecuperáveis referente à inadimplência.

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.

6. Perdas Regulatórias

Proposta SEDECTES:

A SEDECTES propõe uma verificação dos valores de perdas de gás históricos da GASMIG e um benchmarking das perdas reconhecidas por outros reguladores brasileiros para distribuidoras de gás natural. As perdas selecionadas no setor de distribuição de gás natural no Brasil variam entre 1,5% a -0,46%, como mostra a Tabela 10.

Tabela 10 - Perdas Globais reconhecidas pelas Agências Reguladoras no Brasil

Ano	Ente Regulador	Estado	Perdas Globais reconhecidas
2014	ARSESP - Comgás	SP	1,50%
2014	ARSESP - GBD	SP	0,50%
2014	ARSESP - GNSPS	SP	0,50%
2016	AGENERSA – CEG	RJ	1,25%
2016	AGENERSA - CEG Rio	RJ	0,50%
2016	ASPE - BR Distribuidora	ES	0,13%
2016	ARSAL - ALGÁS	AL	-0,46%

A SEDECTES excluiu da amostra acima as empresas CEG e COMGÁS por possuírem ativos muito velhos e/ou apresentarem aspectos comerciais que não são considerados nas outras concessionárias. Além disso, expurgou também da amostra a ALGÁS devido ao seu percentual de perda negativa, que, segundo o Regulador, pode ser produto do erro na medição dos supridores de gás ou da informação de dados não compatibilizados para Agência Reguladora, em razão da diferença entre o volume de gás recebido nos City Gates e o faturado junto aos Usuários, que resulta da defasagem de tempo existente entre o período de consumo e o processo de faturamento. Excluindo CEG, COMGÁS e ALGÁS, a média das porcentagens de perdas regulatórias proposta pela Secretaria foi de 0,41%.

Considerações e proposta GASMIG:

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%. Na Figura 7 é apresentada a listagem dos estados americanos, juntamente com seus respectivos percentuais de perdas reconhecidos.

Figura 7 - Benchmarking de Perdas nos EUA

State	Losses and Unaccounted for as a Percent of Total Consumption	State	Losses and Unaccounted for as a Percent of Total Consumption
Alabama	0.5	Nebraska	-0.2
Alaska	2.0	Nevada	-0.3
Arizona	0.7	New Hampshire	0.1
Arkansas	0.1		
California	1.4	New Jersey	-0.5
		New Mexico	-0.9
Colorado	2.9	New York	0.8
Connecticut	0.4	North Carolina	0.4
Delaware	<	North Dakota	0.7
District of Columbia	1.1		
Florida	-0.1	Ohio	0.7
		Oklahoma	3.1
Georgia	-0.1	Oregon	0.4
Hawaii	-6.7	Pennsylvania	1.8
Idaho	0.5	Rhode Island	0.8
Illinois	1.1		
Indiana	0.1	South Carolina	0.2
		South Dakota	-0.2
Iowa	0.3	Tennessee	1.0
Kansas	3.2	Texas	2.0
Kentucky	4.0	Utah	-3.5
Louisiana	0.2		
Maine	0.1	Vermont	-0.5
		Virginia	1.5
Maryland	2.0	Washington	1.4
Massachusetts	0.7	West Virginia	3.5
Michigan	1.1	Wisconsin	<
Minnesota	1.7	Wyoming	3.5
Mississippi	1.4		
		Total	1.1

Fonte: Energy Information Administration (EIA), Form EIA-176, "Annual Report of Natural and Supplemental Gas Supply and Disposition".

Cabe ressaltar que o controle das informações históricas de consumo da GASMIG não foi feito com o intuito de se manter um controle regulatório de perdas, tendo em vista que esse é o primeiro ciclo tarifário da GASMIG.

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%.

7. Parcela Compensatória

Proposta SEDECTES:

A parcela compensatória consiste no ajuste realizado no preço do gás natural e seu transporte, para compensar a defasagem acumulada entre o valor real de aquisição do gás e seu transporte e o valor reconhecido na tarifa da Concessionária. A apuração da parcela compensatória de cada seguimento tarifário será feita mensalmente pela GASMIG 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. Na Equação 10 é apresentado o cálculo da parcela compensatória.

Equação 10 - Determinação da parcela compensatória

$$\text{Parcela compensatória}_k = \frac{SCG_k}{Vol_k}$$

Onde:

Parcela compensatória_k : Acréscimo ou redução na tarifa do segmento tarifário k (em R\$/m³);

SCG_k : Saldo Acumulado da Conta Gráfica do segmento tarifário k (em R\$);

Vol_k : Previsão de volume anual (12 meses seguintes) do segmento tarifário k.

A GASMIG deverá apresentar 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 SEDECTES estabelece que o preço médio do gás e seu 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. Para evitar que a defasagem entre o preço e o custo do gás e transporte dos segmentos residencial e pequeno cliente comercial comprometa o equilíbrio econômico financeiro da concessionária, ocorrerá mudança antecipada do preço de gás e transporte estabelecido na tarifa regulada desses segmentos tarifários quando a parcela compensatória unitária "Parcela compensatória" (saldo acumulado da conta gráfica do segmento dividido a previsão anual do volume do segmento) - atingir saldo equivalente a 6%, positivo ou negativamente, em relação ao preço de gás e transporte regulado vigente nesse momento para esse segmento.

Considerações e proposta GASMIG:

7.1. Parcela Compensatória por segmento

A proposta da SEDECTES prevê o repasse e contabilização da parcela compensatória separada por segmento. Entretanto, a GASMIG possui apenas um contrato para atender todo o seu mercado firme não-termoelétrico. A molécula de gás natural não difere por segmento, e a compra em um único contrato beneficia o mercado. Entendemos que a contabilização da parcela compensatória dos segmentos residencial e pequeno comércio deveria ser realizada em separado dos demais segmentos tanto pelo motivo do reduzido volume alocado aos segmentos quanto pela reduzida participação relativa do preço da molécula do gás na tarifa final ao consumidor.

Entende-se que bastaria a separação entre os segmentos com repasse de custo de gás anual, no caso residencial e comercial, dos demais segmentos com repasse trimestral para capturar as diferenças entre a previsão e o valor realizado do custo de gás. A proposta do regulador de separação da parcela compensatória para cada um dos segmentos com periodicidade de reajuste trimestral poderá gerar distorções entre estes segmentos.

Determinados fatores impactam mais alguns segmentos que outros. Existem segmentos como o de cogeração com reduzido número de consumidores onde por exemplo, um impacto de política tributária pode reduzir rapidamente seu consumo, e poderá gerar uma parcela compensatória cujo repasse acarretaria em um reajuste ainda maior no segmento, enquanto que essa mesma política tributária pode beneficiar outro segmento aumentando seu volume. Neste mesmo segmento, a saída ou a entrada de um consumidor poderia gerar distorções na compensação das parcelas de recuperação ora favorecendo ou prejudicando os consumidores. Neste exemplo, do ponto de vista de contrato de aquisição de gás, a concessionária não mudaria nada, no entanto, o segmento de cogeração seria penalizado duas vezes, uma vez pela política tributária e a segunda pela política tarifária, acarretando uma redução no consumo desse segmento.

O repasse de parcela compensatória de forma global é, por exemplo, empregado pela ANEEL que estabelece uma conta de compensação para os custos não gerenciáveis, definida no Submódulo 4.2 do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária). A Agência considera na fórmula de cálculo dos reajustes tarifários a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação a receita anual global, sem segmentação do mercado por classe ou segmento de consumo, como mostra a Equação 11.

Equação 11 – Fórmula de Reajuste Tarifário da ANEEL

$$IRT = \frac{VPA_t + VPB_0 * (IVI - X)}{RA_0} + \frac{CVA}{RA_0}$$

Onde:

VPA_t : Parcela A na Data de Reajuste de Processamento (DRP);

VPB_0 : Parcela B na Data de Reajuste Anterior (DRA);

RA_0 : Receita Anual com tarifas anteriores aplicadas ao mercado verificado nos 12 meses anteriores;

VPA_0 : Valor da Parcela A na DRA;

IVI : variação do IPCA;

X : Produtividade esperada; e

CVA = Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.

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.

7.2. Flexibilização do Período de Repasse da Parcela Compensatória

A proposta da SEDECTES prevê que o repasse da parcela compensatória ocorra com base no volume de 12 meses. Concorde-se que essa proposta está consistente para os segmentos tarifários residenciais e de pequenos comerciais, que também tem seu reajuste em 12 meses, pois está consistente com o seu repasse de preço médio de aquisição de gás também em 12 meses, embora o Contrato de Concessão na cláusula 14.4 – Aditivo 2 estabeleça que “(...)fica a CONCESSIONÁRIA autorizada a reajustar a tarifa, que passará a vigorar de imediato, sempre que houver variações nos preços do gás e/ou do transporte ou para refletir a alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais quando comprovado seu impacto na tarifa, cabendo ao CONCEDENTE a homologação da tarifa em um prazo máximo de 07 (sete) dias úteis, contados a partir da data de sua aplicação”.

A proposta da GASMIG para os demais segmentos é de uma maior flexibilização para a aplicação e a periodicidade da parcela compensatória. Ocorrem situações onde a aplicação do reajuste trimestral se mostra ineficaz pois a conjuntura de preços do gás tem sinalização contrária e naturalmente ocorreria uma autocompensação da Parcela Compensatória. Isto acontece, por exemplo, quando se decide por um repasse a favor da Concessionária equivalente a 5% e na ocasião já se conhece uma trajetória dos preços do gás, com viés de baixa, para o próximo trimestre. Neste caso, a proposta da concessionária seria de não propor o repasse trimestral, pois o mesmo seria objeto de repasse em sentido contrário no trimestre subsequente. Propõe-se

também que ocorra uma compensação em 3 meses, 6 meses ou mesmo 12 meses dependendo do montante e de avaliação prospectiva do preço do gás no mercado.

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.

Em qualquer dos casos, esta flexibilização ocorrerá mediante proposta justificada da concessionária, aplicável a todos os segmentos de consumo.

7.3. Parcela compensatória para Grandes Volumes com contrato espelho

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 matéria-prima, 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.

8. Custos Operacionais

8.1. Benchmarking

Proposta SEDECTES:

Os custos operacionais correspondem aos custos de Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Administração, Outros Custos Operacionais e Seguros relativos à atividade de distribuição de gás natural canalizado e às despesas comerciais relativas à atividade de comercialização regulada.

Para a determinação dos custos operacionais eficientes na 1ª Revisão Tarifária da GASMIG, a SEDECTES realizará as seguintes atividades:

- Análise detalhada dos custos operacionais reais da concessionária de períodos anteriores.
- Segregação dos custos identificando aqueles custos elegíveis e aqueles não reconhecidos.
- Análise de evolução de indicadores tais como custos unitários da concessionária e de outras empresas do setor.

Considerações e proposta GASMIG:

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 alugueis 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.

8.2. Custos Reconhecidos

Proposta SEDECTES:

Não devem ser incluídos na projeção dos custos operacionais e despesas comerciais os seguintes elementos (caso as projeções de custos apresentados pela concessionária contenham estes elementos, serão excluídos pela SEDECTES):

Custos não relacionados diretamente às atividades de distribuição e comercialização regulada de gás natural canalizado.

Serão excluídos das projeções todos aqueles custos não relacionados diretamente às atividades de distribuição e comercialização regulada de gás natural canalizado.

Também serão excluídos os custos associadas às atividades correlatas (denominadas Outras receitas).

Outros custos regulatórios

Os custos das inadimplências e as perdas de gás natural não devem ser incluídos na projeção de custos operacionais, já que eles serão determinados por outros mecanismos e incorporados na tarifa posteriormente (Ref.: Nota Técnica SEDECTES nº 2/2017 e Anexo Perdas).

Custos não reconhecidos

São custos não inerentes à prestação dos serviços e não devem integrar a Receita Requerida. Alguns exemplos são:

- Despesas e gastos financeiros;
- Comissões de créditos;
- Efeitos por diferenças de câmbio;
- Amortizações e Depreciações;
- Provisões;
- Reversão de provisões;
- Multas;
- Contribuição e Doação;
- Descontos;
- Compras de gás e transporte;
- Ajustes de Inventários de Estoques;
- Jornais, revistas e informativos;
- Custo de construção;
- Patrocínio de eventos culturais;
- Participação nos Resultados;

Considerações e proposta GASMIG:

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, entende-se 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.

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

Proposta SEDECTES:

A estrutura tarifária proposta pela concessionária deverá considerar uma tarifa para a remuneração das atividades do serviço de distribuição e uma tarifa para a remuneração das atividades do serviço de comercialização.

A tarifa de uso do serviço de distribuição (TUSD) será aplicada a todos aqueles consumidores que utilizem o sistema de distribuição da concessionária, incluindo os consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores.

Considerando a demanda prevista para cada segmento no plano de negócios aprovado pela SEDECTES para o quinquênio, as TUSD deverão recuperar os custos reconhecidos na receita requerida do serviço de distribuição, reduzida com a receita em excesso proveniente dos investimentos não realizados e considerados no cálculo da TUSD do ciclo anterior, conforme a seguinte expressão:

Equação 12: Valor presente da receita requerida do serviço de distribuição

$$VP_{RRSD} - RE_{Dist\ r-1} = \sum_k \sum_1^5 \frac{TUSD_k * Dem_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t}$$

Onde:

VP_{RRSD} : Valor presente da receita requerida do serviço de distribuição;

$RE_{Dist\ r-1}$: é a Receita em Excesso auferida pelo prestador durante o ciclo tarifário anterior, proveniente de investimentos não realizados e considerados no cálculo da TUSD do ciclo anterior⁴;

$TUSD_k$: Tarifa de uso do serviço de distribuição do segmento tarifário k;

$Dem_{t,k}$: Demanda (do serviço de distribuição) projetada para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume demandado e capacidade contratada);

TCC_{di} : é a taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após impostos.

⁴ Será igual a zero na primeira revisão tarifária

A tarifa do serviço de comercialização (TSC) será remunerada pelos consumidores cativos e os consumidores potencialmente livres⁵ que optem por ser atendidos pela concessionária no mercado regulado.

Considerando a demanda pela concessionária para cada segmento no plano de negócios aprovado pela SEDECTES para o quinquênio, as TSC deverão remunerar a totalidade da receita requerida do serviço de comercialização, reduzida com a receita em excesso proveniente dos investimentos não realizados e considerados no cálculo da TSC do ciclo anterior, conforme a seguinte expressão:

Equação 13: Valor presente da receita requerida do serviço de comercialização regulado

$$VP_{RRSC} - RE_{Com\ r-1} = \sum_k \sum_1^5 \frac{TSC_k * DemC_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t}$$

Onde:

VP_{RRSC} : Valor presente da receita requerida do serviço de comercialização;

$RE_{Com\ r-1}$: é a Receita em Excesso auferida pelo prestador durante o ciclo tarifário anterior, proveniente de investimentos não realizados e considerados no cálculo da TSC do ciclo anterior⁶;

TSC_k : Tarifa do serviço de comercialização do segmento tarifário k;

$DemC_{t,k}$: Demanda (do serviço de comercialização) projetada para o ano t do segmento tarifário k;

TCC_{di} : é a taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após impostos.

Os consumidores cativos e os consumidores potencialmente livres que optem por ser atendidos pela concessionária deverão pagar as duas componentes da tarifa correspondente a seu segmento tarifário, como se apresenta na seguinte expressão:

Equação 14: Tarifa total de distribuição

$$TDist_k = TUSD_k + TSC_k$$

Onde:

$TDist_k$: É a margem da concessionária para um cliente do segmento tarifário k.

$TUSD_k$: Tarifa de uso do serviço de distribuição do segmento tarifário k;

TSC_k : Tarifa do serviço de comercialização do segmento tarifário k;

⁵ São os consumidores que podendo optar por adquirir o gás natural de um comercializador, utilizam o serviço da concessionária.

⁶ Será igual a zero na primeira revisão tarifária.

Os consumidores livres com fornecimento de gás de comercializadoras, os autoprodutores e os autoimportadores somente deverão pagar a TUSD do segmento tarifário correspondente, pois não utilizam o serviço de comercialização regulado da concessionária.

Considerações e proposta GASMIG:

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, passaram 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.

10. Aspectos Gerais da proposta tarifária

Proposta SEDECTES:

Os princípios gerais que deverão ser seguidos na proposta tarifária são os seguintes:

- 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.

As tarifas aprovadas pela SEDECTES serão máximas e a concessionária não poderá aplicar valores maiores que os estabelecidos na revisão tarifária. Entretanto, a concessionária poderá aplicar descontos aos consumidores.

A concessionária poderá adotar tarifas diferenciadas por segmento consumidor, a partir dos seguintes parâmetros:

- Faixa de consumo;

- Sazonalidade;
- Ininterruptibilidade;
- Perfil de consumo diário;
- Fator de carga;
- Investimento marginal na rede distribuidora;
- Valor do energético substituto; e
- Uso do gás natural (Ex.: residencial⁸, comercial, industrial, geração de energia elétrica, cogeração, combustível automotivo, matéria prima).

As tarifas não poderão ser diferentes entre consumidores por:

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

Considerações e proposta GASMIG:

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.

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.

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 Pouso Alegre.

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.

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.

11. Base de remuneração regulatória

Proposta SEDECTES:

Conforme a Nota Técnica SEDECTES nº2/2017, a proposta da metodologia geral para a determinação da margem da concessionária estabelece que para a apuração da Base de Remuneração Regulatória 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), a partir da data de entrada em serviço do ativo, e deduzida a depreciação acumulada; a incorporação dos investimentos projetados, excluindo as baixas de ativos e a depreciação acumulada; o capital de giro, caso a concessionária demonstre a existência de defasagem entre as despesas e receitas operacionais e; os ativos armazenados mínimos necessários para um bom atendimento de falhas na operação da concessionária e danos na infraestrutura da concessionária.

Considerações e proposta GASMIG:

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.

12. Depreciação

Proposta SEDECTES:

A SEDECTES 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, sendo que nas revisões tarifárias subsequentes, a concessionária poderá propor modificações nas vidas úteis regulatórias.

Considerações e proposta GASMIG:

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.

13. Outras Receitas

Proposta SEDECTES:

A SEDECTES propõe determinar os valores das outras receitas analisando o comportamento histórico (36 meses) das mesmas em relação às receitas tarifárias, definindo um patamar que será utilizado para estabelecer as deduções da receita ao longo do ciclo tarifário em concordância com o conceito de repasse para a modicidade tarifária. A concessionária deverá fornecer a informação necessária para que a SEDECTES possa estabelecer e auditar o lucro gerado pelas atividades correlatas.

Considerações e proposta GASMIG:

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.

14. Tarifas do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador

Proposta SEDECTES:

A SEDECTES propõe que 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.

Considerações e proposta GASMIG:

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.

15. Encargo de Capacidade

SEDECTES:

A SEDECTES utiliza a capacidade contrata na definição de demanda presente na fórmula da receita requerida do serviço de distribuição de cada segmento tarifário, conforme definido na equação 12, já detalhada no item 9 desta contribuição.

Considerações e proposta GASMIG:

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.

16. Capital de Giro

Proposta SEDECTES:

A SEDECTES propõe reconhecer 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.

Considerações e proposta GASMIG:

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.

ANEXO 1 – Inconsistências entre a Nota Técnica e Anexos

Conforme informado na introdução das contribuições da GASMIG, aqui apontamos as inconsistências entre a proposta de Nota Técnica e os seus anexos, sendo que entendemos que os anexos, por serem a parte explicativa, são considerados como os textos corretos.

ASPECTOS GERAIS

Proposta SEDECTES:

Na página 7, item 4 - Aspectos Gerais, a SEDECTES sintetiza o regime regulatório com os seguintes componentes principais:

- Definição de Tarifa Teto para o ciclo tarifário;
- Revisão Periódica da Tarifa Teto a cada 5 anos;
- Definição de um fator que transfira parte dos ganhos de produtividade aos usuários do serviço;
- Reajustes Anuais da Tarifa que permitam manter seu valor em termos reais e repassar ganhos de produtividade aos consumidores;
- Tratamento de Atividades não Reguladas;
- Diretrizes para a Estrutura Tarifária;
- Tratamento tarifário para o uso do sistema de distribuição no âmbito do Mercado Livre
- Sistema de Revisões Extraordinárias.

Ademais, a cada ano, a tarifa somente sofrerá os reajustes estipulados nesta nota técnica, que permitirão manter as tarifas em termos reais (considerado o efeito da inflação) e repassar aos consumidores parte dos ganhos de produtividade do período.

Considerações GASMIG:

Conforme definido na página 23, item 8.2 – Preço do gás e transporte e metodologia geral de ajustes, a SEDECTES define que o preço médio do gás e transporte será atualizado a cada 3 meses, com a exceção do preço médio do gás e transporte dos mercados residenciais e pequenos clientes comerciais que será atualizado a cada 12 meses.

INADIMPLÊNCIA

Proposta SEDECTES:

Na página 12, item 6.4.1 – Outros custos operacionais, Equação 7, a SEDECTES define a seguinte equação de estimação da inadimplência:

Equação 15: Inadimplência regulatória reconhecida

$$Inad_t = \%TInad * [RR_t + Custo\ de\ gás_t] ; t = 1 \dots 5$$

Onde:

$Inad_t$: Inadimplência regulatória reconhecida no ano t ;

$\%TInad$: Percentual regulatório de receitas irrecuperáveis calculado segundo o método da Curva de Envelhecimento da Fatura, também conhecido como aging;

RR_t : Receita requerida da concessionária do ano t (Reduzida com a receita em excesso auferida);

$Custo\ de\ gás_t$: Custo de gás e transporte no período t;

No anexo V, página 4, item 4 – Aplicação, Equação 2, a SEDECTES define a seguinte equação de estimação da inadimplência:

Equação 2: Inadimplência regulatória reconhecida

$$Inad_t = \%Tinad * [RR_t + Custo\ de\ gás_t]$$

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;

Considerações GASMIG:

Foi considerada a fórmula apresentada no Anexo V.

ESTOQUE

Proposta SEDECTES:

Na página 15, item 6.5.3 – Outros componentes da BRR, Equação 10, a SEDECTES define a seguinte equação de estoque reconhecido na BRR:

Equação 16: Estoque reconhecido na BRR

$$EstRec_t = TaxaEstR * BRRB_t; t = 1 \dots 5$$

Onde:

$EstRec_t$: Estoque reconhecido na BRR no ano t;

$TaxaEstR$: Taxa de estoque reconhecido (em %);

$BRRB_t$: Base de Remuneração Regulatória Bruta no início do ano t;

No anexo II, página 3, item 2 – Introdução, Equação 1, a SEDECTES define a seguinte equação de estoque reconhecido na BRR:

Equação 1: Estoque reconhecido na BRR

$$EstRec_t = TaxaEstR * BRRB_t; t = 1 \dots 5$$

Onde:

$EstRec_t$: Estoque reconhecido na BRR no ano t;

$TaxaEstR$: Taxa de estoque reconhecido (em %);

Considerações GASMIG:

A Base de Remuneração Regulatória Bruta no início do ano t deve ser descrita no anexo II.

CONTROLE DOS INVESTIMENTOS

Proposta SEDECTES:

Nas páginas 16 e 17, item 6.6 – Controle dos Investimentos, a SEDECTES apresenta os principais ativos do investimento que serão avaliados, conforme abaixo:

- Tubulações:
 - Extensão de rede (km de rede)
 - Diâmetro
- Válvulas:
 - Quantidade de válvulas por nível de pressão ou tipo de rede
- Estações de regulação / medição
 - Quantidade de estações
- CMR (Conjunto medidor e regulador de pressão)
 - Quantidade de medidores, regulador de pressão e ramais por segmento e faixa tarifária.
- Outros tipos ativos (a definir segundo o tipo de ativo)

No anexo III, página 5, item 2.3.1 – Metas físicas que serão empregadas na avaliação dos investimentos, a SEDECTES apresenta os principais ativos do investimento que serão avaliados:

Tubulações:

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

Estações

- Quantidade de estações.

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

No anexo III, página 8, item 4 – Conclusões, a SEDECTES apresenta o seguinte texto:

“A metodologia consolidada neste anexo tem como objetivo 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.

Desse modo, se propõe a utilização da **Erro! Fonte de referência não encontrada.8** e **Erro! Fonte de referência não encontrada.9** para o cálculo da Receita em Excesso segundo o tipo de serviço.”

Considerações GASMIG:

Os principais ativos dos investimentos que serão avaliados definidos na Nota Técnica devem ser os mesmos que são definidos no anexo III e a conclusão do anexo III não define a metodologia proposta.