

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

**CONTRIBUIÇÃO RELATIVA À NOTA TÉCNICA Nº 01/2018-SEDECTES**

**Proposta de Receita Requerida da Concessionária Gasmig**

**08/02/2019**

<b>1. Introdução .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Base de Remuneração Regulatória .....</b>	<b>5</b>
2.1. <i>Outliers</i> de Tubulação .....	5
2.2. Retirada dos Ativos de Rede Interna Históricos.....	11
2.3. Juros Sobre Obras em Andamento Aplicados .....	12
2.4. Percentual dos Ativos de Suporte Reconhecidos para os Investimentos em Andamento .....	14
2.5. Capital de Giro .....	16
2.6. Ausência dos Ativos que Entraram em Operação em Nov/17 e Dez/17 na BRR Inicial .....	19
<b>3. Investimentos.....</b>	<b>19</b>
3.1. Ausência de Remuneração Sobre os Investimentos no Primeiro Ano do Fluxo	19
3.2. Desconsideração da Atualização dos Investimentos Enviados no Plano de Negócios .....	22
<b>4. Custos Operacionais .....</b>	<b>23</b>
4.1. Uso do Custo Mínimo Histórico por Volume para o Custo de Demais Áreas.....	23
4.2. Rede Interna .....	28
4.3. Projeto GNV.....	30
<b>5. Receitas Irrecuperáveis .....</b>	<b>32</b>
<b>6. Mercado .....</b>	<b>34</b>
6.1. Industrial .....	34
6.2. Termelétrico .....	38
6.3. Residencial.....	42
6.4. Comercial (PCNR) .....	44
<b>7. Perdas.....</b>	<b>47</b>
<b>8. Data Base da Moeda da Revisão Tarifária Periódica (RTP).....</b>	<b>49</b>
<b>9. Componente Financeiro Devido ao Atraso da RTP .....</b>	<b>49</b>
<b>10. Segregação da Receita Requerida em comercialização e Distribuição .....</b>	<b>54</b>

## 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, tendo desenvolvido toda a estrutura de distribuição de gás hoje disponível no Estado, com mais de R\$ 1,3 bilhão de reais investidos, 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 2018 um consumo de gás natural de 3,03 milhões de m<sup>3</sup>/dia, atendendo 42,3 mil clientes, com uma rede de distribuição de 1.184 km.

Desde 2008, a GASMIG investiu em média R\$ 126 milhões de reais por ano na expansão da rede de distribuição de gás natural no estado de Minas Gerais. Apesar desses investimentos, a expansão do mercado de gás canalizado no estado de Minas Gerais ainda é um dos grandes desafios para a concessionária e para 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 km<sup>2</sup>. 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 boa parte do estado. Apenas três 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 a 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 anuais - 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 01/2018-SEDECTES encaminhada à Consulta Pública, que apresenta proposta de receita requerida a ser aplicada na 1ª RTP da GASMIG.

## 2. Base de Remuneração Regulatória

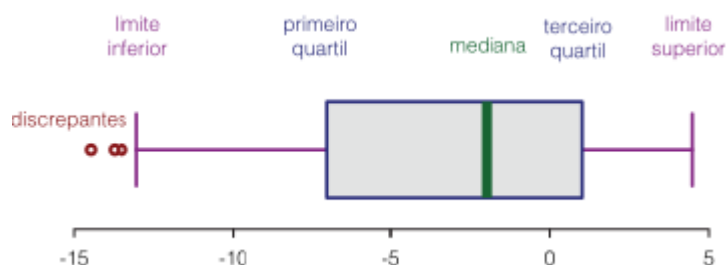
### 2.1. *Outliers* de Tubulação

#### Proposta SEDECTES:

Para análise de razoabilidade dos custos, o Regulador limitou-se às tubulações, uma vez que elas representam mais de 90% dos ativos da Base de Remuneração Regulatória. Com os dados fornecidos pela GASMIG foi realizada uma análise de variabilidade dos preços unitários pagos pela Concessionária para diferentes especificações (material e diâmetro), com o objetivo de encontrar montantes superiores à média. Para os valores atípicos da amostra (superiores à média) foi solicitado à concessionária uma justificativa técnica ou econômica. Nos casos em que não foi apresentada uma justificativa ou que esta foi considerada insuficiente, o valor unitário do ativo foi ajustado aos valores médios da amostra.

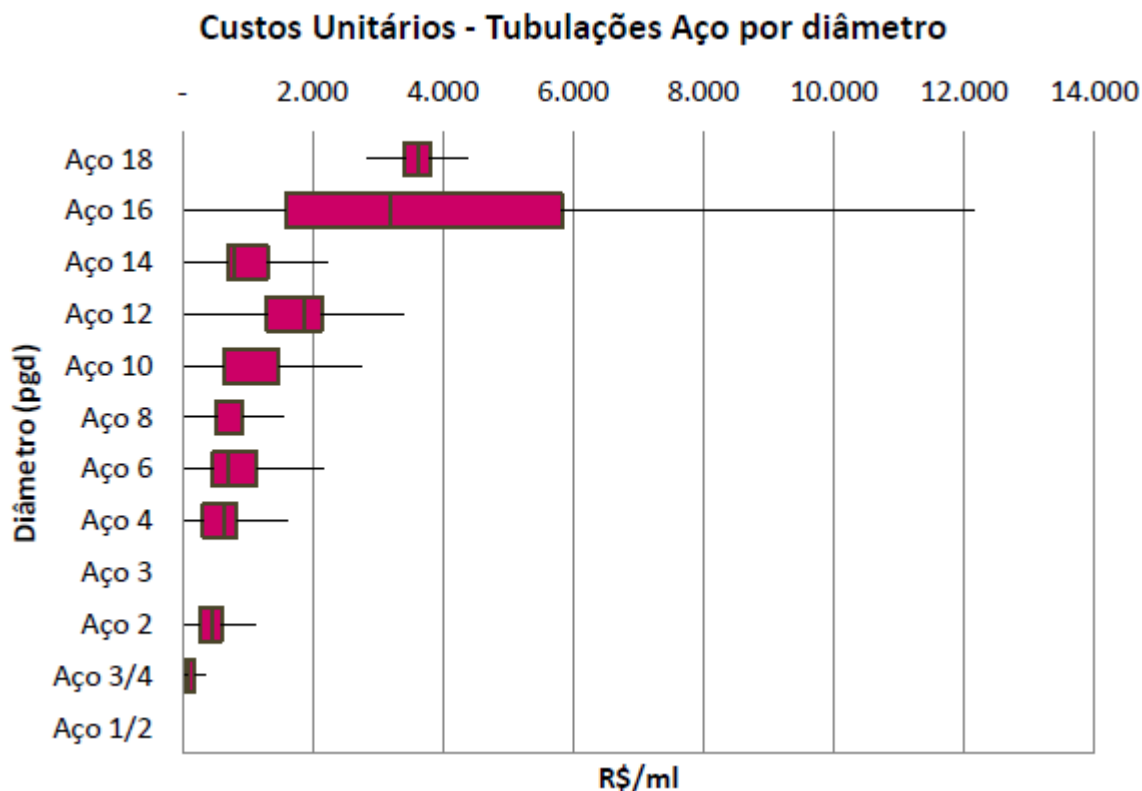
O método *Boxplot* foi utilizado para identificação dos *outliers* (valores atípicos). Este critério considera como *outlier* todos os valores superiores ao terceiro quartil mais 1,5 vezes a distância interquartílica (terceiro quartil menos primeiro quartil) ou inferiores ao primeiro quartil menos 1,5 vezes a distância interquartílica. A Figura 2 ilustra o método *Boxplot*.

**Figura 2 - *Boxplot***



Com base nos dados fornecidos pela GASMIG foram identificados a mediana, os quartis e os limites superiores das tubulações de aço, conforme ilustrado na Figura 3 e na Tabela 1.

**Figura 3 - Análise de Boxplot das Tubulações de Aço da Base de Ativos da GASMIG por Diâmetro**

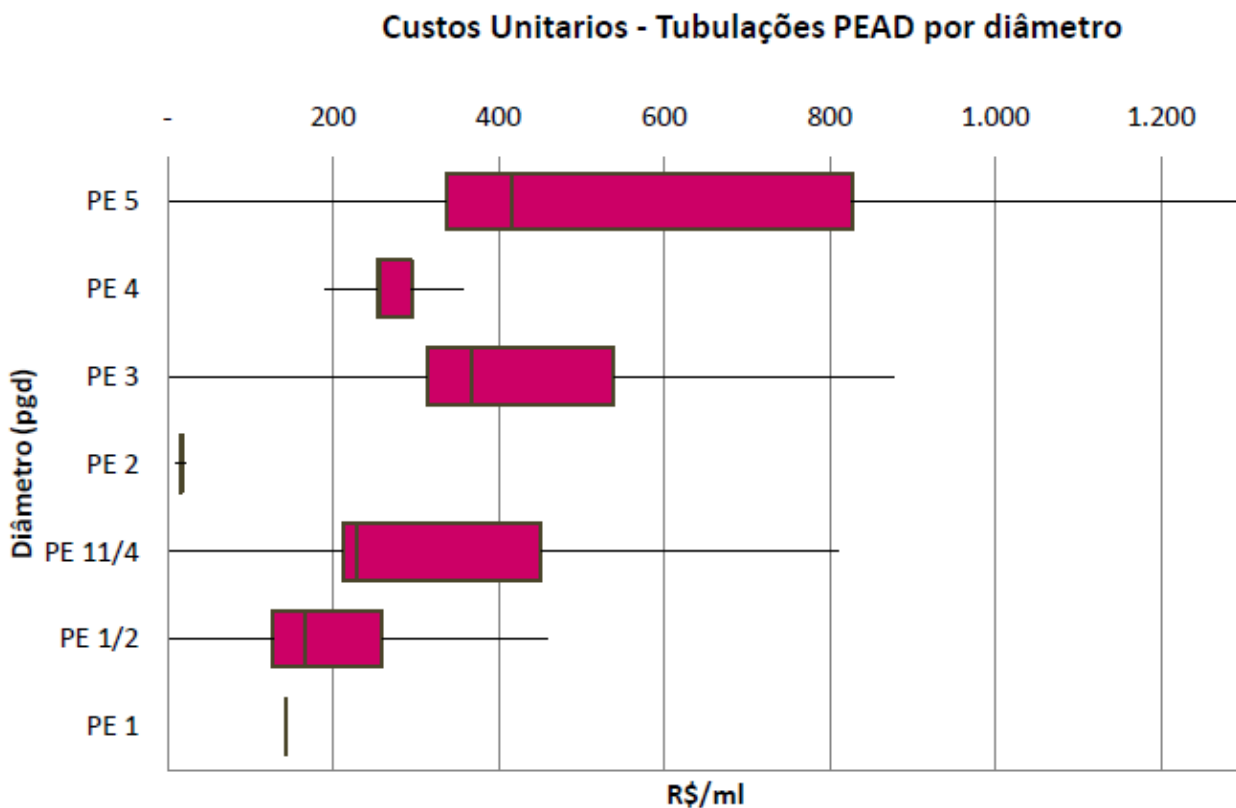


**Tabela 1 - Limite Superior das Tubulações de Aço (R\$/m)**

Tipo	Q1	Mediana	Q3	Lim Sup
Aço 1/2	1.848	1.848	1.848	1.848
Aço 3/4	69	82	186	362
Aço 2	274	470	609	1.113
Aço 3	385	385	385	385
Aço 4	323	645	841	1.618
Aço 6	474	710	1.147	2.158
Aço 8	530	532	932	1.537
Aço 10	641	646	1.485	2.749
Aço 12	1.305	1.865	2.144	3.403
Aço 14	703	803	1.309	2.219
Aço 16	1.589	3.189	5.820	12.165
Aço 18	3.420	3.609	3.799	4.367

Sob os mesmos critérios foi realizada a análise para os tubos PEAD, conforme apresentado na Figura 4 e na Tabela 2.

**Figura 4 - Análise de Boxplot das Tubulações PEAD da Base de ativos da GASMIG por Diâmetro**



**Tabela 2 - Limite Superior das Tubulações de PEAD (R\$/m)**

Tipo	Q1	Mediana	Q3	Lim Sup
PE 1/2	143	143	143	143
PE 1	127	165	260	458
PE 2	212	229	451	810
PE 11/4	15	15	18	21
PE 3	314	368	539	877
PE 4	253	256	295	357
PE 5	337	417	827	1.562

Os ativos cujos custos unitários superaram o valor do limite superior de seu tipo de tubulação foram considerados *outliers* e solicitadas justificativas para a GASMIG. Após as justificativas

encaminhadas pela GASMIG, a SEDECTES manteve 48 ativos como valores atípicos e seus custos unitários foram substituídos pelos custos unitários médios, conforme indicado na Tabela 3.

**Tabela 3 - Tubulações com Custos Unitários Atípicos e Custos Unitários Médios de Substituição**

n° Ativo	Tubulações - Denominação	Comprimento (m)	Custo Unitário R\$/m	Custo Unitário Novo R\$/m
265-0	Aço 6	715.90	5 127.94	846.43
1383-0	Aço 4	1.00	17 767.89	625.44
1419-0	Aço 4	1.00	7 800.67	625.44
3541-0	Aço 2	82.89	2 375.03	439.69
3808-0	Aço 2	10.00	1 406.26	439.69
4004-0	Aço 6	5.00	90 209.97	846.43
4009-0	Aço 4	5.00	29 401.34	625.44
4010-0	Aço 4	5.00	6 595.79	625.44
5124-0	Aço 8	6 020.86	2 070.91	686.97
5126-0	Aço 8	298.60	2 860.17	686.97
6762-0	PE 1	16.73	856.44	198.91
11423-0	PE 1	19.00	658.33	198.91
11488-0	PE 11/4	1 062.78	22.34	15.91
11611-0	Aço 2	5.00	2 036.44	439.69
11622-0	Aço 2	5.00	2 300.73	439.69
11651-0	Aço 2	9.03	2 110.42	439.69
11830-0	PE 2	38.22	22 018.16	341.29
12086-0	PE 2	364.28	1 715.11	341.29
12105-0	PE 2	9.23	33 715.28	341.29
12154-0	PE 2	156.99	2 241.73	341.29
12495-0	Aço 6	76.40	10 505.27	846.43
12496-0	Aço 4	2 107.27	3 254.48	625.44
17344-0	Aço 2	15.48	1 885.69	439.69
19255-0	PE 1	42.19	863.74	198.91
19266-0	PE 1	54.85	863.73	198.91
19280-0	PE 1	535.84	863.73	198.91
19408-0	PE 1	12.66	863.69	198.91
19412-0	PE 1	59.07	863.73	198.91
19427-0	PE 1	8.44	863.69	198.91
19430-0	PE 1	16.88	863.69	198.91
19435-0	PE 1	312.21	863.76	198.91
19605-0	PE 1	160.33	863.73	198.91
19644-0	PE 1	105.48	863.73	198.91
21942-0	PE 1	1.00	825.10	198.91
22040-0	PE 1	1.40	651.84	198.91
22045-0	PE 1	2.00	743.18	198.91
22161-0	PE 1	6.30	465.90	198.91
22236-0	PE 1	1.50	461.30	198.91
22396-0	PE 1	3.00	574.57	198.91
22456-0	PE 1	6.20	2 658.47	198.91
22556-0	PE 1	3.90	731.53	198.91
22593-0	PE 1	3.30	1 301.79	198.91
22596-0	PE 1	3.40	524.16	198.91
22646-0	PE 1	3.10	1 040.80	198.91
22675-0	PE 1	1.00	3 508.31	198.91
22694-0	PE 1	2.50	821.80	198.91
22739-0	PE 1	19.00	616.58	198.91
22774-0	PE 1	1.00	543.46	198.91
			<b>28 956 700</b>	<b>6 887 546</b>

Com as alterações o novo montante reconhecido pela Secretaria para as tubulações na base de ativos inicial foi de R\$ 6,8 milhões.



### Considerações e proposta GASMIG:

A GASMIG descreve, a seguir, as justificativas e as correções referentes a determinados ativos que tiveram seus custos revisados pela SEDECTES na Nota Técnica nº 01/2018. O detalhamento da composição dos valores totais desses ativos consta no Anexo 01.

A extensão de rede do ativo 3541-0 havia sido informada com comprimento incorreto no Plano de Negócios, no valor de 83 metros. Este ativo possui uma extensão de 333,37 metros. Esta alteração gera um novo custo total de R\$ 146.682 para este ativo, conforme indicado na Tabela 4.

**Tabela 4 - Revisão do ativo 3541-0**

Nº Ativo	Tubulações Denominação	Custo Unitário (R\$/m)	SEDECTES		GASMIG	
			Comprimento (m)	Valor Total (R\$)	Comprimento (m)	Valor Total (R\$)
3541-0	Aço 2	440	83	36.520	333,37	146.683

Os ativos 5124-0, 5126-0 e 4004-0 foram implantados durante a construção da Linha Tronco - LT Vale do Aço, que foi uma obra de grande extensão, dividida em três lotes executados por três empreiteiras diferentes. Os custos elevados dos ativos 5124-0 e 5126-0 ocorreram devido às características de construção dos lotes 2 e 3, diferente do resto da linha tronco, que foi desenvolvida em área rural. No caso do lote 2, o ramal de atendimento ao cliente Arcelor Mittal, numa extensão de 6.280 metros foi realizado em área urbana em avenidas no Bairro de Jacuí em João Monlevade, gerando custos mais elevados. Analogamente, no lote 3, o ramal de atendimento ao cliente Usiminas, numa extensão de 306 metros, foi realizado em área urbana, tendo sua maior extensão implantada em um cruzamento com a ferrovia Vitória a Minas, resultando em custos maiores para esse ramal, para uma extensão pequena de tubo (298,6 m). Os custos unitários dos ativos 5124-0 e 5126-0 foram revisados para R\$ 1.369/m e R\$ 1.973/m, resultando em custos totais de R\$ 8,2 milhões e R\$ 855,1 mil, respectivamente, como mostra a Tabela 5.

O ativo 4004-0 teve sua capitalização contabilizada de forma errada no passado, sendo realizada conjuntamente com outros ativos após a construção da 1ª Etapa da LT Vale do Aço. A extensão ajustada para este ativo foi de apenas 5 metros. O custo unitário referente apenas ao ativo 4004-0 é de R\$ 48,2 mil/m, resultando em um custo total de R\$ 241,2 mil, conforme apresentado na Tabela 5.

**Tabela 5 - Revisão dos Ativos 4004-0, 5124-0 e 5126-0**

Nº Ativo	Tubulações Denominação	Comprimento (m)	SEDECTES		GASMIG	
			Custo Unitário (R\$/m)	Valor Total (R\$)	Custo Unitário (R\$/m)	Valor Total (R\$)
4004-0	Aço 6	5	846	4.230	48.242	241.209
5124-0	Aço 8	6.021	687	4.136.427	1.369	8.244.866
5126-0	Aço 8	299	687	205.413	1.973	855.140

A distorção nos valores unitários dos ativos 11830-0, 12086-0, 12105-0 e 12154-0 é devida ao lançamento do serviço de secagem e condicionamento de gás de forma conjunta com outros ativos. Todos os ativos apresentam valores corretos se forem somados aos seus ativos complementares (9360-0, 10416-0, 10586-0 e 10702-0). O valor do ativo 11830-0 deve ser considerado juntamente com o ativo 9360-0; o ativo 12086-0 é complemento do 10416-0; o ativo 12105-0 deverá ser somado pelo ativo 10586-0 e o ativo 12154-0 com o 10702-0. Os custos unitários corrigidos desses ativos resultam em um valor total de R\$ 1,4 milhões, conforme apresentado na Tabela 6.

**Tabela 6 - Correção dos Ativos 11830-0,12086-0,12105-0 e 12154-0**

Nº Ativo	Tubulações Denominação	Comprimento (m)	SEDECTES		GASMIG	
			Custo Unitário (R\$/m)	Valor Total (R\$)	Custo Unitário (R\$/m)	Valor Total (R\$)
11830-0	PE 2	38	341	12.958	15.231	578.769
12086-0	PE 2	364	341	124.124	1.186	431.851
12105-0	PE 2	9	341	3.069	23.322	209.899
12154-0	PE 2	157	341	53.537	1.551	243.458

Os ativos 12495-0 e 12496-0 apresentaram um valor elevado devido à contabilização do valor de recomposição asfáltica de duas ruas no bairro Buritis, no valor de R\$ 1.953.414 na sua capitalização. Foi considerado em uma extensão pequena de tubo de diâmetro - DN 6" (76,44 m) um valor alto de recomposição asfáltica, que deveria ter sido rateado em todo o valor do contrato. As capitalizações das obras de prazo prolongado são efetuadas em períodos intercalados e de forma parcial. Neste caso, trata-se da capitalização final do contrato de construção da LT Santo Agostinho Betânia, construída em Belo Horizonte no período de 2014 a 2016. Nesta capitalização, feita em maio de 2016, foram capitalizados ativos de extensão de 2.107 m de DN 4 e 76,44 m de DN 6, que são as extensões finais de conclusão das obras. A Tabela 7 mostra a correção dos custos unitários dos ativos 12495-0 e 12496-0 para R\$ 6.895/m e R\$ 2.136/m, gerando um valor total de cerca de 5,0 milhões.

**Tabela 7 - Revisão dos Ativos 12495-0 e 12496-0**

Nº Ativo	Tubulações Denominação	Comprimento (m)	SEDECTES		GASMIG	
			Custo Unitário (R\$/m)	Valor Total (R\$)	Custo Unitário (R\$/m)	Valor Total (R\$)
12495-0	Aço 6	76	846	64.296	6.895	523.992
12496-0	Aço 4	2107	625	1.316.875	2.136	4.501.145

Em relação aos ativos 19280-0, 19435-0 e 19605-0, a elevação dos custos também ocorreu em função da forma de capitalização, nos casos de obras com prazo prolongado. Para esses ativos foi efetuada a capitalização parcial nº 2 do contrato de construção de ramais de atendimento a clientes residenciais e comerciais da cidade de Belo Horizonte. Os ramais são em sua maioria de PEAD DN 32 mm e 63 mm, com extensões pequenas. Os clientes atendidos nesta modalidade são aqueles com rede de distribuição de gás natural - RDGN a porta faltando basicamente a implantação da extensão do ramal do cliente. Assim, a capitalização parcial desses ativos fica prejudicada, pois o custo parcial apurado até aquele momento aponta distorções com relação a real extensão da RDGN construída, não representando corretamente todos os materiais, projetos e obras realizados para cada metro de RDGN implantada. Desta forma, os custos reais não devem ser apontados por cada capitalização parcial, e sim pela capitalização total do contrato, que é equivalente ao somatório de cada capitalização parcial. Os custos unitários desses ativos devem ser revisados para R\$ 764/m, gerando um custo total de R\$ 769,7 mil, conforme indicado na Tabela 8.

**Tabela 8 - Revisão dos Ativos 19280-0, 19435-0 e 19605-0**

Nº Ativo	Tubulações Denominação	Comprimento (m)	SEDECTES		GASMIG	
			Custo Unitário (R\$/m)	Valor Total (R\$)	Custo Unitário (R\$/m)	Valor Total (R\$)
19280-0	PE 1	536	199	106.664	764	409.305
19435-0	PE 1	312	199	62.088	764	238.260
19605-0	PE 1	160	199	31.840	764	122.180

Diante do exposto, a GASMIG propõe uma revisão nos montantes considerados para os ativos de tubulação, considerando o comprimento indicado na Tabela 4, e os custos unitários apresentados na Tabela 5, Tabela 6, Tabela 7 e Tabela 8. Estas alterações geram um custo R\$ 10,2 milhões superior ao proposto pela SEDECTES, como mostra a Tabela 9.

**Tabela 9 - Revisão de Preços de Tubulação Proposta Pela GASMIG**

	SEDECTES (R\$)	GASMIG (R\$)	Diferença (R\$)
<b>Custo Tubulações</b>	6.996.014,80	17.281.598,96	10.285.584,16

## 2.2. Retirada dos Ativos de Rede Interna Históricos

### Proposta SEDECTES:

O Regulador não considera os ativos com rede interna na Base de Remuneração Regulatória inicial. A SEDECTES menciona na página 34 da Nota Técnica nº 01/2018 que “Conforme metodologia aplicada na BRR Inicial o montante não foi incluído diretamente na BRR da concessionária já que a rede interna é um investimento desenvolvido em propriedade de terceiros”.

A Secretaria alega ainda que “apesar de a concessionária não ter apresentado uma análise econômico-financeira para justificar a inclusão da totalidade do custo de instalação interna na BRR para que seja remunerada pela tarifa da totalidade dos usuários, a SEDECTES reconhece a importância do desenvolvimento do mercado residencial para a sustentabilidade e expansão do serviço de distribuição de gás canalizado e o esforço que representa a meta estabelecida pela concessionária”.

### Considerações e proposta GASMIG:

Apesar dos ativos com rede interna serem de propriedade do consumidor, a GASMIG possui recorrentes gastos com estes ativos, com o objetivo de incentivar o desenvolvimento do mercado residencial. Nos últimos anos, a Concessionária apresentou um forte crescimento neste segmento. Como indicado na Tabela 10, houve um incremento anual médio de 136% na quantidade de usuários e 170% no volume deste segmento no período entre 2013 e 2016.

**Tabela 10 - Evolução dos Usuários e dos Volumes Residenciais**

	2013	2014	2015	2016	CAGR
<b>Quantidade de Usuários Residenciais</b>	1.137	1.446	3.820	14.935	135,95%
<b>Volume Residencial (Milhares de m³)</b>	63	266	377	1.235	169,63%

Ao reconhecer apenas os custos projetados com rede interna na tarifa, a Secretaria ignora os gastos significativos que ocorreram nos últimos anos, que proporcionaram um crescimento considerável do mercado residencial. Estes ativos devem ser remunerados e receberem quota de reintegração na tarifa.

A necessidade da remuneração também está prevista na Resolução SEDE nº 23, de 14 de setembro de 2011, abaixo:

*“Art. 7º A Concessionária poderá promover, como forma de alavancar as vendas de gás, todas e quaisquer obras, elaboração de projetos, Instalação Interna e Adequação de Ambiente, além do fornecimento ou adequação de equipamentos para atendimento ao Cliente Residencial, inclusive promovendo as redes internas de edificações em construção e ainda não habitadas, nas áreas, cujos estudos de viabilidade técnico-econômica justifiquem a rentabilidade e viabilidade técnica dos gastos necessários.*

*§1º Na hipótese dos gastos previstos no caput serem realizados pela Concessionária, o Cliente Residencial, caso solicite desligamento antes do período de ressarcimento dos gastos previstos no Contrato de Adesão, deverá ressarcir-la, proporcionalmente, pelo valor gasto e não amortizado, ressalvados os casos de nova ligação da Unidade Consumidora ou quando o mesmo Cliente Residencial contratar a prestação dos serviços de Gás canalizado em outra*

*Unidade Consumidora, cujos investimentos tenham sido amortizados, ambas as hipóteses concretizadas no prazo até 30 (trinta) dias.*

§2º Os gastos realizados pela concessionária descritos no caput serão parte integrante dos cálculos para avaliar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.”

Adicionalmente, estes ativos têm sido contabilizados na base de ativos devido às definições advindas da Lei das S.A.s, da Resolução nº 23/2011 e principalmente da Norma Brasileira de Contabilidade NBC TG 47 – Receita com contrato de cliente. O Anexo 02 detalha a motivação da classificação contábil dos investimentos em redes internas como ativos.

Entre os documentos citados, destacamos o item 91 da NBC TG 47, em que ao abordar o reconhecimento dos custos incrementais para obtenção de contrato com cliente, é determinado que a entidade deve reconhecer esses custos como ativos, na hipótese de se esperar pela recuperação dos mesmos. Na sequência, a norma define os custos incrementais para obtenção de contrato com o cliente como “os custos em que a entidade incorre para obter o contrato com o cliente que ela não teria incorrido, se o contrato não tivesse sido obtido”.

Portanto, a GASMIG solicita que seja considerado na Base de Remuneração Regulatória inicial os investimentos ocorridos nos últimos anos com ativos de rede interna, no valor líquido de R\$ 8.770.025, em consonância com as definições apresentadas nos documentos supracitados, especialmente a Norma Brasileira de Contabilidade NBC TG 47 e a Resolução SEDE nº 23/2011, e devido à expansão do mercado residencial ocorrida nos últimos anos. Estes ativos devem ter o mesmo tratamento dos demais ativos da Base de Remuneração inicial, recebendo remuneração de capital e quota de reintegração regulatória ao longo do ciclo.

### **2.3. Juros Sobre Obras em Andamento Aplicados**

#### Proposta SEDECTES:

Entre os vinte e dois projetos de investimentos apresentados pela GASMIG<sup>1</sup>, o Regulador considerou Juros Sobre Obras em Andamento (JOA) somente para o projeto Nº 3. Este projeto seria o único que incorpora demanda posterior à sua execução e possui um prazo superior a 8 meses.

Além do projeto Nº 3, outros quatro projetos serão executados em um prazo superior a 8 meses, conforme descrito abaixo.

- Projeto Nº 1 – Residencial: 23 meses;
- Projeto Nº 3 – Residencial: 11 meses;
- Projeto Nº 8 – Residencial: 47 meses;
- Projeto Nº 10 – Expansão: 23 meses;
- Projeto Nº 14 – Saturação: 60 meses.

Os projetos Nº 1, Nº 8, Nº 10 e Nº 14 começam a incorporar demanda (usuários e volume) antes da data de finalização da execução do projeto. A SEDECTES entende que esses projetos têm etapas com ativações parciais, e com isso o cronograma foi ajustado estabelecendo incorporações semestrais à BRR de acordo com o critério estabelecido pelo cronograma financeiro da concessionária. Para estes projetos não foram incorporados os JOA.

---

<sup>1</sup> Sem considerar os projetos de suporte.

Ao investimento total do projeto Nº 3 (R\$ 2.647,22 mil) foi incorporado os JOA resultando em R\$ 2.777,56 mil.

Para definição dos JOA, a SEDECTES tomou como base o critério indicado no Anexo I da Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, em que os investimentos são incorporados à Base de Remuneração Regulatória (BRR) quando o projeto terminar e começar sua operação.

Considerações e proposta GASMIG:

A SEDECTES não considerou JOA para os empreendimentos com prazos de execução inferiores a 8 meses. A não aplicação do JOA para esses ativos é arbitrária, uma vez que não há limitante de prazo na fórmula, como pode ser visualizado na Equação 1.

**Equação 1 - Juros sobre obras em andamento**

$$JOA = \sum_{i=1}^N \left( (1 + TCC_{di\ men})^{N-i/12} - 1 \right) \cdot d_i$$

Onde:

*JOA: Juros sobre obras em andamento a serem incorporados na capitalização dos investimentos no momento do início de operação.*

*TCC<sub>di men</sub>: é a taxa de custo de capital regulada estabelecida para a Concessionária em termos reais após impostos (Taxa mensal).*

*N: Número de meses de duração da obra.*

*d<sub>i</sub>: desembolso monetário do mês i.*

A Secretaria estabelece apenas que durante a fase de construção e implantação do empreendimento será considerada remuneração do capital por meio da aplicação da Equação 1, não determinando prazos para sua consideração.

Além disso, ao desconsiderar empreendimentos em prazos menores, o Regulador está incentivando a ineficiência e custos ainda maiores por parte da empresa regulada, ensejando uma lógica contrária à modicidade tarifária.

No caso dos quatro grandes projetos desconsiderados (Nº 1, Nº 8, Nº 10 e Nº 14) o JOA não foi aplicado devido à incorporação de receita ocorrer antes do término da construção do empreendimento. No entanto, a GASMIG entende que deveria ser considerado o JOA para o período até a incorporação da demanda e dos usuários. Pelo critério adotado pela Secretaria, não há nenhuma remuneração de capital durante a fase de construção e implantação para esses empreendimentos, penalizando injustificadamente a Concessionária.

A Figura 5 mostra a descrição dos períodos de execução das obras e de início de fornecimento para esses quatro grandes projetos. Nota-se que no caso desses projetos o início do fornecimento ocorre após o início da execução das obras. No caso do projeto Nº 10, por exemplo, o início de fornecimento é previsto para nov/21, sendo que as obras se iniciam em jul/20. Ou seja, neste caso deve ser considerado JOA entre jul/20 e out/21. Este critério deve ser adotado para os demais projetos.

**Figura 5 - Descrição dos Períodos de Execução das Obras e de Início de Fornecimento para os Quatro Grandes Projetos**

Obra	Período de Obra	Início de Fornecimento
Projeto Nº1	ago/2018 - jul/2020	out/18



Obra	Período de Obra	Início de Fornecimento
Projeto Nº10	jul/2020 - jun/22	nov/21

Obra	Périodo de Obra	Início de Fornecimento
Projeto Nº8	fev/2019 - jul/2019	jul/19
Projeto Nº8	jul/2019 - dez/2019	jan/20
Projeto Nº8	jul/2020 - dez/2020	jan/21
Projeto Nº8	jul/2021 - dez/2021	jan/22

Obra	Périodo de Obra	Início de Fornecimento
Projeto Nº11	jan/2018 - mar/2018	abr/18
Projeto Nº12	mar/2018 - mai/2018	jun/18
Projeto Nº13	set/2018 - out/2018	nov/18
Projeto Nº14	jan 2018 - dez/2022	abr/18

Diante do exposto, a GASMIG solicita que sejam considerados os Juros Sobre Obras em Andamento para todos os 22 empreendimentos apresentados pela Empresa, considerando aplicação de JOA sobre o período entre o início da execução das obras até a incorporação da demanda e dos usuários.

#### 2.4. Percentual dos Ativos de Suporte Reconhecidos para os Investimentos em Andamento

##### Proposta SEDECTES:

A SEDECTES retirou os imobilizados em andamento (IEA) da base de ativos e incorporou nos investimentos projetados. Os IEA que constavam da Base de Remuneração Regulatória somavam R\$ 74,5 milhões, sendo agrupados conforme indicado na Tabela 11.

**Tabela 11 - IEA Retirados da BRR no Período de 2018-2021 (R\$)**

Tipo de Ativo	2018	2019	2020	2021	Total
Terrenos	8.931	-	-	-	<b>8.931</b>
Máquinas e Equipamentos Operacionais	4.913.693	-	151.960	395.063	<b>5.460.716</b>
Tubulações	1.701.013	11.212	5.655	18.524	<b>1.736.404</b>
Custos de Captação	5.125.227	-	-	-	<b>5.125.227</b>
Equipamentos e Móveis Administrativos	67.231	-	-	-	<b>67.231</b>
Software	3.032.770	-	-	-	<b>3.032.770</b>
Estudos/ Projetos	54.200.198	1.462.024	2.943.693	509.311	<b>59.115.227</b>
Administrativos	<b>69.049.063</b>	<b>1.473.237</b>	<b>3.101.308</b>	<b>922.899</b>	<b>74.546.506</b>

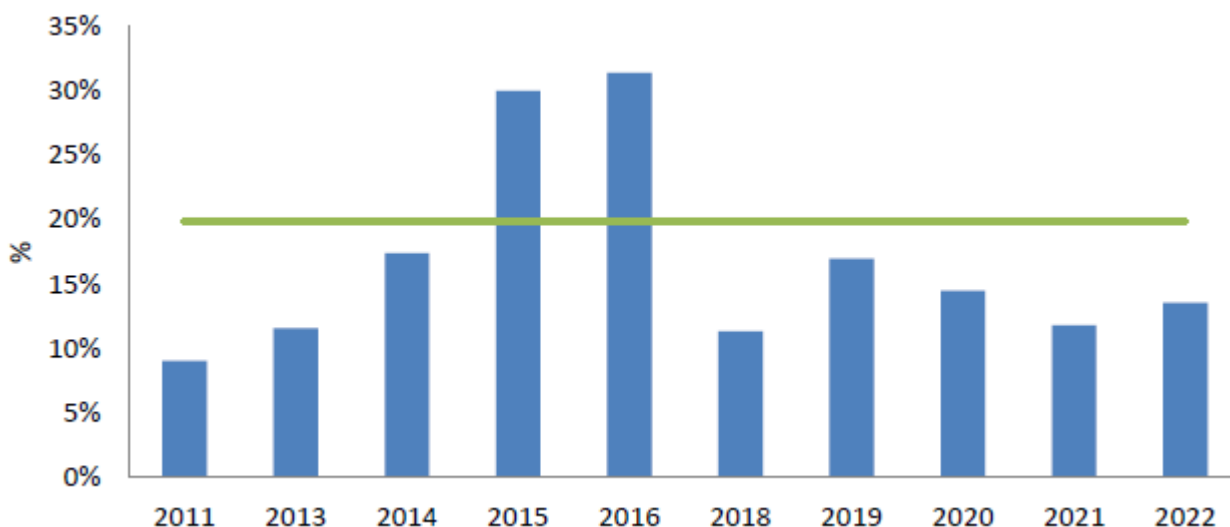
O Regulador considerou os IEA a serem incorporados no total de R\$ 14,7 milhões, conforme apresentado na Tabela 12. Os ativos de Equipamento e Móveis Administrativos, Software e Estudos/Projetos foram considerados como ativos de suporte. Segundo a Secretaria, esses ativos de suporte foram limitados à porcentagem de 19,86%, passando de um total de R\$ 62 milhões para R\$ 2,4 milhões.

**Tabela 12 - Proposta da SEDECTES para Evolução da Incorporação dos IEA Durante o Período 2018-2022 (R\$)**

Tipo de Ativo	2018	2019	2020	2021	Total
Terrenos	8 931	-	-	-	<b>8 931</b>
Máquinas e Equipamentos Operacionais	4 913 693	-	151 960	395 063	<b>5 460 716</b>
Tubulações	1 701 013	11 212	5 655	18 524	<b>1 736 404</b>
Custos de Captação	5 125 227	-	-	-	<b>5 125 227</b>
Suporte	2 333 192	2 227	31 300	82 134	<b>2 448 853</b>
Administrativos	<b>14 082 056</b>	<b>13 439</b>	<b>188 915</b>	<b>495 721</b>	<b>14 780 131</b>

O percentual de 19,86% corresponde à média da relação entre ativos de suporte e ativos de rede do período de 2011-2016 (exceto o ano de 2012), conforme apresentado no Gráfico 1. O ano de 2012 foi retirado por ser considerado *outlier* e o ano de 2017 foi excluído por se tratar de um período incompleto na época de avaliação, abrangendo dados até outubro.

**Gráfico 1 - Percentual dos Ativos de Suporte/Ativos de Rede Proposto pela SEDECTES**



Considerações e proposta GASMIG:

Contabilmente, os investimentos em andamento classificados como Estudos/Projetos são capitalizados juntos com a tubulação da GASMIG, pois fazem parte da sua realização. Ao realizar a análise dos ativos no período 2011-2016, o percentual de 19,86% não inclui Estudos/Projetos, já que os mesmos estão capitalizados junto a tubulação. Dessa forma, o mesmo não é válido para não reconhecer esses ativos.

A grande capitalização prevista para 2018 nessa rubrica se deve a adaptação da GASMIG às novas regras regulatórias.

Ainda assim, o Contrato de Concessão da GASMIG garante o reconhecimento da remuneração sobre os investimentos em andamento. Esta remuneração deve ser capitalizada com base em seus custos históricos acrescidos da correção monetária durante a fase de construção, conforme disposto no item 14.2 da décima quarta cláusula, localizada na segunda página do Anexo III do Contrato de Concessão para exploração dos serviços de gás canalizado no estado de Minas Gerais, reproduzido abaixo.

*“14.2 Para fins de cálculo da remuneração do capital investido, os investimentos compreenderão todos os ativos da empresa utilizados, direta ou indiretamente na exploração dos serviços de distribuição, incluídas as obras em andamento, que deverão ser capitalizadas com bases em seus custos históricos acrescidos da correção monetária, com os encargos decorrentes dos recursos financeiros de terceiros e de remuneração do*

*capital próprio aplicado durante a fase de construção, este é a mesma taxa considerada para os investimentos da empresa.”*

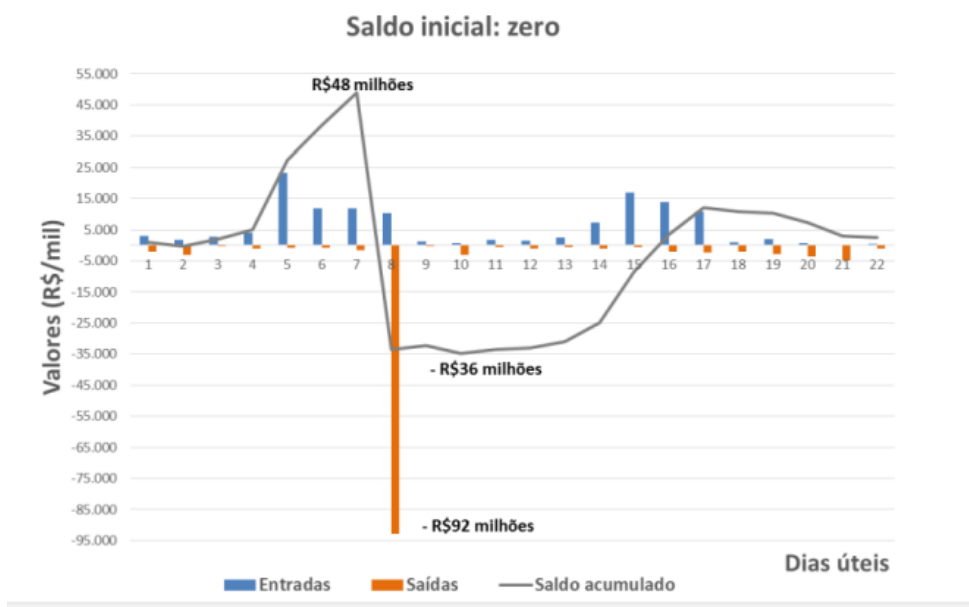
Diante do exposto, a GASMIG solicita que os investimentos em andamento propostos no plano de negócios sejam considerados integralmente, em conformidade com o disposto no Contrato de Concessão.

## 2.5. Capital de Giro

### Proposta SEDECTES:

A SEDECTES considerou o valor proposto de R\$ 48 milhões de capital de giro pela GASMIG excessivo. Com base no Gráfico 2, a SEDECTES considerou que o fluxo de caixa das GASMIG possui saldo negativo de R\$ 36 milhões a partir do dia 8 até o dia 15 de cada mês, num total de 7 dias. Consequentemente, ao considerar a relação desses 7 dias sobre os 22 dias úteis mensais aplicados ao saldo negativo de R\$ 36 milhões, o Regulador obteve o resultado de R\$ 11,45 Milhões para o capital de giro.

**Gráfico 2 - Comportamento do Fluxo de Caixa da GASMIG**

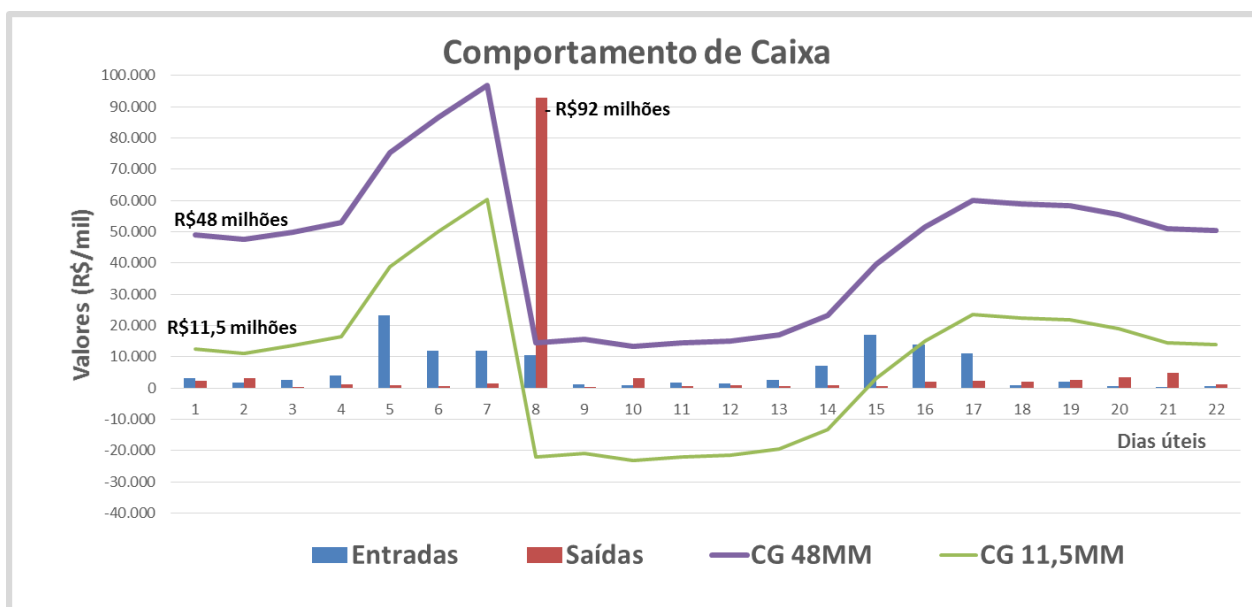


### Considerações e proposta GASMIG:

O valor de R\$ 11,45 milhões proposto pela SEDECTES não é suficiente para evitar que a GASMIG fique com o caixa negativo no valor diário de aproximadamente R\$ 20 milhões do dia 8 até o dia 13 do mês, conforme é possível visualizar no Gráfico 3.



**Gráfico 3 - Comportamento do Fluxo de Caixa Mensal da GASMIG**



É importante considerar alguns fatores no cálculo do capital de giro que impactam sobremaneira a capacidade da GASMIG saldar seus compromissos de curto prazo, como por exemplo:

- a significativa concentração da nossa carteira de clientes onde os 20 maiores clientes representam cerca de 80% da receita da Companhia;
- as diversas possibilidades de atraso na entrada de receita da Companhia, a saber: contestação dos volumes faturados; problemas nos equipamentos de medição e/ou na rede de distribuição de gás natural; indisponibilidade do Portal da SEFAZ para envio de NFe (Nota Fiscal Eletrônica); indisponibilidade dos sistemas de TI e inadimplência;
- que aproximadamente 70% do total dos desembolsos da Companhia referem-se ao custo com a compra de gás;
- que o não pagamento à Petrobras, na data correta, por algum motivo de força maior (indisponibilidade de sistema bancário, inadimplência, problemas de aprovação), acarreta a incidência de multas elevadas sob o montante mais significativo de desembolsos com uma atualização por IGP-M + 1% a.m, pro rata temporis, acrescida de 2% de multa sob o valor total corrigido;
- as restrições legais de limite de exposição e limite global anual de crédito aos órgãos e entidades do setor público, conforme Resolução BACEN 4589/2017, não tendo a GASMIG, portanto, alternativa de manter disponíveis, linhas de crédito de curto prazo;
- a indisponibilidade do acionista para efetuar aporte emergencial no caixa.

Portanto, o montante de R\$ 48 milhões para o capital de giro ao longo do ano de 2017 foi o patamar necessário para que o fluxo de caixa da GASMIG não se tornasse negativo em nenhum dia durante este ano, de modo a permitir à Companhia uma gestão da disponibilidade de caixa eficiente diante dos limitantes apresentados acima.

O capital de giro da Companhia varia ao longo do tempo em função do fluxo de caixa operacional da empresa. Sendo assim, a consideração de um valor fixo não será suficiente para projeção da necessidade do capital de giro.

Outros reguladores como a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados de Infraestrutura do Paraná - AGEPAR consideram ou já consideraram a aplicação de percentual de capital de giro sobre a receita ou alguma proxy

deste parâmetro. A ANEEL considerou até o 2º ciclo de revisões tarifária das distribuidoras de energia elétrica a aplicação de um percentual de 5% sobre a Parcela B ano a ano, quando o Fator X era calculado pelo método do Fluxo de Caixa Descontado, conforme trecho transcrito abaixo, retirado da Nota Técnica nº 262/2006.

*“Para a necessidade de capital de giro no fluxo de caixa do componente Xe, a metodologia proposta manteve o mesmo procedimento aplicado no primeiro ciclo revisional, sendo calculado como 5% da Parcela B.”*

A AGEPAR considerou na 1ª RTP da Companhia de Saneamento do Paraná - SANEPAR, realizada em abril de 2017, que o capital de giro seria obtido pela multiplicação do valor de Receitas Diretas (de Água, de Esgoto ou de Água e Esgoto) do ano t-1, valor bruto de PASEP/COFINS, pelo percentual de Capital de Giro, conforme equação abaixo:

$$CG = \frac{\text{Receitas Diretas}}{(1 - \%PASEP/COFINS)} \times \%CG$$

O capital de giro evolui com o crescimento do mercado, como descrito abaixo:

$$CG_t = CG_{t-1} \times \frac{M_t}{M_{t-1}}$$

Onde:

%CG: percentual de capital de giro;

%PASEP/COFINS: alíquota de PASEP/COFINS;

CGt-1: capital de giro do ano t-1;

Mt/Mt-1: variação do mercado, entre o ano t e o t-1.

O percentual de capital de giro foi apurado com base nos valores operacionais do período 2013-2016, resultante da variação do Capital de Giro Operacional e da Receita Operacional do período conforme apresentado na Tabela 13.

**Tabela 13 – Percentual de Capital de Giro no Período 2013-2016**

	2013	2014	2015	2016	Σ Total
Cap. Giro Operacional	125.374.666	136.895.873	225.957.170	281.394.568	769.622.277
Receita Operacional	2.555.393.351	2.814.685.256	3.183.351.997	3.741.005.894	12.294.436.498
Receita A + E	2.427.688.612	2.669.642.557	2.988.857.632	3.580.089.223	11.666.278.024
Outras Receitas	127.704.738	145.042.699	194.494.366	160.916.671	628.158.474
Cap. Giro (%)	4,91%	4,86%	7,10%	7,52%	6,26%

Fonte: REH 003/2017-AGEPAR.

Diante do exposto, a GASMIG solicita que seja considerada a aplicação de percentual de 3,41% na receita verificada projetada entre 2018 e 2022. Este percentual é calculado com base na proporção da necessidade de capital de giro de R\$ 48 milhões em relação a receita verificada de R\$ 1.407 milhões no ano de 2017.

## 2.6. Ausência dos Ativos que Entraram em Operação em Nov/17 e Dez/17 na BRR Inicial

### Proposta SEDECTES:

A SEDECTES considerou na BRR inicial os ativos que entraram em operação até outubro de 2017, expressos em moeda de junho de 2017 e depreciados até dezembro de 2017, conforme trecho transcrito da pág. 45 da Nota Técnica nº 01/2018:

*“Esclarece-se novamente que os resultados apresentados indicam a BRR com posição em outubro de 2017, expressa em moeda de junho de 2017 e depreciada até dezembro de 2017.”*

### Considerações e proposta GASMIG:

A GASMIG possui ativos que entraram em operação em novembro e dezembro de 2017, conforme disponibilizado no Anexo 03. Tratam-se de 227 ativos com valor líquido de R\$ 3,072 milhões em moeda nominal e que já estão a serviço da concessão. A desconsideração desses ativos cria uma lacuna de reconhecimento de ativos na BRR da Companhia injustificada, uma vez que os investimentos do fluxo de caixa para o 1º ciclo tarifário consideram as adições de ativos ocorridas a partir de janeiro de 2018. Este tratamento penaliza a concessionária, que deixa de receber remuneração de capital e quota de reintegração referente a esses ativos ao longo do ciclo tarifário.

Sendo assim, a GASMIG solicita que sejam considerados na BRR inicial os ativos que entraram em operação em novembro e dezembro de 2017, de modo a não criar uma lacuna de reconhecimento na Base de Ativos, onerando injustificadamente a Companhia.

## 3. Investimentos

### 3.1. Ausência de Remuneração Sobre os Investimentos no Primeiro Ano do Fluxo

#### Proposta SEDECTES:

O Regulador considera em cada ano a remuneração sobre os investimentos ocorridos no ano anterior. Desse modo, não é considerado remuneração sobre o investimento no primeiro ano do fluxo de caixa da receita requerida, como pode ser observado na Tabela 14. Por outro lado, é considerada depreciação sobre os investimentos já no primeiro ano do fluxo no valor de R\$ 1.250.833.

**Tabela 14 - Receita Requerida proposta pela SEDECTES**

Receita Requerida [R\$]						
	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
<b>Custo de Capital</b>	-	210.890.766	212.336.090	210.711.542	209.449.553	210.214.054
Base de Ativos		208.187.003	197.127.286	186.166.278	175.454.340	165.181.826
Investimentos		-	12.464.042	21.767.567	31.182.563	42.177.707
Capital de Giro		1.738.318	1.738.318	1.738.318	1.738.318	1.738.318
Estoque Reconhecido		965.445	1.006.444	1.039.379	1.074.332	1.116.203
<b>OPEX</b>	-	75.069.276	81.286.669	89.076.029	95.842.667	105.694.528
<b>Depreciação</b>	-	74.099.268	77.873.446	79.602.573	80.362.567	82.468.751
Base de Ativos		72.848.435	72.198.255	70.557.677	67.663.267	65.820.539
Investimentos		1.250.833	5.675.191	9.044.896	12.699.300	16.648.212
<b>TOTAL</b>	-	360.059.310	371.496.205	379.390.144	385.654.788	398.377.333

Usuários		50.825	69.264	90.091	112.477	135.302
Volume (m3)		1.179.571.724	1.204.889.749	1.249.260.753	1.264.799.736	1.329.026.869

Considerações e proposta GASMIG:

Ao considerar a remuneração sobre os investimentos realizados no ano anterior, a SEDECTES não mantém o mesmo critério adotado para a depreciação em que considera a reintegração sobre os investimentos ocorridos no mesmo ano. Do ponto de vista da remuneração, a Secretaria assume que os investimentos estão sendo desembolsados sempre no final de cada ano. No entanto, este pressuposto não é razoável, uma vez que não representa a realidade do cronograma de investimentos efetuados pela Companhia. Conforme indicado na Tabela 15, não há um padrão de distribuição dos investimentos realizados nos últimos anos pela GASMIG entre os meses de cada ano.

**Tabela 15 - Proporção entre o Investimento Mensal e o Investimento Anual Durante o Período de 2015-2017**

	2015	2016	2017
Jan	12,17%	8,19%	1,24%
fev	1,49%	6,08%	1,54%
Mar	2,17%	0,08%	11,60%
Abr	3,72%	36,15%	0,08%
Mai	0,26%	15,32%	3,37%
Jun	0,14%	0,12%	4,28%
Jul	51,10%	10,09%	50,63%
Ago	0,70%	2,94%	8,81%
Set	10,86%	15,34%	7,22%
Out	2,76%	0,76%	2,72%
Nov	9,79%	0,24%	2,89%
Dez	4,84%	4,68%	5,65%

Da mesma forma, nos investimentos projetados não se observa uma concentração maciça dos desembolsos em dezembro de cada ano, como mostra a Tabela 16.

**Tabela 16 - Proporção Entre o Investimento Mensal e o Investimento Anual Projetados para o Período de 2018-2022**

	2018	2019	2020	2021	2022
Jan	4,46%	9,47%	7,62%	7,93%	10,33%
Fev	4,60%	8,39%	7,05%	7,93%	10,33%
Mar	4,89%	8,52%	7,05%	7,93%	10,33%
Abr	3,55%	8,47%	6,69%	7,93%	10,33%
Mai	5,03%	7,92%	6,69%	7,93%	10,33%
Jun	4,79%	7,88%	6,33%	7,93%	10,33%
Jul	4,69%	7,87%	9,46%	8,63%	6,31%
Ago	4,89%	8,43%	9,29%	8,63%	6,31%
Set	3,53%	7,61%	9,28%	8,62%	6,30%
Out	2,96%	7,61%	9,28%	8,62%	6,30%
Nov	3,38%	7,84%	9,28%	8,62%	6,30%
Dez	53,24%	10,00%	11,98%	9,33%	6,49%

Ademais, observa-se que a experiência de outros Reguladores nacionais que consideram a remuneração sobre os investimentos ocorridos no mesmo ano, como nos casos da COMGÁS

(Companhia de Gás de São Paulo) e da SABESP (Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo).

A ARSESP (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do estado de São Paulo) durante a 3ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) da COMGÁS considerou a remuneração dos investimentos para o mesmo ano vigente, como pode ser visto na Tabela 17.

**Tabela 17 - Fluxo de Caixa da COMGÁS na 3ª RTP**

FLUXO LIVRE DE CAIXA	2008 / 2009	2009 / 2010	2010 / 2011	2011 / 2012	2012 / 2013	2013 / 2014
EBIT * (1 - taxa de imposto)		516	589	710	728	750
(-) Depreciação Contábil		187	303	140	165	192
(-) Investimentos de Capital		-414	-409	-348	-444	-448
(-) Cambio Capital de Giro		2	-6	-6	-2	-3
(+) Outros						
<b>Fluxo de caixa livre</b>		<b>291</b>	<b>377</b>	<b>504</b>	<b>446</b>	<b>481</b>
<b>Valor residual (BRR e Capital de Giro)</b>						<b>5.295</b>
<b>Fluxo do Negócio</b>	<b>-4.934</b>	<b>291</b>	<b>377</b>	<b>504</b>	<b>446</b>	<b>5.776</b>
<b>TIR</b>	<b>9,55%</b>					
<b>WACC</b>	<b>9,55%</b>					
Valor presente líquido do fluxo livre de caixa	4.934					
Bens de uso ao início	-4.934					
Diferença	-					
<b>P0 + PD - [R\$/m3] em R\$ 04/2009</b>	<b>0,3052</b>					

Fonte: Nota Técnica Final - Revisão Tarifária da Comgás Terceiro Ciclo Tarifário – ARSESP.

Não se verifica ausência de remuneração sobre os investimentos no primeiro ano como no fluxo proposto pela SEDECTES. Os valores do fluxo acima são frutos do plano de negócios de cada ano da Companhia após avaliação do Regulador, como é identificado na Tabela 18.

**Tabela 18 - Capex do Plano de Negócios Aprovado pela ARSESP**

CAPEX aprovado pela ARSESP (milhões de R\$)						
CAPEX	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2009-2014
Programas de Expansão	193,05	231,14	214,99	218,83	215,94	1.073,95
Suporte de Operações	192,03	162,50	115,51	184,21	186,28	840,53
Ativos não Específicos	33,05	19,49	20,00	21,84	22,74	117,12
São João de Boa Vista	0,00	0,00	1,75	23,81	27,66	53,23
<b>Total</b>	<b>418,13</b>	<b>413,13</b>	<b>352,25</b>	<b>448,69</b>	<b>452,63</b>	<b>2.084,83</b>

Fonte: Nota Técnica Final - Revisão Tarifária da Comgás Terceiro Ciclo Tarifário – ARSESP.

Para o segundo ciclo de RTP da SABESP, a ARSESP, através de trecho da pág. 51 de sua Nota Técnica Preliminar NT/F/003/2017, também adotou o critério de remunerar os investimentos para o mesmo ano vigente da realização dos desembolsos, conforme trecho transcrito abaixo.

*“A atualização anual da BRRL ao longo do ciclo tarifário, como definido na metodologia da 1ª RTO, compreende a incorporação à base do ano anterior dos novos investimentos que entram em serviço e das variações do capital circulante de cada ano e a dedução da depreciação anual, como indicado na fórmula a seguir:*

$$BRRL_t = BRRL_{t-1} + INCORP_t + \Delta CCR_t - D_t$$

Onde:

**BRRL<sub>t</sub>** = Base de Remuneração Regulatória Líquida do ano t;



**$INCORP_t$**  = Incorporações de novos investimentos no ano  $t$ , que incluem os juros de obras em andamento regulatório (JOAR) durante o prazo de construção;

**$\Delta CCR_t$**  = Variação do capital circulante regulatório no ano  $t$ ;

**$D_t$**  = Depreciação técnica para o ano  $t$ . “

A ARSESP ratifica este critério no trecho a seguir, transcrito da mesma página da Nota Técnica Nota Técnica Preliminar NT/F/003/2017.

*“Como na 1ª RTO (Revisão Tarifária Ordinária), para o próximo ciclo **será considerado que o valor das incorporações anuais (“imobilizações”) ao ativo em serviço terá valor equivalente ao respectivo desembolso de investimento previsto para o mesmo ano.** Além dos investimentos são incluídos na atualização da BRRL (Base de Remuneração Regulatória Líquida), os respectivos juros relativos ao período de construção, denominados Juros de Obras em Andamentos, sujeitos, entretanto, ao seguinte critério regulatório: taxa igual ao Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) aplicada sobre um prazo de obras máximo de até 18 meses. A evolução da BRRL ao longo do ciclo tarifário é apresentada na tabela a seguir.” (grifo nosso)*

Além disso, no fluxo de caixa proposto para a SABESP pode ser observada a consideração dos investimentos ocorridos em cada ano, conforme indicado na Tabela 19.

**Tabela 19 - Fluxo de Caixa Aprovado pela ARSESP para a 2ª RTP da SABESP**

Discriminação	2017	2018	2019	2020
1. Base Remuneração Regulatória Líquida no ano anterior	40.328.708	41.675.206	43.321.217	44.816.039
2. Incorporações de Investimentos	2.672.934	3.224.931	3.176.729	3.325.143
2.1 Investimentos Concluídos	2.521.457	3.042.172	2.996.702	3.136.706
2.2 Juros de Obras em Andamento	151.477	182.758	180.027	188.438
3. Variação do Capital Circulante Regulatório	252.392	66.928	36.687	18.940
4. Depreciação Técnica	1.578.827	1.645.848	1.718.595	1.792.479
5. Base de Remuneração Regulatória Líquida (1+2+3-4)	41.675.206	43.321.217	44.816.039	46.367.643

Fonte: Nota Técnica Preliminar NT/F/003/2017.

Portanto, a GASMIG propõe que seja aplicado para remuneração dos investimentos o mesmo critério adotado para a depreciação, considerando a remuneração sobre os investimentos ocorridos no mesmo ano. Este tratamento está em linha com o adotado pela ARSESP para COMGÁS e SABESP.

### 3.2. Desconsideração da Atualização dos Investimentos Enviados no Plano de Negócios

#### Proposta SEDECTES:

A Secretaria não considera no fluxo de caixa projetado os investimentos atualizados do plano de negócios da GASMIG, encaminhado em 22 de janeiro de 2018 pela Companhia.

Considerações e proposta GASMIG:

A GASMIG enviou para SEDECTES em 22 de janeiro de 2018 o arquivo “Cronograma Investimentos - Atualizado 31.12.2017” que mostra uma atualização de R\$ 24,6 milhões dos investimentos projetados para 2018 em relação ao Plano de Negócios enviado anteriormente, como mostra a Tabela 20. Este arquivo está sendo reenviado para a Secretaria por meio do Anexo 04.

**Tabela 20 – CAPEX Atualizado 2018**

Atualização CAPEX - 2018	R\$ 24.603,5
Compra do Ramal Ibitité	R\$ 3.758,5
Remanejamento Trecho Linha Tronco Norte I	R\$ 5.800,0
Remanejamento Bacia do Onça	R\$ 1.766,8
Centro de Distribuição RMBH	R\$ 13.278,2

Portanto, a GASMIG solicita que os valores expressos através da Tabela 20 sejam considerados na projeção dos investimentos para o próximo ciclo, somando um total de R\$ 24,6 milhões.

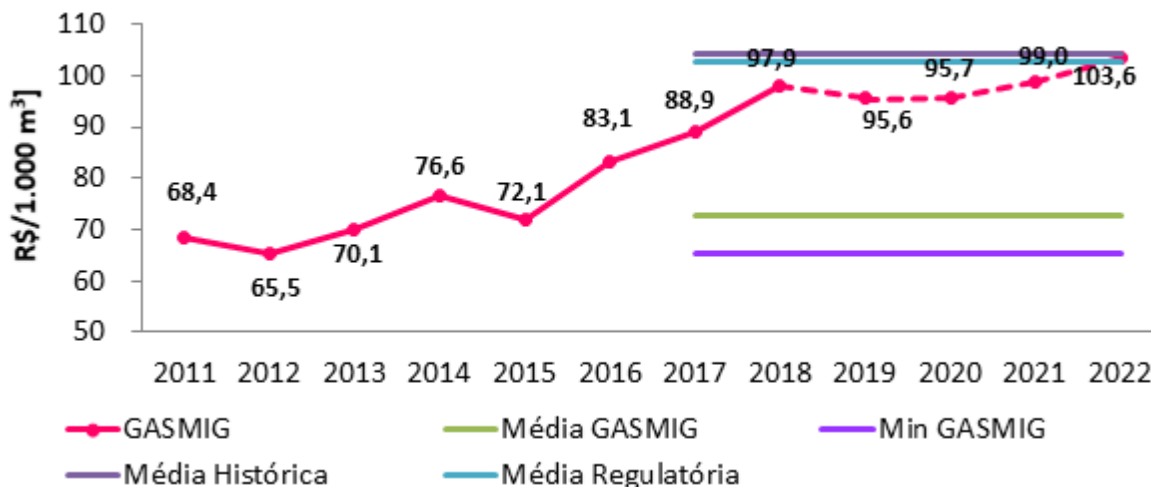
#### 4. Custos Operacionais

##### 4.1. Uso do Custo Mínimo Histórico por Volume para o Custo de Demais Áreas

Proposta SEDECTES:

A SEDECTES indicou na pág. 72 da Nota Técnica nº 01/2018 que para projetar o custo de demais áreas “utilizou o valor histórico mínimo registrado do indicador de custo total por volume (R\$ 65,5 para cada mil m³ em 2012).” Para tanto, a Secretaria analisou o custo unitário por volume do período de 2011 a 2015. O Gráfico 4, transcrito da Nota Técnica nº 01/2018, mostra os custos unitários históricos e projetados pela GASMIG, além da média do *benchmarking* considerado pelo Regulador na análise.

**Gráfico 4 - Custos Unitários por Volume Analisados pela SEDECTES**



Os custos unitários foram calculados considerando os custos operacionais totais de cada ano, atualizados monetariamente por IGP-M até jun/17, divididos pelos volumes sem mercado termoeletrico.

Para apuração do custo de demais áreas o Regulador aplicou o custo mínimo histórico de R\$ 65,5/mil m<sup>3</sup> nos volumes projetados das classes automotivo, industrial e uso geral para o período de 2018-2022. A Tabela 21 mostra os custos operacionais de demais áreas consideradas pela SEDECTES.

**Tabela 21 - Custo Operacional de Demais Áreas Propostos pela SEDECTES**

Custo Operacional	2018	2019	2020	2021	2022
Demais Áreas	58.738.952	60.130.494	62.728.217	63.422.326	67.295.169

Considerações e proposta GASMIG:

O custo mínimo histórico de R\$ 65,5/mil m<sup>3</sup> foi construído considerando um ajuste monetário que não compreende todo o período de atualização entre os custos verificados e junho de 2017 e volumes atípicos.

Ao atualizar os custos realizados de cada ano, o Regulador considerou os valores corrigidos por IGP-M a partir de dezembro de cada ano até o período de junho de 2017. Este tratamento infere que todos os gastos foram desembolsados no fim do ano e não distribuídos ao longo do ano. Para aumentar a homogeneidade é necessário considerar o IGP-M a partir de junho de cada de ano, de forma que os gastos realizados durante todo o percurso do ano sejam distribuídos de maneira mais equitativa. O custo unitário mínimo corrigido pelo IGP-M a partir de junho de cada ano é de R\$ 68,4 mil/m<sup>3</sup>, valor superior ao R\$ 65,5mil/m<sup>3</sup> considerado pela SEDECTES, como mostra a Tabela 22.

**Tabela 22 - Custos Unitários Corrigidos por IGP-M de Jun/2012 e de Dez/2012**

	IGP-M Jun/2012	IGP-M - Dez/2012
Opex Nominal (milhares/mil m <sup>3</sup> )	54.156	54.156
Opex Real (jun/17)(milhares/mil m <sup>3</sup> )	71.907	68.819
Mercado (milhares/mil m <sup>3</sup> )	1.050.768	1.050.768
Opex R\$ (milhares/mil m <sup>3</sup> )	68,40	65,50

Na apuração do custo unitário de 2011 a 2015, a Secretaria considerou os volumes especiais do segmento industrial, que podem ser visualizados na Tabela 23, assim como a sua participação em relação ao total do volume de cada ano.

**Tabela 23 – Volumes Especiais de 2011 a 2015 do Mercado Industrial**

Item	2011	2012	2013	2014	2015
Volumes Especiais (mil m <sup>3</sup> )	224.178	161.295	166.641	188.631	97.619
% do Volume Considerado	22%	15%	16%	17%	10%

Estes volumes especiais não devem ser considerados no cálculo por se tratar de dados atípicos, que variam demasiadamente conforme os contratos estabelecidos em cada ano e as condições de mercado em que esses preços não são competitivos com os energéticos substitutos que eles deslocam, conforme demonstrado pela Tabela 24.

**Tabela 24 - Comparativo Energéticos Substitutos com Preço Gás 2011 a 2015**

Item	2011	2012	2013	2014	2015
Preço de aquisição do gás firme em relação ao custo do coque (%)*	139%	128%	176%	202%	196%



Preço de leilão em relação ao coque (%)*	53%	77%	-	-	-
--	-----	-----	---	---	---

\* Médias anuais.

A nova política de preços praticada pela Petrobras que a GASMIG está sujeita desde 2017 também tem diminuído muito a competição com esses energéticos. O custo de aquisição do gás em equivalência energética no ano de 2018 foi 46,8% superior ao coque importado para Minas Gerais, conforme dados do sistema de monitoramento de importações *Aliceweb*.

Além disso, cabe ressaltar que o volume de gás contratado pela GASMIG nesses anos não contemplava o período de crise, o que obrigou a Concessionária a praticar margens bem inferiores às margens de distribuição homologadas no período de 2011 a 2015, para diminuir as cobranças de *take or pay* definidas no contrato com o fornecedor. Após renegociação de volume de aquisição em 2017, a GASMIG não necessita de condições de preço que suprimem a margem de distribuição com o objetivo de cumprir os compromissos de retirada.

Cabe destacar que a própria condição de venda do gás especial, sem garantias de longo prazo, não configura um *driver* eficiente para projeção do OPEX de longo prazo, que é o caso das estimativas discutidas para a receita requerida.

Ao excluir os volumes especiais do cálculo, verifica-se um novo custo unitário de R\$ 77,4 mil/m<sup>3</sup>, conforme ilustrado na Tabela 25. A Tabela 26 mostra a projeção do mercado industrial sem os volumes especiais.

**Tabela 25 - Tabela com Custo Unitário Desconsiderando os Volumes Especiais**

Item	2011	2012	2013	2014	2015
Opex Nominal (Dez de cada ano)	55.960	54.156	60.782	76.976	68.339
Opex Real (jun/17)	76.672	68.819	73.205	89.414	71.813
Mercado (milhares m3)	816.730	889.473	877.927	896.428	839.013
<b>Opex R\$ milhares/mil m3</b>	<b>93,9</b>	<b>77,4</b>	<b>83,4</b>	<b>99,7</b>	<b>85,6</b>

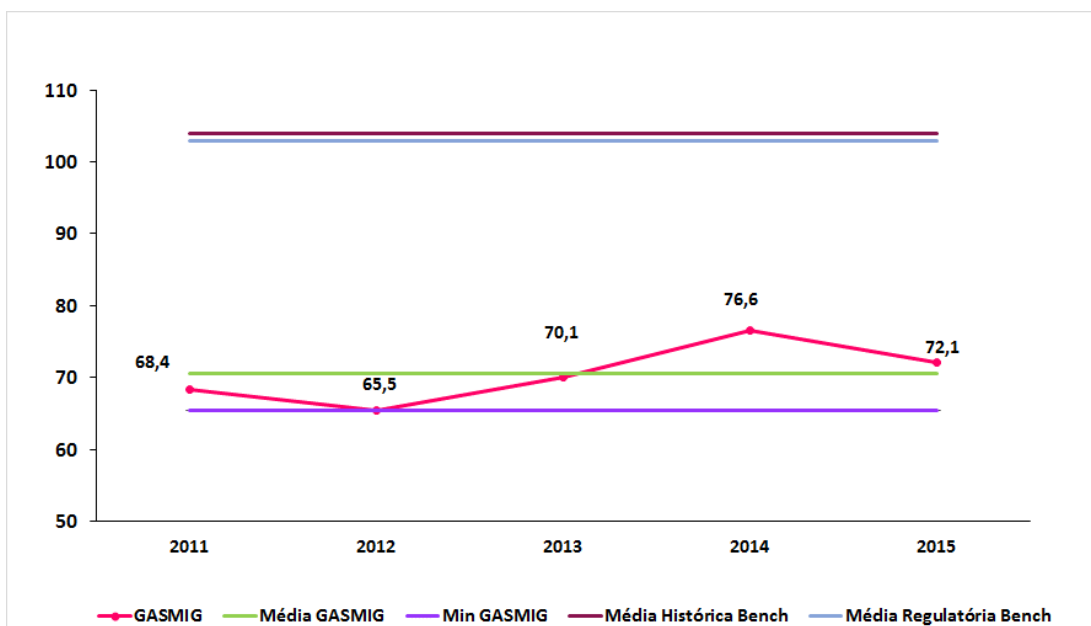
**Tabela 26 - Projeção de Mercado Industrial sem os Volumes Especiais**

Segmento Tarifário	2018	2019	2020	2021	2022
Industrial	770.479	790.689	829.338	839.472	897.385

Além do custo unitário mínimo estar apoiado em volumes atípicos e estar defasado monetariamente, a sua consideração distorce os incentivos resultantes da regulação setorial e conduz a um contexto de insustentabilidade financeira da Companhia.

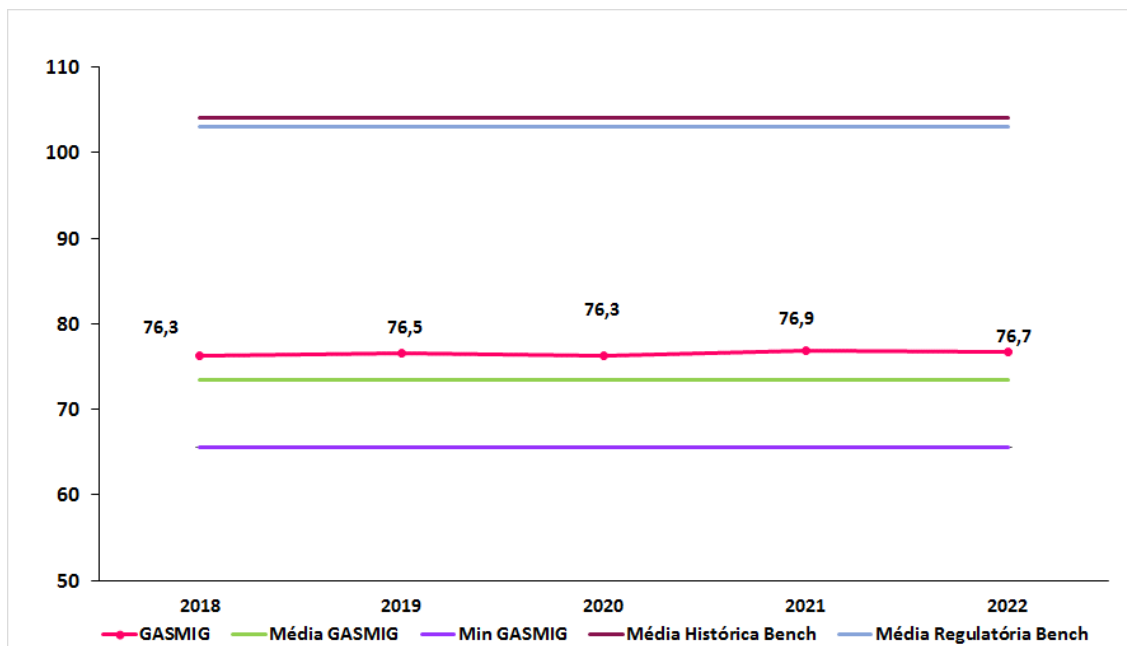
O custo unitário mínimo definido pela SEDECTES é consideravelmente inferior à média do *benchmarking*, que ultrapassa o custo unitário de R\$ 100/mil m<sup>3</sup>, como mostra o Gráfico 5.

**Gráfico 5 – Custos Unitários Históricos Considerados na Análise da SEDECTES**



Os custos unitários propostos pela SEDECTES também são significativamente inferiores ao *benchmarking*, como mostra o Gráfico 6.

**Gráfico 6 – Custos Unitários Projetados Calculados pela SEDECTES**



Observa-se, portanto, que a empresa é penalizada mesmo apresentando um desempenho eficiente. A consideração de valores abaixo do *benchmarking* não é uma prática regulatória adequada. Ao fixar os custos regulatórios com base no custo unitário mínimo, e abaixo dos custos de *benchmarking*, o Regulador está desincentivando a busca contínua de eficiência, que é o principal preceito da regulação por incentivos. As Agências Reguladoras que adotam o regime de regulação por incentivos têm como objetivo primordial estimular a eficiência das empresas reguladas. Para tanto, consideram como referência em suas análises de *benchmarking* o nível médio de eficiência do setor. Os ganhos obtidos pelas empresas mais eficientes que a média da indústria são preservados, enquanto que as empresas menos eficientes são penalizadas, de

modo a não repassar seus custos reais para as tarifas dos consumidores. Esta prática pode ser constatada na pág. 7 da Nota Técnica nº 265/2010 da ANEEL, conforme disposto abaixo.

*“41. Assim, para o 3CRTP a proposta preserva o objetivo de se estimular a eficiência das distribuidoras, considerando o nível médio de eficiência do setor de distribuição. Tal proposta preserva incentivos às distribuidoras mais eficientes e impede que as distribuidoras menos eficientes repassem seus custos reais para as tarifas dos consumidores.”*

A prática adotada pela SEDECTES enseja um contexto conhecido na literatura como Efeito Rachet<sup>2</sup>. Ao antecipar que terá uma menor tarifa quanto maior for seu ganho de produtividade, a concessionária tenderá a reduzir seu esforço em diminuir custos, alcançando um ganho de produtividade inferior ao que poderia. Por outro lado, quando o desempenho real da empresa é desvinculado de sua tarifa, o Efeito Rachet é minimizado. Sob esta ótica, no caso da GASMIG, isto implica em determinar custos em linha com o *benchmarking* de mercado, ou seja, superiores aos sugeridos pela Companhia.

Além da ausência de incentivos estabelecidos pelo custo mínimo histórico, este patamar gera um cenário de insustentabilidade financeira para a Companhia. Isto porque, o custo regulatório proposto não seria suficiente para cobrir os custos incorridos pela empresa, como mostra a Tabela 27. A aplicação do custo unitário mínimo de R\$ 65,5 mil/m<sup>3</sup> nos volumes de mercado de demais áreas do período de 2011 a 2015 resultariam sempre inferiores aos custos operacionais de demais áreas verificados nesses anos, exceto em 2012, ano em que ocorreu o custo mínimo histórico. Neste caso, haveria um subdimensionamento de R\$ 42,8 milhões no período.

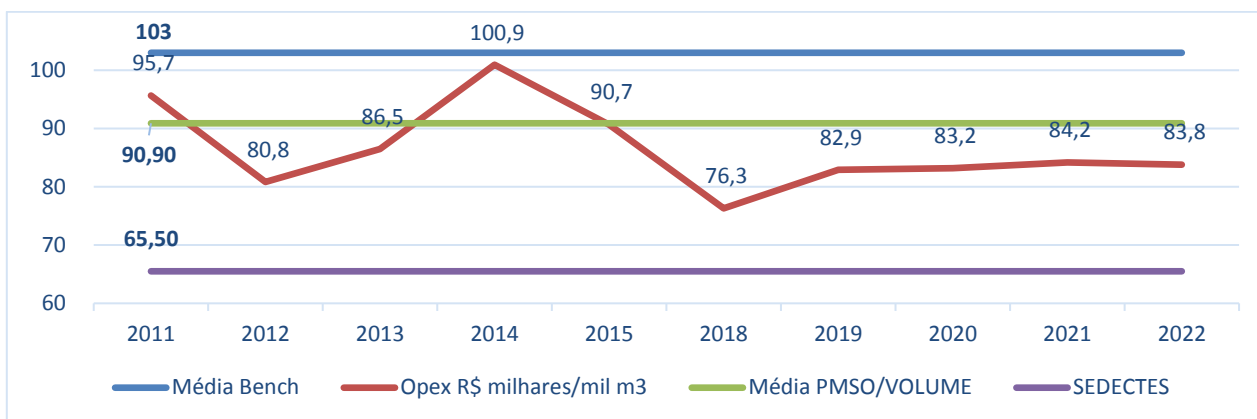
**Tabela 27 - Comparação Entre o Custo de Demais Áreas Proposto pela SEDECTES (Utilizando Custo Unitário Mínimo de R\$ 65,5 mil/m<sup>3</sup>) e o Custo de Demais Áreas Verificado Entre 2011 e 2015**

Item	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Custo Demais Áreas SEDECTES (R\$ mil) - R\$ 65,5 mil/m <sup>3</sup> x Volume Verificado	68.170	68.819	68.400	71.018	60.639	337.046
Custo Demais Áreas Verificado (R\$ mil)	76.672	68.819	73.205	89.414	71.813	379.923
Diferença (R\$)	-8.501	0	-4.805	-18.396	-11.174	-42.876

Diante do exposto, como a GASMIG possui um desempenho mais eficiente que a média de *benchmarking* do setor, a Concessionária propõe que seja considerado o custo unitário médio histórico de 2011 a 2015 no cálculo dos custos operacionais de demais áreas, sem considerar os volumes atípicos e ajustando o IGP-M para início em junho de cada ano. Estas alterações implicam em um custo unitário médio de R\$ 90,9/mil m<sup>3</sup>, valor 12% abaixo do *benchmarking*, conforme disposto no Gráfico 7.

<sup>2</sup> Laffont, Jean-Jaques, und Jean Tirole. A Theory of Incentives in Procurement and Regulation. MIT Press, 1993.

**Gráfico 7 - Custo Unitário Proposto pela GASMIG**



O custo unitário deve ser aplicado no volume projetado de todos os segmentos de demais áreas (exceto termoeletrico). Ao retirar o volume projetado das classes GNC e Cogeração, o Regulador desconsidera os custos associados a esses segmentos. Portanto, a GASMIG propõe que o custo unitário médio de R\$ 90,9 mil/m<sup>3</sup> seja aplicado nos volumes projetados das classes automotivo, GNC, Industrial (sem volumes especiais), Cogeração e Uso Geral resultando nos seguintes custos operacionais de demais áreas indicados na Tabela 28.

**Tabela 28 - Custo Operacionais das Demais Áreas Propostos pela GASMIG**

	2018	2019	2020	2021	2022
Custo Operacional Demais Áreas	76.171.477	78.130.520	81.750.233	82.760.067	88.165.631

## 4.2. Rede Interna

### Proposta SEDECTES:

O Regulador propõe que os gastos projetados com rede interna sejam retirados dos investimentos projetados e considerados como “custos de promoção” ou “custos de marketing” nos custos operacionais. A SEDECTES propõe que o custo de rede interna por usuário seja de R\$1.109,07, obtido a partir da projeção de custos da GASMIG, e que se reconheça que 100% dos usuários residenciais incorporados requererão rede interna. A Secretaria propõe ainda que o custo seja diluído ao longo do 1º e do 2º ciclo tarifário para amenizar o seu impacto na tarifa, conforme disposto na Figura 6. Desse modo, seriam reconhecidos R\$ 65,1 milhões no 1º ciclo tarifário e R\$ 48,4 milhões ao longo do 2º ciclo tarifário.

**Figura 6 – Proposta de Reconhecimento de Custos com Rede Interna Realizada pela SEDECTES**

#### Custo da rede interna (Ciclo Tarifário 2018-2022)

Conceito	2018	2019	2020	2021	2022
Custo R\$	R\$ 3.988.482,15	R\$ 8.072.708,18	R\$ 12.688.315,41	R\$ 17.649.357,52	R\$ 22.705.223,75
Custo Acum. R\$	N/A	R\$ 12.061.190,33	R\$ 24.749.505,73	R\$ 42.398.863,26	R\$ 65.104.087,01

#### Custo da rede interna (Ciclo Tarifário 2023-2026)

Conceito	2023	2024	2025	2026
Custo R\$	R\$ 18.716.741,60	R\$ 14.632.515,57	R\$ 10.016.908,35	R\$ 5.055.866,23
Custo Acum. R\$	N/A	R\$ 33.349.257,18	R\$ 43.366.165,52	R\$ 48.422.031,75

### Considerações e proposta GASMIG:

A consideração de apenas cerca de 60% dos custos com rede interna projetados no 1º ciclo tarifário onera a Companhia, com uma defasagem de reconhecimento que tenderá a se repetir nos ciclos tarifários posteriores, tendo em vista a incorporação contínua de novos clientes

residenciais nos próximos anos. Ou seja, seguindo esta lógica, no 2º ciclo tarifário (2023-2026), por exemplo, o Regulador não reconhecerá custos com rede interna adicionais aos R\$ 48,4 milhões, remanescentes dos gastos efetuados ao longo de 2018-2022, para também não haver impacto acentuado na tarifa nesse período, postergando o reconhecimento de custos de rede interna relativos à entrada de novos clientes no período de 2023-2026 para o ciclo subsequente e assim sucessivamente.

Ademais, apesar da consideração dos custos com rede interna de forma integral no 1º ciclo tarifário representarem uma elevação da margem média para 0,3124 e de 2,71 p.p em relação ao reposicionamento tarifário proposto pela SEDECTES, este efeito é reduzido na tarifa efetivamente paga pelo consumidor em função da parcela referente ao preço do gás e transporte, que corresponde a maior parte da tarifa.

Os custos com rede interna incorridos pela Companhia são fundamentais, tendo em vista a concorrência que o gás natural enfrenta com o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) na cocção e com a energia elétrica em função do uso do chuveiro elétrico.

Apesar da tarifa de gás natural ser inferior ao custo do GLP, o gasto com a instalação da rede interna de gás natural é muito elevado, afastando a entrada de novos usuários. Diante deste contexto, a GASMIG assume os gastos de instalação da rede interna com o objetivo de incentivar a entrada de novos clientes e acelerar a captação de novos clientes.

Há ainda os casos em que os consumidores optam por retornar ao uso do GLP, devido às ações de promoção de preços das Companhias que ofertam este energético, gerando uma economia mensal em comparação à fatura proveniente do gás natural. Um exemplo deste caso foi descrito em uma reportagem do Jornal Extra de 18/04/2009<sup>3</sup>.

O gás natural também enfrenta competição com a energia elétrica, já que o uso de chuveiro elétrico é bem estabelecido no Brasil. Cerca de 80% das residências brasileiras aquecem água do banho através do chuveiro elétrico<sup>4</sup>. Portanto, o investimento em rede interna é justificado pelo objetivo de entrar em setor amplamente dominado pela energia elétrica, de forma a oferecer uma alternativa competitiva e viável ao consumidor.

Outras distribuidoras de gás canalizado também incentivam a entrada de novos clientes, assumindo gastos de instalação de rede interna ou praticando tarifas especiais para esses clientes como pode ser observado no sítio eletrônico da COMGÁS<sup>5</sup>.

Diante do exposto, a GASMIG solicita que os gastos com rede interna sejam integralmente reconhecidos durante o 1º ciclo tarifário, de modo a, por um lado, não constituir uma defasagem financeira que onerará a Companhia e por outro lado não representar um impacto acentuado na tarifa do consumidor, visto que o efeito ao consumidor será mais reduzido que aquele observado no percentual de reposicionamento tarifário devido à elevada parcela referente ao preço do gás e transporte na tarifa.

---

<sup>3</sup> Disponível em <https://extra.globo.com/noticias/economia/predios-estao-desistindo-da-conversao-ao-gas-natural-voltando-ao-botijao-269507.html>

<sup>4</sup> (JOHANN, Danielle. Discussão sobre a utilização de gases combustíveis para aquecimento de água no setor residencial no Brasil: Uma Análise SWOT)

<sup>5</sup> Disponível em <https://www.comgas.com.br/para-a-sua-casa/ofertas/predios-e-condominios/>

### 4.3. Projeto GNV

#### Proposta SEDECTES:

A SEDECTES não reconhece os custos associados ao Projeto “Acelera Minas com GNV”, sob justificativa de não haver nenhuma resolução para que a GASMIG inclua os custos do programa, de forma a serem remunerados pela tarifa. O Regulador também alega que não há uma justificativa adequada apresentada pela concessionária para a necessidade e benefício gerado pela aplicação do programa.

Em consequência da exclusão da receita requerida dos custos associados ao programa “Acelera Minas com GNV”, a projeção do volume de GNV (Gás Natural Veicular) para o período de 2018 a 2022 foi mantida constante, no mesmo patamar do ano de 2017.

#### Considerações e proposta GASMIG:

O segmento automotivo da GASMIG representa uma participação significativa no volume total de vendas diária da Companhia. Em 2005 chegamos a uma participação de 18,6%, com uma média diária de 283 mil m<sup>3</sup>/dia, frente a um volume total de 1.517 mil m<sup>3</sup>/dia, considerando a venda de gás para o mercado não termelétrico. Investir nesse segmento é de suma importância para diversificar os segmentos de atuação da Companhia.

Outro fator preponderante é o papel dos Postos Revendedores de GNV como “cliente âncora” para ampliação das redes de distribuição urbanas e linhas laterais com fluxo rodoviário em distritos industriais. Nesse sentido, a GASMIG implementou a partir do último trimestre de 2017 um programa visando a retomada do crescimento do volume de vendas do segmento automotivo em Minas Gerais, intitulado “Acelera Minas com GNV”.

Além do foco no aumento do volume de vendas, o programa “Acelera Minas com GNV” atuou em toda a cadeia, com uma série de ações coordenadas e interligadas, de modo a propiciar o crescimento sustentável do segmento. O programa “Acelera Minas com GNV” fez crescer fortemente o volume de vendas de GNV, com efeitos positivos em toda cadeia, gerando desenvolvimento econômico, financeiro, ambiental e social. Nosso estado, que em novembro de 2017, contava com apenas 9 oficinas convertedoras homologadas pelo INMETRO, passou a contar a partir de dezembro de 2018, com mais 9 oficinas, dobrando a oferta de vagas para instalações dos Kits GNV.

As principais ações do Programa “Acelera Minas com GNV” foram:

- Reestruturação das Oficinas Converteadoras: por meio de um termo de parceria assinado com todas oficinas convertedoras homologadas pelo INMETRO, a GASMIG forneceu consultoria técnica para padronização da identidade visual e organização, além de uniformes com a identidade padrão do programa, melhorando a percepção do cliente potencial acerca do GNV.
- Capacitação das Oficinas Converteadoras: visando a qualificação de mão-de-obra das oficinas convertedoras, tanto na parte administrativa, de gestão e comercial quanto na parte técnica, a GASMIG estabeleceu uma parceria com o SEBRAE e o SENAI.
- Parcerias Estratégicas para divulgação do GNV: foram construídas parcerias estratégicas com Oficinas Converteadoras, Organismos de Inspeção Acreditados pelo INMETRO, Sistemistas, Fabricantes de Kits GNV e Cilindros, Montadoras, Distribuidoras de Combustíveis e Postos Revendedores de GNV, com o IPEM-MG, Sindicato dos Taxistas e com o aplicativo UBER, para a divulgação dos benefícios do GNV a potenciais usuários.
- Projeto Frota Verde - Frotistas: foram cedidos em comodato 80 Kits GNV Geração 5 para Frotistas, empresas ligadas ao Governo Estadual e Prefeituras. O Projeto Frota Verde – Frotistas tem como objetivo a divulgação das vantagens econômicas e ambientais do GNV para esses públicos e convencê-los pela conversão do restante da frota. O Projeto já



apresentou resultados e foram iniciadas as conversões dos demais veículos em algumas das empresas participantes desse Projeto.

- **Promoção GNV Roda Mais:** a promoção GNV Roda Mais, que teve a adesão de quatro mil (4.000) veículos em apenas 10 meses de campanha, comprova o grande sucesso na implantação do Programa Acelera Minas com GNV e coloca a GASMIG em uma posição de destaque no cenário nacional, como sendo a distribuidora de gás natural que executou a maior campanha de incentivo às conversões do país. A promoção GNV Roda Mais foi dirigida a todos os proprietários de veículos automotores, sejam eles pessoas físicas ou jurídicas que após a conversão de seus veículos para a utilização do GNV recebiam um Bônus de R\$ 2.000,00 por veículo convertido, bônus esse disponibilizado por meio de uma conta digital no nome do participante, com um cartão de débito personalizado com a identidade da campanha vinculado a essa conta digital. Para fazer jus aos bônus os participantes tinham que cumprir todos os critérios estabelecidos regulamente na promoção, disponível no site: [http://www.gasmig.com.br/NossosServicos/Veicular/Documents/REGULAMENTO\\_GNV\\_RODA\\_MAIIS.pdf](http://www.gasmig.com.br/NossosServicos/Veicular/Documents/REGULAMENTO_GNV_RODA_MAIIS.pdf)
- **Atendimento Direto a Frotistas:** a GASMIG inaugurou em julho de 2018, um Posto de abastecimento de GNV em seu Centro de Operações, localizado em Contagem, que está abastecendo a frota de 40 veículos da Companhia. O Posto, que também funciona como “Posto Modelo” para treinamento e demonstração aos clientes, já está demonstrando os resultados na prática. Em 2019, um dos clientes industriais da Companhia irá implantar um Posto nos mesmos moldes para abastecimento de sua frota de veículos e empilhadeiras.
- **Projeto Corredores de GNV:** a GASMIG assinou contrato para fornecimento de GNV com um Posto Revendedor em Mariana. Com a instalação do Posto, teremos mais um corredor rodoviário atendido, ligando a capital, Belo Horizonte, à cidade de Ponte Nova. Com mais essa opção para o usuário, será possível conhecer o Circuito dos Inconfidentes utilizando somente o GNV.

Além de todas ações realizadas de forma direta pela GASMIG, o “produto GNV” gera os seguintes impactos socioeconômicos em toda a cadeia:

- a. **Meio ambiente:** veículos a GNV poluem 20% menos. A cada 4.000 veículos convertidos, é evitada a emissão de cerca de 338 toneladas de CO<sub>2</sub> por mês, equivalente ao plantio de 2.445 árvores por mês;
- b. **Geração de emprego:** a cadeia comercial do GNV gera cerca de 1.000 empregos diretos atualmente, em todo o Estado de Minas Gerais;
- c. **Geração de renda:** a circulação da renda oriunda da economia propiciada pelo GNV, considerando a atual frota convertida em Minas Gerais, reinjeta na economia do Estado um montante estimado em nove milhões de reais por ano;
- d. **A Cadeia Comercial do GNV em franca expansão:** com a entrada em operação de mais nove postos de distribuição de GNV, a GASMIG amplia sua rede de distribuição, cumprindo o objeto de seu contrato de concessão, e aumenta a capilaridade da oferta do GNV, criando um círculo virtuoso para todo o mercado consumidor de gás natural em Minas Gerais.

Como proposta de ampliação de forma sustentável do segmento de GNV nos Estado de Minas Gerais, colocamos as seguintes contribuições para a 3ª consulta pública para a primeira revisão tarifária da Companhia de Gás de Minas Gerais:

- i. A GASMIG solicita que os valores propostos na Tabela 28 e Tabela 29 sejam incorporados aos custos operacionais.

**Tabela 29 - Custos do Programa - Acelera Minas com GNV**

	Custo do Programa - Acelera Minas com GNV					
	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Bônus GNV	6.000.000	8.000.000	10.000.000	12.000.000	14.000.000	50.000.000
Campanha de Marketing	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	2.500.000

- ii. Projeto Corredores de GNV: reconhecer como ativo da GASMIG os equipamentos para distribuição de GNV instalados em novos postos revendedores nos principais corredores rodoviários do estado, abastecidos via projetos estruturantes (GNC ou GNL), ampliando a oferta desse combustível mais barato e menos poluentes às regiões ainda não atendidas por gasodutos.
- iii. Estabelecer um valor anual para investimento em Pesquisa e Desenvolvimento, nos mesmos moldes do programa instituído no estado de São Paulo.
- iv. Participação da GASMIG em novos mercados – Veículos Pesados: permitir que a GASMIG coparticipe financeiramente de projetos de mobilidade urbana e coleta de resíduos, introduzindo o GNV como combustível alternativo no transporte público e na coleta de resíduos das cidades com disponibilidade de gás natural. Criação de tarifa diferenciada e reconhecimento dos kits, sistemas de abastecimento e demais ativos utilizados no fornecimento do GNV.
- v. Incentivo ao transporte público individual de passageiros – Táxi: criação de um programa para conversão da frota de táxi das cidades atendidas pela GASMIG. Aquisição e cessão dos kits GNV em comodato para taxistas. Reconhecimento desses equipamentos como ativo da Companhia.

## 5. Receitas Irrecuperáveis

### Proposta SEDECTES:

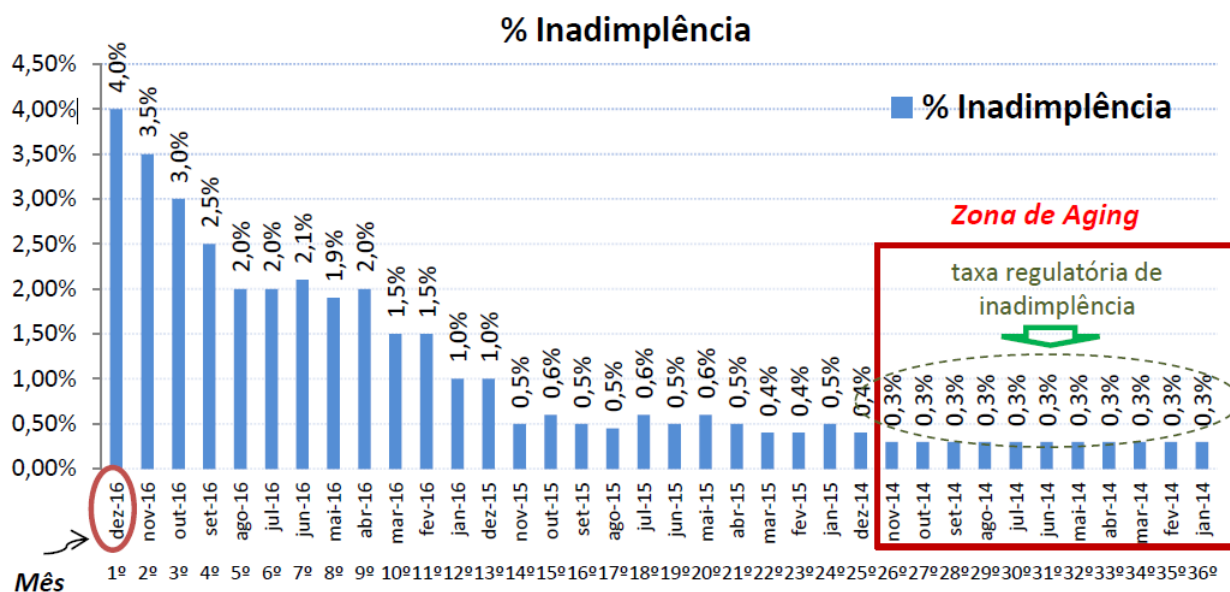
Para apuração da curva de envelhecimento da fatura “aging”, a SEDECTES solicitou à concessionária informação sobre o faturamento da concessionária e o montante de faturamento ainda não pago dos últimos 3 anos (se possível, mensal ou trimestral). Os dados fornecidos pela concessionária apresentaram uma inadimplência de 0,14%, no entanto, segundo a Secretaria não foi possível realizar a análise das informações tempestivamente, de forma que a porcentagem de inadimplências reconhecida na Nota Técnica 01/2018 foi de 0%. A SEDECTES sinaliza ainda que “as informações da concessionária serão analisadas e apresentadas no âmbito das respostas às contribuições recebidas na consulta pública”.

### Considerações e proposta GASMIG:

A concessionária encaminhou um relatório de aging para a Secretaria em 31/01/2018, que está sendo reenviado no Anexo 05. O critério utilizado foi o mesmo estabelecido pelo Regulador através do Gráfico 8, que constava da Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017. Na época a SEDECTES definiu como zona do aging o período entre o 26º e o 36º mês anteriores à data de referência.



**Gráfico 8 – Zona de Aging Estabelecida pela SEDECTES**



Com base no critério estabelecido pela Secretaria, a GASMIG tomou como referência o mês de dezembro de 2017, último dado disponível e, conseqüentemente a zona do *aging* foi composta pelo período entre janeiro e novembro de 2015, destacados na Tabela 30.

**Tabela 30 - Percentual de Inadimplência em Período de 36 meses**

	Mês	Em aberto	Faturamento	% Inadimplência
36	jan/15	R\$ 85,40	R\$ 112.568.818,40	0,00%
35	fev/15	R\$ 928,48	R\$ 121.353.385,71	0,00%
34	mar/15	R\$ 1.304,24	R\$ 106.778.558,92	0,00%
33	abr/15	R\$ 1.012,99	R\$ 118.332.966,98	0,00%
32	mai/15	R\$ 157,10	R\$ 110.201.777,30	0,00%
31	jun/15	R\$ 166,39	R\$ 116.666.400,28	0,00%
30	jul/15	R\$ 244,53	R\$ 116.474.560,29	0,00%
29	ago/15	R\$ 1.573.171,28	R\$ 109.420.635,72	1,44%
28	set/15	R\$ 286,73	R\$ 116.401.013,16	0,00%
27	out/15	R\$ 42.942,90	R\$ 109.843.904,56	0,04%
26	nov/15	R\$ 22.046,42	R\$ 113.823.979,50	0,02%
25	dez/15	R\$ 210.323,82	R\$ 104.805.414,41	0,20%
24	jan/16	R\$ 235.416,67	R\$ 94.869.396,01	0,25%
23	fev/16	R\$ 65.726,79	R\$ 108.466.996,49	0,06%
22	mar/16	R\$ 12.864,81	R\$ 102.992.683,59	0,01%
21	abr/16	R\$ 2.190,47	R\$ 104.839.097,74	0,00%
20	mai/16	R\$ 1.923,55	R\$ 102.743.099,74	0,00%
19	jun/16	R\$ 269,04	R\$ 103.664.622,42	0,00%
18	jul/16	R\$ 304.069,35	R\$ 101.062.035,05	0,30%
17	ago/16	R\$ 610.819,68	R\$ 108.980.223,15	0,56%
16	set/16	R\$ 24.015,96	R\$ 110.971.488,37	0,02%
15	out/16	R\$ 3.856,26	R\$ 96.913.469,13	0,00%
14	nov/16	R\$ 59.188,42	R\$ 109.220.671,97	0,05%
13	dez/16	R\$ 672.005,11	R\$ 113.061.084,81	0,59%
12	jan/17	R\$ 29.511,15	R\$ 124.396.893,75	0,02%
11	fev/17	R\$ 2.681,19	R\$ 115.648.531,10	0,00%
10	mar/17	R\$ 102.561,27	R\$ 114.485.151,04	0,09%
9	abr/17	R\$ 9.647,88	R\$ 124.940.009,54	0,01%
8	mai/17	R\$ 7.372,61	R\$ 123.155.342,16	0,01%
7	jun/17	R\$ 6.640,06	R\$ 124.451.252,30	0,01%
6	jul/17	R\$ 44.022,49	R\$ 120.777.739,27	0,04%
5	ago/17	R\$ 54.025,60	R\$ 131.314.765,56	0,04%
4	set/17	R\$ 330.926,66	R\$ 138.478.828,02	0,24%
3	out/17	R\$ 56.964,12	R\$ 129.729.111,15	0,04%
2	nov/17	R\$ 135.497,17	R\$ 126.019.794,69	0,11%
1	dez/17	R\$ 9.980.588,44	R\$ 128.718.390,10	7,75%

Portanto, a GASMIG solicita que sejam considerados os dados reencaminhados tendo como base o mês de dezembro de 2017 e o *aging* entre janeiro e novembro de 2015, resultando em uma inadimplência regulatória de 0,14%.

## 6. Mercado

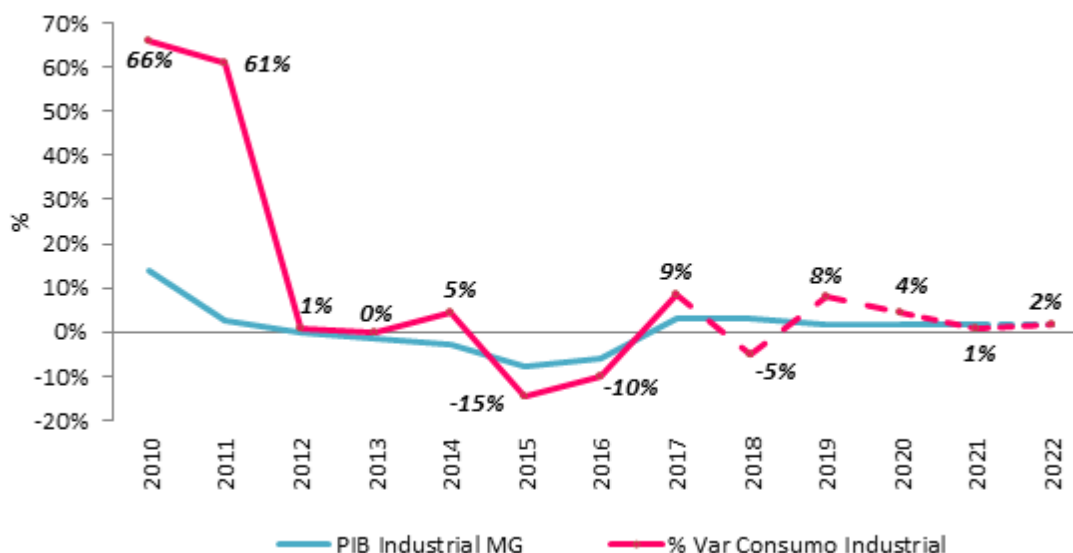
### 6.1. Industrial

#### Proposta SEDECTES:

O Regulador critica a projeção de consumo industrial da GASMIG para 2018, argumentando que a queda de 5% do consumo em relação a 2017 não é condizente com as projeções de variação

da produção industrial do Plano de Negócios da concessionária, que indica um crescimento de 3,2% do PIB Industrial do Estado de Minas Gerais, conforme apresentado no Gráfico 9.

**Gráfico 9 - Variação de Produção Industrial MG e do Consumo Industrial**



A SEDECTES defende que o consumo firme de 2018 tenha o mesmo crescimento que o PIB Industrial de Minas Gerais, alegando que historicamente o consumo de gás canalizado no Estado seguiu de perto a evolução do PIB Industrial, relação que o Regulador espera que seja mantida em 2018.

Para o produto especial, a SEDECTES propõe manter os níveis de consumo de 2017 de 88.700 milhares de m<sup>3</sup> para todo o período, pois este produto apresenta um histórico de consumo muito maior que o observado em 2017.

A Secretaria ajustou o consumo unitário a partir da média da projeção da GASMIG de consumo unitário dos investimentos em expansão do período de 2019 a 2021. O resultado é apresentado na Tabela 31.

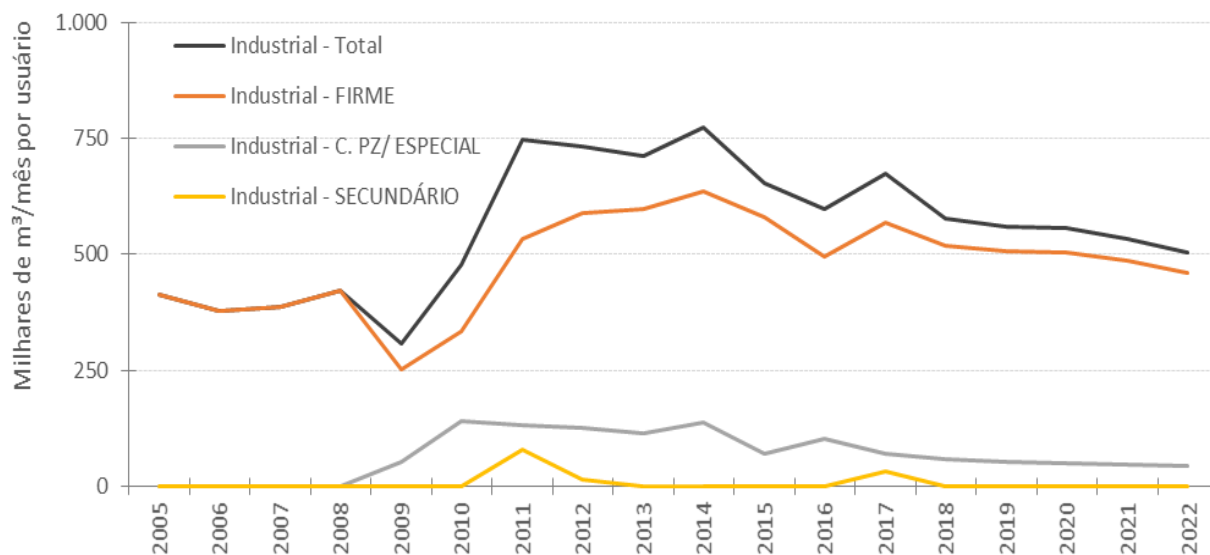
**Tabela 31 - Evolução do consumo unitário industrial incorporado pelos investimentos período 2018 - 2022 (1.000 m<sup>3</sup>/usuário/mês) – proposta da SEDECTES**

Conceito	2018	2019	2020	2021	2022
Projetado SEDECTES - Investimentos	204	219	248	211	251
Investimentos Expansão	420	437	650	394	494
Investimentos Saturação	213	235	252	198	166
Investimentos Interiorização	139	144	132	138	142

### Considerações e proposta GASMIG:

Em sua projeção, o Regulador não considera a análise de mercado realizada pela GASMIG, que mostra os diversos fatores que implicam em uma queda do volume em cada produto entre 2017 e 2018, apresentada no Gráfico 10.

**Gráfico 10 - Projeção da GASMIG para o Volume Industrial Mensal por Usuário**



O volume por usuário associado ao produto especial em 2017 encontrava-se atipicamente elevado, sendo que a participação deste volume no total industrial chegou a 10,4% neste ano, como pode ser visualizado na Tabela 32. Os maiores volumes vendidos no primeiro semestre do ano estiveram associados a ocorrência de acidentes e quebras de equipamentos de grandes clientes. Além disso, a elevação do custo do gás no segundo semestre dificultou a venda de maiores volumes deste "produto".

**Tabela 32 - Volume Industrial em 2017 por Tipo de Consumo**



Industrial	Volume (mil m <sup>3</sup> )	Participação
Firme	830.527	85,1%
Secundário	43.298	4,4%
Especial	101.817	10,4%
Curto Prazo	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>975.642</b>	<b>100,0%</b>

No caso do "produto" gás de mercado secundário, o contrato vigente com a Petrobras encerrou-se em agosto/2017 e não houve interesse em sua renovação. Em relação ao "produto" firme, foram consideradas na projeção as reduções contratuais solicitadas por grandes clientes, como a Vale do Rio Doce, a empresa de mineração Curimbaba e a Itambé. Entre os motivos alegados pelas Companhias estão a redução de demanda de seu principal produto e a mudança para nova fábrica.

Adicionalmente, é importante ressaltar que o consumo unitário industrial tenderá a cair significativamente com a captação de clientes de menor porte, diferentemente do que ocorreu no passado quando da entrada de clientes importantes, resultado da implantação das linhas tronco do Vale do Aço e do Sul de Minas.

Atualmente, quinze grupos empresariais representam 80% do volume vendido pela GASMIG<sup>6</sup>, como pode ser visualizado na Tabela 33.

**Tabela 33 – Participação de Consumo de Cada Cliente no Volume Total da Companhia**

	CLIENTE	VOLUME (MIL M <sup>3</sup> /DIA)	PARTICIPAÇÃO NO VOLUME* (%)
	ArcelorMittal	342,7	15
	Vale	314,3	13
	Usiminas	282,5	12
	Vallourec	243,1	10
	Mineração Curimbaba	143,3	6
	Cenibra	128,5	6
	Gerdaul Açominas	106,1	5
	Magnesita	62,4	3
	Alcoa	60,6	3
	Fiat	37,0	2
	Roca Brasil	33,2	1
	Ambev	34,2	1
	Air Liquide – Coca-Cola	31,1	1
	White Martins GNC	24,5	1
	Itambé	24,0	1

A elevada concentração deixa a concessionária vulnerável a alterações na demanda de qualquer um desses clientes importantes, como no caso das solicitações de mudança contratual. Pode-se exemplificar o impacto dos contratos destes clientes pelas incertezas geradas pela tragédia da Vale em Brumadinho. Este cliente, que representa 13% do consumo industrial da GASMIG, citou em Fato Relevante de 29/01/2019 a possível paralisação dos seus dois pontos de consumo de gás natural, as plantas pelletizadoras de Fábrica e Vargem Grande. Ao arbitrar um fator de crescimento de consumo independente desses contratos firmados, a SEDECTES aumenta a exposição de risco da Concessionária durante o ciclo tarifário. Inclusive a GASMIG solicita que seja estudado com a SEDECTES a inclusão do impacto da paralisação prevista pela Vale durante o ciclo de 2018 a 2022.

Outro fator não levado em consideração pela SEDECTES ao modificar o volume industrial projetado pela GASMIG, é que os clientes iniciam o consumo somente após a conclusão das obras.

Diante do exposto, a GASMIG solicita que seja considerado o consumo industrial proposto no Plano de Negócios, ajustado pelo impacto da paralisação das operações da Vale no estado de Minas Gerais, tendo em vista o efeito das diversas alterações nos mercados firme, especial e secundário previstas para os próximos anos.

<sup>6</sup> Sem clientes termoeletrônicos.

## 6.2. Termelétrico

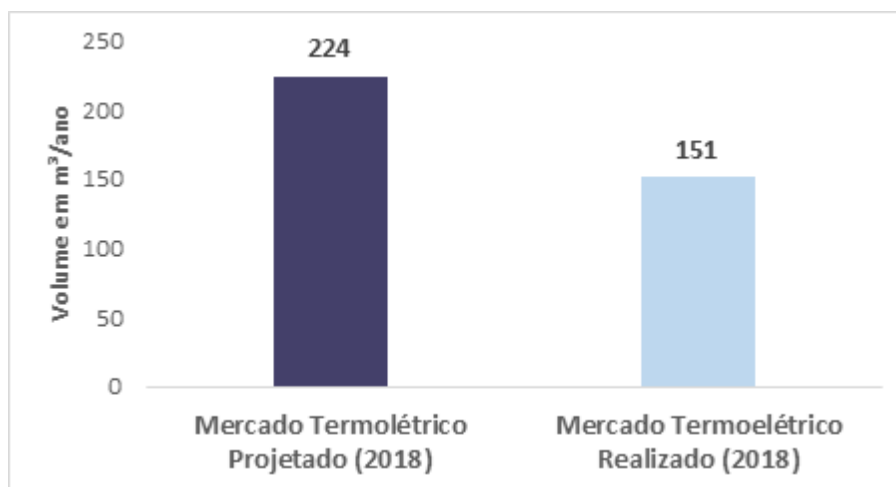
### Proposta SEDECTES:

A SEDECTES considerou a média do volume termoeletrico do período entre 2005 e 2016, projetando assim 247 milhões m<sup>3</sup>/ano, valor 10,5% superior ao valor de 224 milhões m<sup>3</sup>/ano projetado pela concessionária no Plano de Negócios.

### Considerações e proposta GASMIG:

A projeção de consumo de gás natural especificamente para o segmento termoeletrico em um período de cinco anos é difícil de prever, pois apresenta um elevado grau de incerteza em função da forte volatilidade do sistema hidrológico. Nota-se no Gráfico 11 que o mercado termoeletrico projetado pela GASMIG para o ano de 2018, de 224.024.752 mil m<sup>3</sup>/ano, foi 48% superior ao realizado, no valor de 151.123.738 m<sup>3</sup>/ano.

**Gráfico 11 - Mercado Termoeletrico Projetado e Realizado GASMIG em 2018**



Durante a elaboração do planejamento do despacho das termoeletricas, o Operador Nacional do Sistema - ONS leva em conta diversas projeções e médias do regime pluviométrico das regiões do país durante uma determinada época do ano. No entanto, o volume de chuvas realizadas pode diferir de maneira bastante significativa da média de anos anteriores, conforme mostram a reportagem do jornal Correio Braziliense realizada em todas as regiões do país<sup>7</sup> e a reportagem feita em Governador Valadares pelo site de Notícias G1<sup>8</sup>. Na primeira reportagem verificou-se em janeiro de 2018 um regime de chuvas inferior à média para todas as regiões do país, com exceção da região Sul, registrando desempenho negativo (19º pior, 10º pior, 5º pior e 9º pior) de índice ENA<sup>9</sup> (Energia Natural Afluente) para as bacias dos rios Grande, Paranaíba, São Francisco e Tocantins, respectivamente, que juntos concentram cerca de 80% da capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Nacional (SIN). No caso da segunda reportagem, é informado que em Governador Valadares foi registrado um volume de 497 milímetros de chuva

<sup>7</sup> Disponível em <https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/brasil/2018/02/07/interna-brasil.658410/chuvas-em-janeiro-foram-inferiores-a-media-na-maior-parte-do-brasil.shtml>

<sup>8</sup> Disponível em <https://g1.globo.com/mg/vales-mg/noticia/governador-valadares-registra-volume-de-chuvas-superior-a-media-prevista-para-o-primeiro-trimestre-do-ano.ghtml>

<sup>9</sup> Energia que se obtém quando a vazão natural de um afluente (linha de água que termina em um rio principal) é turbinada nas usinas situadas rio-abaxo, a partir de um ponto de observação. Fonte: <https://www.tecnogera.com.br/blog/o-que-e-energia-natural-afluente>



durante o primeiro trimestre de 2018, valor bem superior à média histórica do mesmo período em anos anteriores, no valor de 432 milímetros.

A Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense- UFF, que assessorou a AGENERSA na 4ª revisão tarifária das concessionárias CEG e CEG RIO, enfatiza que há um elevado nível de incerteza nas projeções para este segmento devido ao comportamento pluviométrico, conforme trecho transcrito abaixo do Relatório 4, elaborado pela Universidade.

*“É importante ressaltar que apesar da Economia/UFF defender a adoção de um cenário específico de projeção do consumo de gás natural em termelétricas, há grande incerteza envolvida nas projeções em um período de cinco anos. A utilização de termelétricas no sistema elétrico brasileiro é muito influenciada ao comportamento da hidrologia (chuvas), apresentando forte volatilidade. Assim como o cenário de abastecimento se tornou desfavorável na primeira metade de 2018, pode ocorrer mudança em sentido inverso no futuro.”*

Ainda no mesmo relatório, a UFF propôs a adoção de um sistema de compensação quando a diferença entre os valores projetados e realizados de mercado termoeletrico for significativa, reconhecendo não ser justo que a concessionária seja prejudicada ou beneficiada em função do nível de incerteza associado às projeções hidrológicas.

*Como o segmento termelétrico tem elevada participação na projeção de demanda do quinquênio (57%), o resultado econômico da concessionária acaba sendo muito influenciado pela aderência dos valores projetados de demanda térmica e observados. Essa aderência não guarda relação com o comportamento da concessionária e não é justo que a concessionária seja prejudicada quando a demanda é sobrestimada ou beneficiada quando a demanda é subestimada. Assim, conforme apontado no item 2, a Economia/UFF propõe a adoção de sistemas de repasse (gatilhos) ou a realização de revisões extraordinárias quando a diferença entre valores projetados e observados é significativa.”*

Dado que o volume termoeletrico é muito influenciado por fatores não gerenciáveis pela concessionária, como o comportamento pluviométrico, a GASMIG propõe que seja considerado um mecanismo de compensação anual entre a diferença do volume projetado e realizado, assim como é feito para o preço do gás e transporte na parcela compensatória. Além disso, deve-se considerar que as usinas termoeletricas não são influenciadas pela tarifa de distribuição de gás natural no seu despacho e a instalação de uma nova usina térmica dentro do ciclo tarifário é muito improvável, tendo em vista os resultados dos últimos leilões da ANEEL.

Caso o mecanismo de compensação para o volume do segmento termoeletrico não seja acatado pela SEDECTES, a Concessionária solicita que seja considerada a previsão encaminhada no Plano de Negócios com volume de 224 milhões m³/ano, que leva em consideração as perspectivas para o segmento nos próximos anos. A consideração apenas dos dados históricos não retrata as alterações futuras que poderão impactar o mercado termoeletrico, conforme abordado em documentos importantes deste segmento, como o “Plano Operação Energética 2017/2021 e Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 – EPE”.

Entre as perspectivas do Plano de Operação Energética 2017/2021, elaborado pelo ONS, estão os seguintes pontos:

- Não tem havido ingresso em operação de usinas hidroelétricas com reservatórios de regularização plurianual;
- A entrada em operação dos grandes projetos da Amazônia, a fio d’água, apresentam acentuada sazonalidade, com montantes significativos de geração na estação chuvosa e baixa produção na estação seca;
- Projeção do crescimento de carga de 3,6% a.a. contra uma média de 2% a.a. do PIB;

- O aumento de fontes de grande variabilidade/intermitência, como eólicas e solares, poderão também demandar medidas operativas adicionais para o pleno atendimento da carga.

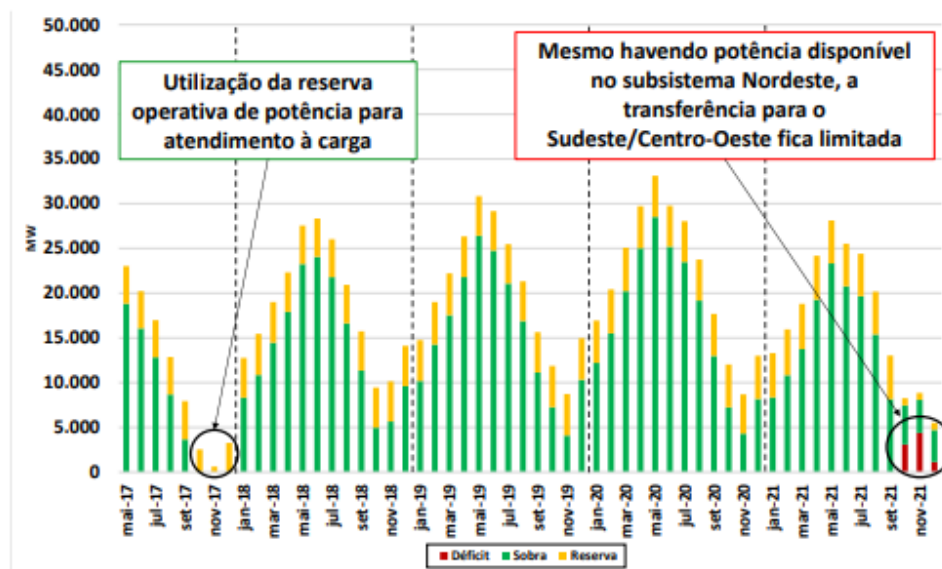
O Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 da EPE acrescenta os aspectos abaixo:

- Expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas observadas em 2016;
- Potencial relevante de aumento da geração elétrica adicional, acentuada pela previsão de incorporação de novas renováveis no parque de geração no horizonte do plano;
- A geração elétrica adicional representa um consumo potencial de gás natural, mas é uma das alternativas, dentro de outras possibilidades de complementaridade na ponta.

Portanto, apesar da maior sazonalidade das usinas hidrelétricas a fio d'água, os estudos setoriais indicam uma crescente complementaridade por novas fontes renováveis no horizonte de médio prazo, o que incrementará a competição com as fontes térmicas, inclusive o gás natural.

É importante analisar também os montantes projetados de Disponibilidade de Potência do SIN (Sistema Interligado Nacional) apresentados no Gráfico 12. O período compreendido entre setembro e janeiro de cada ano é o que possui maior probabilidade de despacho das usinas termelétricas devido à redução nos reservatórios. Segundo projeção do ONS no Plano de Operação Energética (2017-2021), apenas entre setembro e novembro de 2021 será necessário despacho termelétrico.

**Gráfico 12 - Montantes de Disponibilidade de Potência no SIN, Incluindo os Requisitos de Reserva Operativa**



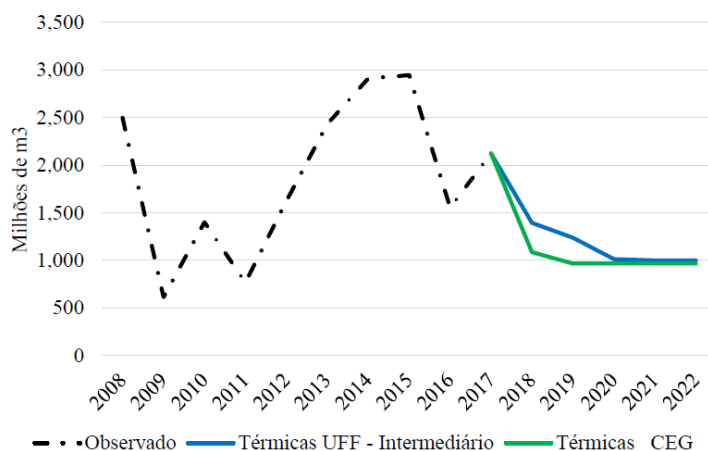
Fonte: Plano de Operação Energética 2017/2021.

Nas Consultas Públicas nºs 04/2018 e 05/2018 para a quarta revisão quinquenal das concessionárias CEG e CEG RIO, respectivamente, as concessionárias também apresentaram projeções com queda considerável de mercado termoeletrico para o mesmo horizonte 2018-2022, para patamares próximos aos verificados no período de 2009-2011, intervalo com menor volume histórico como apresentado no Gráfico 13 e no Gráfico 14. As projeções de despacho térmico foram realizadas pela consultoria PSR considerando 1.200 cenários de despacho do parque gerador do Rio de Janeiro, além de informações de despacho elétrico programado da ONS. Entre as variáveis consideradas nos cenários destacam-se o ciclo hidrológico, o custo e disponibilidade do gás natural, oferta e demanda, segurança energética e restrições técnicas do SIN.



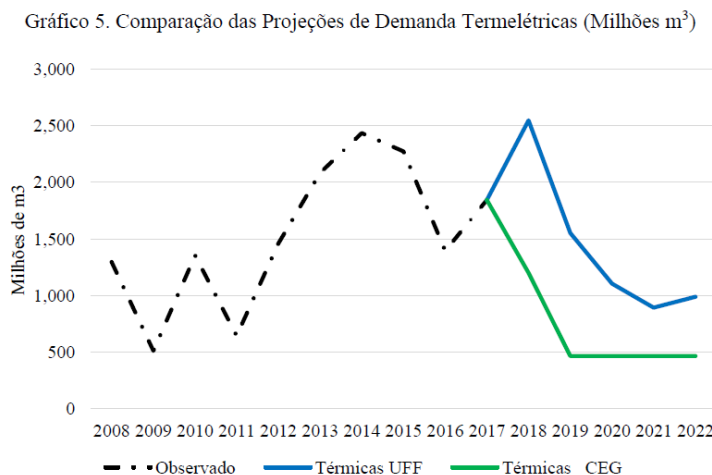
A Faculdade de Economia da UFF, que assessorou a AGENERSA nesses processos tarifários, também projetou uma queda da demanda térmica projetada a partir de 2018 no caso da CEG RIO e de 2019 no caso da CEG. O Gráfico 13 e o Gráfico 14 mostram a comparação entre as projeções da Faculdade de Economia da UFF e da PSR para as concessionárias CEG-Rio e CEG, respectivamente.

**Gráfico 13 - Comparação das Projeções de Demanda Termelétricas (Milhões m<sup>3</sup>) para a CEG RIO**



Fonte: Relatório 4 – Relatório Final Concessionária CEG-Rio

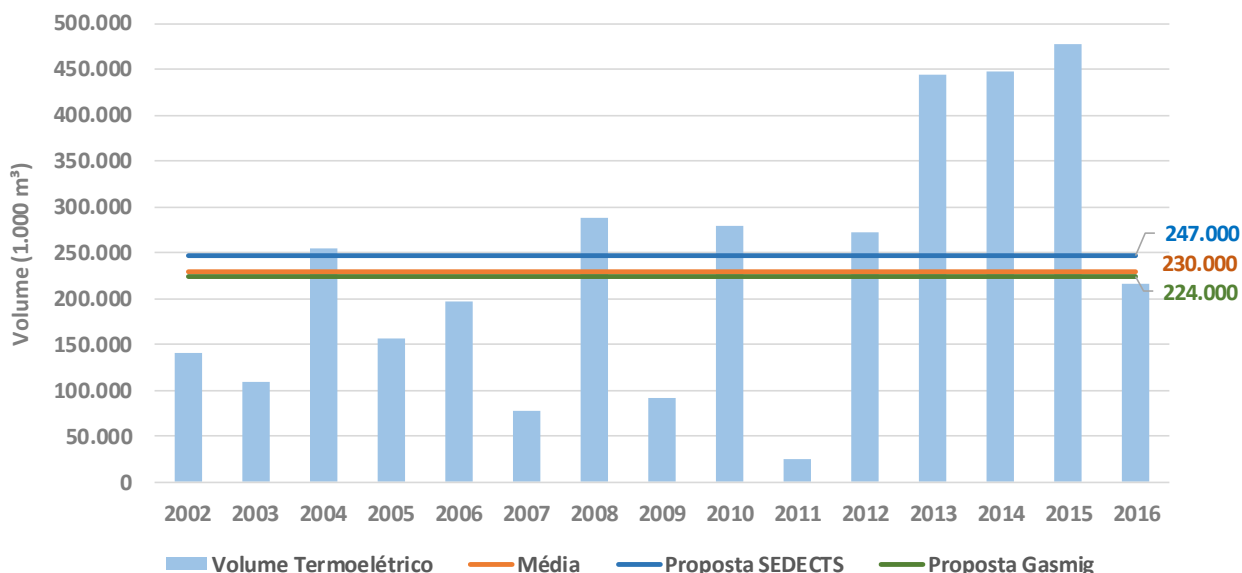
**Gráfico 14 - Comparação das Projeções de Demanda Termelétricas (Milhões m<sup>3</sup>) para a CEG**



Fonte: Relatório 4 – Relatório Final Concessionária CEG.

Por fim, caso fosse considerada uma série histórica mais extensa para obtenção do consumo termoeletrico, com início em 2002, seria obtida uma média histórica de 230 milhões m³/ano, valor próximo ao proposto pela GASMIG (224 milhões m³/ano). O consumo anual a partir de 2002 pode ser visualizado no Gráfico 15.

**Gráfico 15 - Gráfico Consumo anual das térmicas durante o período de 2002-2016**



Diante do exposto, a GASMIG propõe que seja considerado um mecanismo de compensação anual para as diferenças apuradas entre o mercado termoeletrico realizado e projetado devido ao nível de incerteza referente à previsão do comportamento hidrológico. Caso contrário, a concessionária solicita que seja mantido o volume termoeletrico realizado no ano de 2018 para o período 2019-2022, no patamar de 151 milhões m<sup>3</sup>/ano, em consonância com as perspectivas de redução apresentadas nos mais importantes documentos de previsão de mercado do país.

### 6.3. Residencial

#### Proposta SEDECTES:

A SEDECTES considerou na Nota Técnica nº 01/2018 um consumo unitário residencial de 10,26 m<sup>3</sup> mês/usuário. Este valor é resultado da média do consumo unitário residencial de empresas de gás canalizado nacionais no período de 2014-2016, como apresentado na Tabela 34.

**Tabela 34 – Consumo Unitário Residencial de Distribuidoras de Gás Natural Brasileiras**

Consumo unitário residencial		
Concessionária	Estado	[m3 mês/Usuario]
BR Distrib	ES	7,20
CEG	RJ	10,88
CEG Rio	RJ	6,41
COMGAS	SP	16,13
GBD	SP	8,31
GNSPS	SP	12,69
SCGás	SC	10,17
		<b>10,26</b>

O Regulador considerou o consumo unitário médio apresentado pela GASMIG (média de 9,9 m<sup>3</sup> mês/usuário) razoável, mas inferior ao das outras concessionárias nacionais. Com a alteração do

consumo unitário médio para 10,26 m<sup>3</sup> mês/usuário, a projeção de demanda do segmento residencial proposta pela SEDECTES resultou na série apresentada na Tabela 35.

**Tabela 35 – Projeção de Demanda Residencial Proposta pela SEDECTES**

		Mercado Residencial - SEDECTES				
		2018	2019	2020	2021	2022
<b>Usuarios</b>	[unidade de consumo]	49.519	67.570	87.971	109.898	132.244
<b>Volume</b>	[Milhares de m <sup>3</sup> ]	6.094	8.315	10.826	13.524	16.274

**Considerações e proposta GASMIG:**

A consideração do consumo unitário médio de outras concessionárias nacionais para projeção da demanda residencial da GASMIG é adequada. No entanto, ao utilizar o consumo unitário da COMGÁS há uma distorção, devido ao seu valor discrepante em relação a amostra. O consumo unitário da COMGÁS (16,13 m<sup>3</sup> mês/usuário) é 73,8% superior à média do consumo unitário das demais distribuidoras da amostra (9,28 m<sup>3</sup> mês/usuário). Este valor é inferior ao consumo unitário residencial proposto pela GASMIG de 9,9 m<sup>3</sup> mês/usuário. A Tabela 36 mostra o consumo unitário médio das concessionárias de gás canalizado desconsiderando a COMGÁS.

**Tabela 36 - Média do Consumo Unitário das Concessionárias de Gás Natural sem a COMGÁS**

		Consumo unitário residencial
Concessionária	Estado	[m <sup>3</sup> mês/Usuario]
BR Distrib	ES	7,20
CEG	RJ	10,88
CEG Rio	RJ	6,41
GBD	SP	8,31
GNSPS	SP	12,69
SCGás	SC	10,17
		<b>9,28</b>

É importante ressaltar que, a GASMIG vivencia uma realidade distinta da COMGÁS. A área de concessão da GASMIG, possui 588 mil km<sup>2</sup> de área e abrange 853 municípios, podendo ser considerada um "greenfield" no que se refere ao mercado de gás natural, isto é, possui um grande potencial a ser explorado na distribuição, sendo que o atendimento residencial está começando apenas agora.

A COMGÁS possui um faturamento residencial anual de R\$ 849 milhões, enquanto a GASMIG tem uma receita de apenas R\$ 11 milhões neste segmento. A média da COMGÁS é mais elevada devido ao fato de cerca de 30% dos usuários disporem de aquecedores de água utilizando gás canalizado, situação que não se verifica no caso da GASMIG. O consumo residencial anual da COMGÁS é de 259 milhões de m<sup>3</sup>, enquanto o da GASMIG é de apenas 3,6 milhões de m<sup>3</sup>. A quantidade de usuários residenciais da COMGÁS é superior a 1,7 milhões, enquanto a da GASMIG é de somente 32 mil. Isso significa que a GASMIG incorre em um risco ainda maior em relação às áreas de concessão mais desenvolvidas, no caso a COMGÁS, em função de ofertar energético não consolidado no mercado.

**Tabela 37 - Comparativo COMGÁS e GASMIG no Segmento Residencial em 2017**

	<b>Volume Anual (Milhões de m³)</b>	<b>Usuários</b>	<b>Receita (Milhões de R\$)</b>
Comgás	259,00	1.772.990	849,7
GASMIG	3,58	32.147	11,0

Fonte: Relatório Anual da COMGÁS de 2017.

Portanto, dado que o consumo unitário da COMGÁS é muito superior à média das demais concessionárias da amostra e que a sua realidade principalmente no segmento residencial é significativamente distinta da vivenciada pela GASMIG, solicita-se que seja considerado o consumo unitário residencial proposto inicialmente pela Companhia, de 9,9 m³ mês/usuário. Este valor é superior à média de consumo unitário das empresas consideradas pela Secretaria em sua amostra excluindo a COMGÁS.

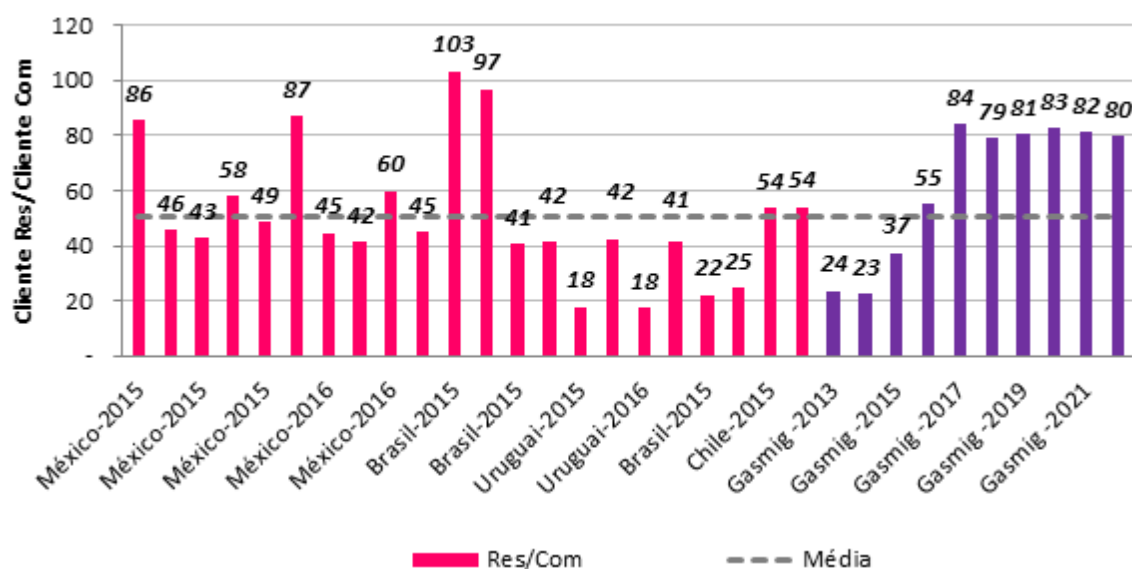
#### 6.4. Comercial (PCNR)

##### Proposta SEDECTES:

A SEDECTES considerou a relação cliente residencial/cliente comercial de uma amostra de 11 concessionárias de distribuição de gás natural do México, Brasil, Uruguai e Chile durante o período de 2011-2016 para avaliar o consumo comercial da GASMIG.

O Regulador elaborou o Gráfico 16 que compara as 11 concessionárias e o desempenho da GASMIG de 2013 até 2022.

**Gráfico 16 - Relação Cliente/Cliente Comercial Gasmig x Outras Empresas**



Conforme exposto no Gráfico 16, a relação média foi de 50 usuários residenciais para cada cliente comercial durante o período de 2017 a 2022. A Secretaria defende o uso desta relação, visto que a GASMIG projetou uma média de 80 clientes residenciais para cada cliente comercial.

Para projetar o volume comercial consumido a SEDECTES manteve o consumo unitário de 2017 de 337 m³ mês/usuário para os anos seguintes.

### Considerações e proposta GASMIG:

O uso de *benchmarking* para avaliar o consumo comercial da GASMIG é um critério adequado. No entanto, ao não apresentar as empresas e os dados considerados na comparação, o Regulador não é transparente, impedindo a análise e reprodutibilidade dos critérios utilizados. Do ponto de vista metodológico, esta prática mensura o desempenho sem mostrar a regra de comparação.

Durante a composição de *benchmarks*, reguladores como ANEEL, Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal (ADASA) e AGEPAR apresentam os dados e identificam as empresas comparáveis para uma análise das empresas reguladas e da sociedade. Na Tabela 38 pode ser observado um exemplo de *benchmarking* realizado pela ANEEL para o cálculo de perdas não técnicas das distribuidoras de energia elétrica. Verifica-se que, a Agência apresenta as empresas comparáveis com seus respectivos índices de complexidade, a fim de que possam ser comparadas a outras com complexidade semelhante.

**Tabela 38 - Concessionárias por Índice de Complexidade e Porte Consideradas pela ANEEL na Definição do Benchmarking de Perdas Não Técnicas**

Distribuidoras Grandes (Grupo 1)	Unidades Consumidores	Mercado BT (GWh)	Km de Rede	Índice de Complexidade	Demais Distribuidoras (Grupo 2)	Unidades Consumidores	Mercado BT (GWh)	Km de Rede	Índice de Complexidade
CELPA	2.030.533	4.427	116.757	0,503	CEA	182.090	752	7.402	0,457
LIGHT	3.657.749	13.579	72.536	0,377	EBO	187.573	368	5.045	0,229
AMAZONAS ENERGIA	779.738	2.938	43.984	0,364	CERR	37.855	74	ND	0,181
CEMAR	2.125.959	4.028	125.549	0,315	SULGIPE	132.199	185	7.998	0,168
CELPE	3.330.813	6.965	132.607	0,313	ELFSM - SANTA MARIA	100.056	380	7.733	0,137
COELBA	5.364.000	9.902	262.555	0,284	COCEL	45.596	129	2.302	0,119
CEAL	981.474	1.897	41.283	0,266	UHENPAL	14.835	50	1.654	0,107
ELETROPAULO	6.654.852	25.205	47.335	0,265	EFLUL	6.284	24	378	0,099
CEPISA	1.102.039	2.136	86.860	0,257	FORCEL	6.953	20	14	0,092
COELCE	3.188.673	6.282	137.649	0,253	CHESP	33.263	83	3.295	0,090
ELETROACRE	231.148	631	18.410	0,243	IGUAÇU	32.134	116	2.256	0,076
ESCELSA	1.378.942	4.090	60.841	0,235	EEB - BRAGANTINA	141.598	436	6.833	0,075
ESE	680.262	1.463	27.137	0,224	BOA VISTA	97.205	469	3.467	0,074
AMPLA	2.487.418	6.453	55.784	0,218	CPEE - PAULISTA	54.365	204	3.853	0,067
EPB	1.264.848	2.467	69.883	0,197	CSPE	79.045	238	4.812	0,064
CERON	564.893	1.927	53.315	0,191	EFLJC	2.806	10	57	0,061
CEEE - D	1.573.244	4.659	55.620	0,179	CLFM - MOCOCA	43.550	140	2.313	0,060
COSERN	1.243.666	2.943	51.067	0,177	ELETROCAR	34.999	111	2.327	0,058
BANDEIRANTE	1.666.150	5.302	27.521	0,172	ENF	98.360	254	1.909	0,056
CPFL PIRATININGA	1.543.962	5.291	23.269	0,170	CFLO	54.216	155	1.799	0,056
CEB	947.337	3.903	19.148	0,166	MUX ENERGIA	10.234	29	183	0,053
CEMIG	7.734.265	18.079	503.696	0,147	HIDROPAN	16.804	51	511	0,052
CELTINS	524.435	1.286	83.766	0,139	CAIUÁ	227.198	753	8.626	0,049
CEMAT	1.219.426	4.206	166.179	0,122	CLFSC - SANTA CRUZ	195.529	615	9.994	0,049
ELEKTRO	2.372.709	7.281	110.915	0,106	DEMEI	30.218	93	494	0,048
COPEL	4.181.778	13.278	235.882	0,105	EDEV	170.987	561	7.587	0,044
RGE	1.372.749	4.192	82.442	0,092	COOPERALIANÇA	34.799	92	1.532	0,044
EMG	415.499	921	27.061	0,091	CNEE - NACIONAL	108.180	397	3.644	0,037
AES SUL	1.270.383	4.039	66.341	0,086	DMEPC	69.982	202	1.951	0,037
CPFL - PAULISTA	3.952.520	13.757	123.209	0,080	CPFL JAGUARI	36.486	144	1.033	0,031
CELESC - D	2.589.757	9.021	151.465	0,077					
CELG - D	2.614.497	6.843	215.568	0,075					
ENERSUL	904.703	2.782	87.214	0,063					

Fonte: pág. 10 da Nota Técnica nº 106/2015-SGT/SRM/ANEEL.

Do mesmo modo, a ADASA identificou as empresas e os dados utilizados no *benchmarking* para definição dos custos operacionais da 2ª RTP da Companhia de Saneamento Ambiental do Distrito Federal (CAESB) conforme observado na Tabela 39.

**Tabela 39 - Critério de avaliação por *benchmarking* aplicado pela ADASA**

Índices de Comparáveis à CAESB	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>FN010 - Despesa com pessoal próprio (R\$ mil/ano)</b>						
CAESB	277.614	277.991	348.991	419.530	526.514	592.003
CAGECE	106.767	124.617	127.564	135.592	145.178	163.411
CASAN	148.878	188.794	201.126	213.006	243.294	259.597
CESAN	86.759	99.157	103.444	114.726	129.097	150.670
COMPESA	145.508	170.488	182.871	213.669	249.677	260.207
SANASA	134.882	150.003	174.946	191.629	251.622	293.626
SANEAGO	231.104	260.280	291.080	343.108	401.540	444.524
Média das Comparáveis	142.317	165.556	180.172	201.955	236.735	262.006
Diferença entre média e CAESB	(135.298)	(112.434)	(168.819)	(217.575)	(289.780)	(329.997)
<b>FN011 - Despesa com produtos químicos (R\$ mil/ano)</b>						
CAESB	16.645	14.983	14.028	18.634	17.075	16.683
CAGECE	24.582	31.074	24.847	34.794	32.804	36.040
CASAN	6.428	6.530	5.382	7.946	11.205	13.756
CESAN	6.891	8.977	7.323	7.749	8.094	7.185
COMPESA	22.759	27.575	27.036	35.456	34.909	35.344
SANASA	11.260	12.151	12.353	15.493	15.542	18.661
SANEAGO	8.762	10.086	8.090	13.385	13.051	13.146
Média das Comparáveis	13.447	16.066	14.172	19.137	19.268	20.689
Diferença entre média e CAESB	(3.198)	1.082	144	503	2.193	4.006
<b>FN013 - Despesa com energia elétrica (R\$ mil/ano)</b>						
CAESB	45.035	45.698	53.142	54.145	58.014	53.139
CAGECE	53.524	56.686	64.078	65.485	66.547	57.305
CASAN	37.461	38.047	41.609	45.574	50.476	46.311
CESAN	38.152	39.915	43.412	39.070	48.399	43.506
COMPESA	125.214	135.787	139.385	139.362	149.776	99.015
SANASA	17.144	19.647	21.070	22.835	24.694	23.988
SANEAGO	79.567	75.640	79.469	83.115	98.708	102.210
Média das Comparáveis	58.510	60.954	64.837	65.907	73.100	62.056
Diferença entre média e CAESB	13.476	15.256	11.695	11.762	15.086	8.917
<b>FN014 - Despesa com serviços de terceiros (R\$ mil/ano)</b>						
CAESB	110.733	133.976	143.987	155.575	155.093	151.887
CAGECE	131.272	145.293	109.009	129.144	144.818	162.693
CASAN	104.213	62.533	52.647	60.209	64.888	74.391
CESAN	76.056	89.880	92.352	109.630	111.547	117.178
COMPESA	118.962	134.089	161.202	182.055	226.582	281.717
SANASA	54.498	54.079	60.930	55.134	55.340	50.820
SANEAGO	101.006	110.631	124.622	78.734	88.927	103.613
Média das Comparáveis	97.668	99.418	100.127	102.484	115.350	131.735
Diferença entre média e CAESB	(13.066)	(34.558)	(43.860)	(53.091)	(39.742)	(20.152)

Fonte: SNIS e análises Deloitte

Fonte: pag. 57 da Nota Técnica no 009/2016 – SEF/ADASA.

A AGEPAR, através da Tabela 40, mostra as empresas comparáveis e os dados considerados na composição do *benchmarking* para o cálculo de custos operacionais para a 1ª RTP da SANEPAR.



**Tabela 40 - Critério de Benchmarking aplicado pela AGEPAR**

**Empresas selecionadas para comparação por indicadores (Alternativa 1)**

Empresa	UF	Empresa	UF	Empresa	UF
CASAL	AL	SANESUL	MS	CAERD	RO
MA	AM	CAB Cuiabá	MT	CAER	RR
CAESA	AP	COSANPA	PA	CORSAN	RS
EMASA	BA	CAGEPA	PB	CASAN	SC
EMBASA	BA	COMPESA	PE	Águas Joinville	SC
CAGECE	CE	AGESPISA	PI	DESO	SE
CAESB	DF	SANEPAR	PR	SAMAR	SP
FOZ	ES	Águas Juturnaíba	RJ	SANASA	SP
CESAN	ES	PROLAGOS	RJ	SAEG	SP
SANEAGO	GO	CAP	RJ	DAE	SP
CAEMA	MA	CANF	RJ	OAL	SP
COPASA	MG	CAI	RJ	SABESP	SP
CESAMA	MG	CEDAE	RJ	SANEATINS	TO
AG	MS	CAERN	RN		

Fonte: Pág. 47 da Nota Técnica Final RTP - 01/2017.

Sendo assim, como a Secretaria não identifica as empresas comparáveis e os dados utilizados no *benchmarking*, o que impossibilita a reprodução dos parâmetros e avaliação pela Companhia, a GASMIG solicita que seja considerada a projeção de consumo comercial proposta pela concessionária em seu Plano de Negócios.

## 7. Perdas

### Proposta SEDECTES:

Para as perdas, foram considerados os seguintes aspectos pelo Regulador:

- *Benchmarking* das perdas reconhecidas pelas agências reguladoras de outras concessionárias de gás canalizado do Brasil;
- Valores de perdas de gás históricos da concessionária.

Com isso, tomou-se como base as perdas em milhares de m<sup>3</sup> da GASMIG entre 2014 e 2015, que são ilustradas na Tabela 41.

**Tabela 41 - Perdas da GASMIG em milhares de m<sup>3</sup> entre 2014 e 2015**

Conceito	2014	2015
Perdas (milhares de m <sup>3</sup> )	7.451	29.110
Volume consumido (milhares de m <sup>3</sup> )	1.531.815	1.414.464
<b>% Perdas</b>	<b>0,49%</b>	<b>2,06%</b>

As perdas durante o ano de 2015 foram consideradas altas se comparadas com outras concessionárias do setor. Além disso, a SEDECTES considerou que perdas das outras empresas

é mais eficiente que os da concessionária. Sendo assim, conforme estabelecido no Anexo VII da Nota Técnica nº 04/2017, o índice global de perdas (IGP) foi definido em 0,41%.

Considerações e proposta GASMIG:

O percentual de 0,41% foi estabelecido considerando uma amostra 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, reduzindo a amostra em 42%. A SEDECTES excluiu da amostra 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 negativo.

Dessa forma, é necessário utilizar uma amostra mais representativa e extensa, como a amostra das empresas do setor nos Estados Unidos, apresentada na Tabela 42.

**Tabela 42 - Perdas das Empresas Americanas do Setor de Gás**

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		
		<b>Total</b>	<b>1.1</b>

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%.

## **8. Data Base da Moeda da Revisão Tarifária Periódica (RTP)**

### Proposta SEDECTES:

A SEDECTES considerou como data base da moeda da RTP o mês de junho de 2017.

### Considerações e proposta GASMIG:

Dado que a revisão tarifária ocorrerá em 2019, observa-se uma defasagem monetária dos componentes da receita requerida expressos na moeda de junho de 2017. Esta defasagem onera sobremaneira a Companhia de maneira injustificada.

Ademais, mesmo que a moeda seja considerada na data da RTP (fev/19) não serão refletidos os custos médios da GASMIG ao longo do ano de 2019. A tarifa apresentará uma atualização monetária devido aos últimos 12 meses, enquanto será aplicada nos 12 meses subsequentes. Haverá, portanto, uma defasagem monetária na tarifa real, e, conseqüentemente no faturamento da Companhia.

Dessa forma, a GASMIG propõe que as tarifas sejam reajustadas em fevereiro de 2019 conforme a previsão do IGP-M para este ano, calculado pelo Boletim Focus do Banco Central, a fim de refletir os custos do ano corrente.

## **9. Componente Financeiro Devido ao Atraso da RTP**

### Proposta SEDECTES:

O reposicionamento tarifário proposto pelo Regulador para a 1ª RTP da GASMIG é calculado para um ciclo tarifário que compreende o período entre 2018 e 2022. O cálculo apresentado pela SEDECTES foi realizado através da razão entre o valor presente da receita requerida com componentes tarifários projetados para o período entre 2018 e 2022 e o valor presente da receita verificada considerando a margem média que estaria vigente na época da RTP, ou seja, a margem definida em 2017. No entanto, a revisão tarifária que estava prevista para ocorrer no início de 2018 ocorrerá apenas em 2019.

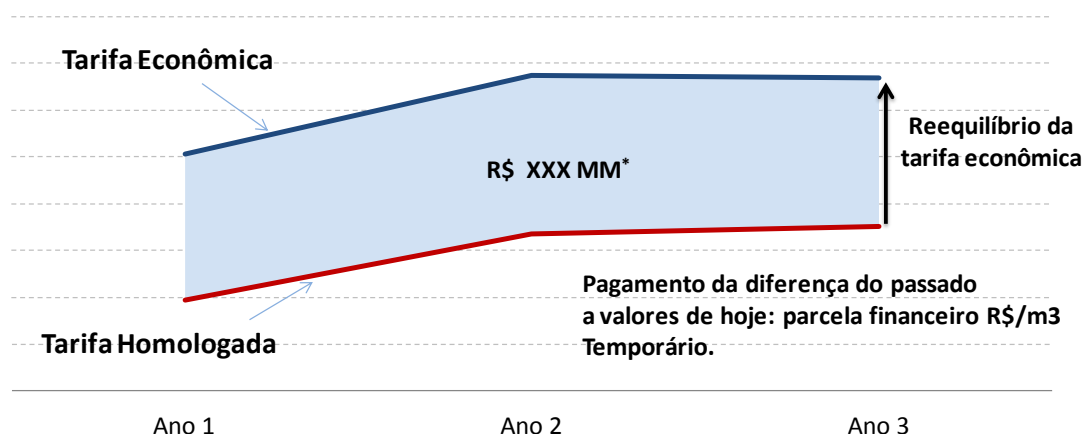
### Considerações e proposta GASMIG:

Devido ao adiamento da RTP, a GASMIG está sendo prejudicada desde o início de 2018, obtendo ao longo do período uma receita inferior àquela que deveria ter obtido caso a RTP tivesse sido realizada sem atraso. A receita faturada ao longo do período é formada por uma tarifa que foi ajustada provisoriamente em 2018, resultando em um montante divergente daquele que a Companhia obterá caso a revisão tarifária tivesse ocorrido no início de 2018. Para recompor esta perda é necessário o acréscimo de um componente financeiro na tarifa, apurado pela diferença mensal entre (i) a receita que deveria ter ocorrido desde o início de 2018 considerando a margem média estabelecida pelo cálculo da receita requerida na RTP e (ii) a receita que foi auferida pela concessionária com a margem média homologada em 2018. Estas diferenças mensais de receita devem ser atualizadas monetariamente por IGP-M até a data da RTP e somadas para constituir um componente financeiro, que dividido pelo valor presente do volume ( $m^3$ ) projetado para o período de 2018-2022 resultará em uma tarifa financeira (R\$/ $m^3$ ) a ser adicionada a nova tarifa.

Este procedimento enseja um ajuste econômico e outro financeiro. O ajuste econômico consiste na alteração da tarifa vigente de forma que seja assegurado o equilíbrio econômico-financeiro da concessão até o próximo ciclo tarifário. Este ajuste ocorre quando no passado foi homologado resultado provisório da tarifa. Posteriormente, a tarifa final deve ser recalculada efetuando um ajuste econômico permanente (para mais ou menos) no valor vigente.

A Figura 7 ilustra o exemplo de uma concessionária com uma tarifa provisória por 2 anos, onde é reestabelecido no último ano o reequilíbrio da tarifa econômica.

**Figura 7 - Exemplo de Empresa com Componente de Receita Requerida Provisória por 3 Anos**



O ajuste da tarifa gera, no entanto, além do efeito econômico, outro de natureza financeira. Isto acontece porque o ajuste econômico isolado não garante o equilíbrio nos períodos passados, devendo ser calculado em conjunto com um ajuste financeiro, que ajusta a tarifa vigente de modo a compensar a diferença entre a receita devida e a verificada no passado.

A Tabela 43 mostra um exemplo de ajuste em um determinado ano para uma dada empresa com período tarifário entre março e fevereiro. São apuradas mensalmente as diferenças entre a Receita Requerida definida na RTP e a Receita Faturada (RF) ao longo do ano tarifário e atualizadas monetariamente para a data de referência para o IRT ou Reposicionamento Tarifário em vigor.

**Tabela 43 – Exemplo de Ajuste Financeiro para uma Empresa**

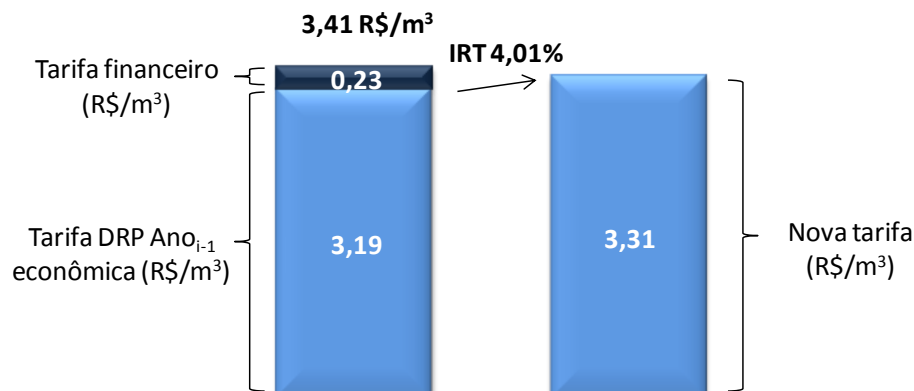
Atualização das diferenças pelo IPCA até Dezembro/2012					
Mês	IPCA (índice)	RR	RF	RR - RF	Atualização IPCA
mar/08	2.773,0800	60.127.026,01	58.083.775,15	2.043.250,86	2.654.351,66
abr/08	2.788,3300	65.429.443,95	63.430.099,34	1.999.344,61	2.583.108,52
mai/08	2.810,3600	66.489.220,20	64.408.867,82	2.080.352,38	2.666.699,73
jun/08	2.831,1600	70.507.667,64	68.233.576,61	2.274.091,03	2.893.627,34
jul/08	2.846,1600	67.771.359,31	65.461.571,08	2.309.788,23	2.923.560,06
ago/08	2.854,1300	71.892.893,05	69.443.858,37	2.449.034,68	3.091.151,93
set/08	2.861,5500	75.150.609,98	72.802.987,14	2.347.622,84	2.955.467,27
out/08	2.874,4300	72.824.241,08	70.330.615,92	2.493.625,16	3.125.205,66
nov/08	2.884,7800	73.977.805,78	71.361.620,90	2.616.184,88	3.267.043,38
dez/08	2.892,8600	66.374.699,00	63.849.886,79	2.524.812,21	3.144.132,45
jan/09	2.906,7400	61.842.874,23	59.703.370,42	2.139.503,81	2.651.588,00
fev/09	2.922,7300	63.564.490,85	61.364.750,00	2.199.740,85	2.711.327,57
<b>Subtotal</b>	<b>5,40%</b>	<b>815.952.331,09</b>	<b>788.474.979,54</b>	<b>27.477.351,55</b>	<b>34.667.263,56</b>

O ajuste financeiro é incorporado à tarifa econômica através da adição de uma tarifa financeira, que vigora apenas de forma temporária para compensar as diferenças entre a receita devida e verificada de anos anteriores.

A Figura 8 mostra um exemplo de como é feita a incorporação do ajuste financeiro na tarifa. Neste exemplo, a tarifa financeira, igual a R\$ 0,23/m<sup>3</sup>, é adicionada a tarifa econômica vigente no último

ano tarifário (R\$ 3,19/m<sup>3</sup>), formando uma tarifa total de R\$ 3,41/m<sup>3</sup>, que será aplicada apenas para efeitos de compensação no reajuste atual. A nova tarifa a ser considerada para os reajustes subsequentes será correspondente à tarifa econômica recalculada com as regras de reajuste tarifário (sem financeiro).

Figura 8 – Incorporação do Ajuste Financeiro na Tarifa



Logo, o ajuste financeiro ocorre apenas de forma transitória para reparar as diferenças indevidas do passado, não apresentando o efeito permanente do ajuste econômico, que irá impactar os próximos reajustes.

A consideração de componentes financeiros na tarifa em função do atraso da RTP já foi aplicada por outros reguladores como observado nos casos da ADASA para a CAESB e da ARSESP para a SABESP.

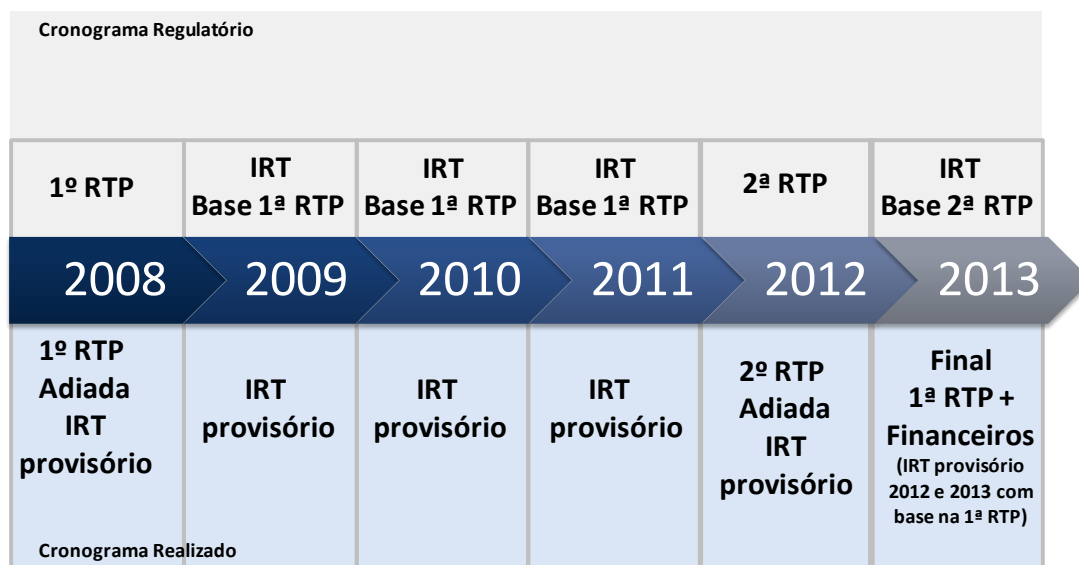
A CAESB teve sua 1ª RTP definida para a data de março de 2008. No entanto, devido a atrasos na definição da Base de Ativos Regulatória (BAR), teve sua 1ª RTP adiada e concluída apenas em fevereiro de 2013. O atraso na definição da BAR ocorreu em função da demora na conclusão da metodologia, contratação de avaliadora e execução da avaliação.

Com o adiamento do processo, a ADASA definiu uma RTP com resultados parciais, apenas considerando parâmetros que não dependiam do valor da BAR, fixados de forma definitiva. Nos anos seguintes, o Regulador aplicou reajustes tarifários provisórios e a 2ª RTP, que deveria ter ocorrido em 2012, também foi adiada, levando a concessionária a passar por mais um reajuste provisório. Somente em 2013 foi possível concluir a 1ª RTP, após a homologação do valor da BAR. Nesta data foram aplicados os ajustes econômicos e financeiros para reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A Figura 9 ilustra o processo tarifário ao longo desses anos, confrontando o cronograma regulatório com o cronograma realizado.



**Figura 9 – Cronograma Regulatório vs Cronograma Realizado para a CAESB**



O ajuste econômico foi efetuado recalculando a tarifa econômica da 1ª RTP com o valor fixado da BAR homologada. Em seguida, foram calculadas as diferenças entre as receitas devidas e verificadas ao longo dos anos e encontrado o ajuste financeiro a ser aplicado em 2013. A Tabela 44 mostra a comparação entre os reposicionamentos e reajustes tarifários realizados e devidos calculados pela ADASA, que ensejaram componente financeiro adicionado à tarifa em 2013.

**Tabela 44 – Diferença Entre os Ajustes Tarifários Realizados e Devidos e Financeiros Apurados para CAESB Até 2012**

Análise e Resultados (Atualizados pelo IPCA até DEZ/2012)			
Movimentação Tarifária	Realizado	Devido	Total
RTP 2008 (mar/2008-fev/2009)	5,78%	9,64%	34.667.263,56
IRT 2009 (mar/2009-fev/2010)	5,77%	6,49%	37.638.396,12
IRT 2010 (mar/2010-fev/2011)	4,31%	0,69%	8.013.030,75
IRT 2011 (mar/2011-fev/2012)	7,23%	9,22%	22.434.936,65
IRT 2012 (mar/2012-dez/2012)	11,20%	4,86%	-38.902.744,84
<b>TOTAL</b>			<b>R\$ 63.850.882,24</b>

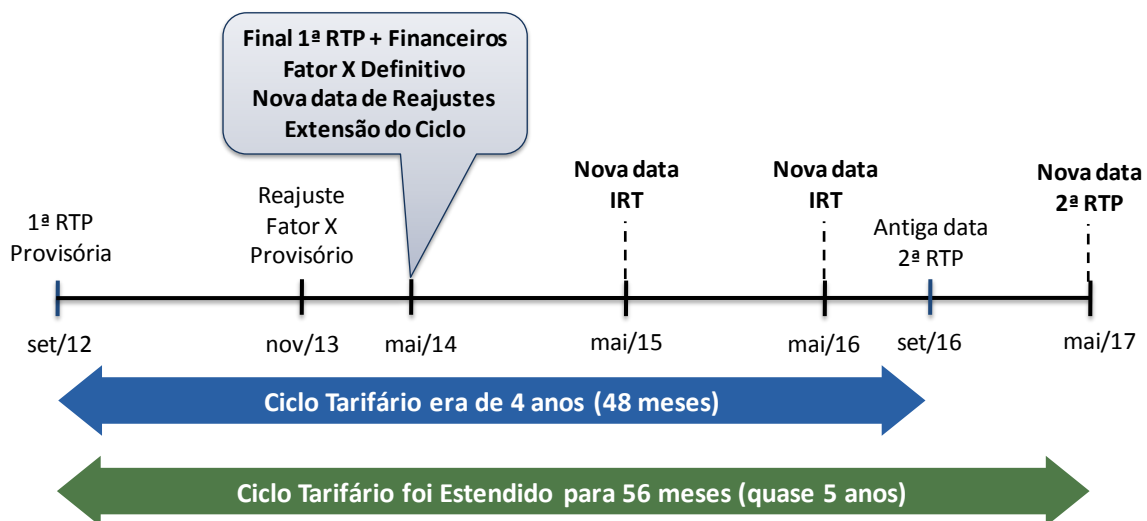
Fonte: Anexo IX da NOTA TÉCNICA Nº 003/2013 – SEF/ADASA.

A 1ª RTP da SABESP apresentou diversas alterações em relação ao que havia sido definido previamente, devido ao atraso na finalização do laudo de avaliação dos ativos, entregue apenas em dezembro de 2013. A ARSESP alterou a data da RTP para maio de 2014, o que permitiu a revisão do trabalho da empresa avaliadora e a definição da BAR final. Em maio de 2014, foi concluída a 1ª RTP, realizando-se os ajustes econômicos e financeiros, além do cálculo do Fator X definitivo.

A 1ª RTP que deveria ter uma duração de quatro anos (48 meses), entre setembro de 2012 a setembro de 2016, foi estendida até maio de 2017 em consequência da alteração da data de aniversário de reajustes tarifários de setembro para maio. Assim, o primeiro ciclo tarifário passou a compreender um período de quase cinco anos (56 meses). A Figura 10 ilustra as alterações ocorridas para o 1º ciclo tarifário da concessionária.



**Figura 10 - Alterações no 1º Ciclo Tarifário da SABESP**



O ajuste econômico foi feito recalculando-se a tarifa de equilíbrio ( $P_0$ ) inicial com o valor definitivo da BAR, resultando em um  $P_0$  de R\$ 2,51/m<sup>3</sup>. Em seguida, foi efetuado o ajuste financeiro, para compensar as diferenças entre a receita devida e a verificada no período até maio de 2014, resultando em um  $P_0$  de R\$ 2,56/m<sup>3</sup>. Após o ajuste financeiro foram efetuados ajustes de inflação, primeiramente, substituindo o IPCA estimado para 2012 pelo IPCA realizado deste ano e, posteriormente, ajustando monetariamente a tarifa de dezembro de 2012 para maio de 2014, o que gerou um  $P_0$  de R\$ 2,78/m<sup>3</sup>. De posse da nova tarifa, apurou-se a variação entre a tarifa média vigente, autorizada em novembro de 2013, que era de R\$ 2,61/m<sup>3</sup>, com a nova tarifa (R\$ 2,78/m<sup>3</sup>), resultando em um ajuste tarifário de 6,57%.

Adicionalmente, foi aplicado o Fator X definitivo. Considerou-se para o Fator X o percentual de 1,13%, correspondente ao novo Fator X anual (0,93%) estendido para um período de 20 meses e deduzido do Fator X aplicado no reajuste anterior (0,42%). O novo Fator X (1,13%) foi deduzido do ajuste tarifário calculado anteriormente (6,57%), resultando em um reajuste tarifário final de 5,44%, o que gerou um  $P_0$  final, para maio de 2014, igual a R\$ 2,75/m<sup>3</sup>.

A Figura 11 apresenta um resumo dos ajustes realizados para determinação do reajuste tarifário aplicado pela ARSESP em maio de 2014 para a SABESP.

**Figura 11 – Resumo da Determinação do  $P_0$  para maio de 2014 para SABESP**

Discriminação	Variação	Valor	
1. $P_0$ Inicial: Calculado no FCD para o ciclo PN (IPCA est. dez12)		2,51734	Recálculo $P_0$ (BAR final)
2. $P_0$ c/ ACR e adequação novo ciclo (IPCA est. dez12)	+ 1,738%	2,56110	Ajuste Financeiro entre a receita devida e a homologada
3. $P_0$ com IPCA real de 2012 (1,05839/1,0542)	+ 0,397%	2,57127	
4. $P_0$ a preços de março/2014 (IPCA <sub>mar14</sub> / IPCA <sub>dez12</sub> )	+ 8,214%	2,78248	
5. Tarifa Média Vigente (autorizada em nov/2013)		2,61081	
6. Ajuste Tarifário antes do fator X: (4)/(5)		6,5754%	
7. Fator X líquido (pró-rata p/mai14)		1,1346%	
8. Ajuste após Fator X: (6)-(7) (corrige tabela)		5,4408%	
Fator X anual = 0,9386%	$P_{11Mai14} =$	2,75286	
Fator X aplicado no reajuste nov/2013 0,4297%			

Fonte: Nota Técnica Final nº RTS/004/2014 - ARSESP.

Diante do exposto, a GASMIG solicita que seja considerado um componente financeiro adicional na tarifa que possibilite que a Companhia recupere a diferença entre a receita devida com a margem média calculada pela requerida na RTP e a receita faturada desde o início de 2018.

## 10. Segregação da Receita Requerida em Comercialização e Distribuição

### Proposta SEDECTES:

Como a concessionária não enviou a discriminação dos custos e ativos segundo a atividade de distribuição e comercialização, a SEDECTES formulou a Receita Requerida a partir de montantes empregados na indústria. Baseando-se em valores publicados pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) durante o terceiro ciclo tarifário das concessionárias COMGÁS e GNSPS (Gás Natural São Paulo Sul), a Secretaria adotou a relação de 1,75% apresentada na Tabela 45.

**Tabela 45 - Recopilação de Práticas Nacionais**

Concessionária	% Custos comerc.	Fonte
COMGAS	1,90%	NT Final - Maio 2009
GNSPS	1,60%	NT GNSPS 04/2010 - Abril 2010
	<b>1,75%</b>	

A SEDECTES estabelece a seguinte relação entre os montantes para a receita requerida entre distribuição e comercialização expressa pela Tabela 46.

**Tabela 46 - Montantes das receitas requeridos dos serviços de distribuição e comercialização**

	Total	Distribuição	Comercialização
VP Receita Requerida (MM R\$)	1.410,17	1.385,50	24,68

### 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 em 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 concentrado 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.

Aspectos relevantes do marco regulatório do transporte de gás natural estão, todavia, em discussão após a conclusão dos trabalhos do esforço setorial que acompanhou o programa Gás para Crescer. Entre os resultados deste esforço setorial encontram-se modificações importantes na situação jurídico-institucional do transportador, na regulação da comercialização e no acesso para os gasodutos de escoamento da produção, nas instalações de processamento, tratamento, liquefação e regaseificação de gás natural, que passa a ser negociado. Outro entrave é a legislação tributária, que não é clara quanto a forma e o peso da cobrança de tributos interestaduais nas operações típicas do mercado livre. Estas matérias estão sendo tratadas em propostas de Projetos de Lei e discutidas no Congresso Nacional. Espera-se que ao longo do ano de 2019 elas sejam materializadas em novas leis e regulamentos que afetarão o setor de gás natural e a distribuição de gás canalizado em todo o país.

O mercado livre de gás natural no Estado de Minas Gerais foi regulamentado pela então Secretaria de Desenvolvimento Econômico (SEDE), através da resolução nº 17, de 09 de dezembro de 2013. Desde então, passados mais de 4 anos, devido ao contexto geral do mercado livre brasileiro, apenas um comercializador 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.

Ademais, observa-se que a distinção entre tarifa de distribuição e comercialização não é amplamente aplicada no setor de gás canalizado no Brasil. As empresas CEG e CEG-Rio, que

estão entre as maiores distribuidoras do país, possuem em seus contratos de concessão um dispositivo que assegura à concessionária o recebimento de tarifa sem redutor para os usuários nos casos de aquisição diretamente ao produtor de mais de 100 mil m<sup>3</sup> de gás canalizado. Este tratamento pode ser observado no trecho transcrito abaixo do parágrafo 18 da Cláusula 7 do Contrato de Concessão dessas Companhias.

*“Consumidores que queiram adquirir mais de 100.000 m<sup>3</sup> (cem mil metros cúbicos) de gás canalizado por dia poderão efetuar tal aquisição diretamente do produtor (...). Em qualquer caso, durante todo o prazo da concessão, **fica assegurado à CONCESSIONÁRIA o recebimento de tarifa equivalente à diferença entre o valor limite da CONCESSIONÁRIA para o tipo de consumidor em questão, e o preço que ela, CONCESSIONÁRIA, paga na aquisição de gás, da mesma supridora**”.* (grifo nosso)

Ainda sobre o tema, no Art. 2º a Deliberação nº 1.250/2012 sugere a alteração dos volumes mínimos para consumidores industriais para 25.000 m<sup>3</sup>/dia, conforme descrito a seguir.

*“i. 1) onde consta o volume mínimo de 100.000 m<sup>3</sup>/d de gás canalizado, como requisito de enquadramento do Consumidor Livre, alterar o volume mínimo para 25.000 m<sup>3</sup>/d de consumo de Gás canalizado, somente para os consumidores industrias, mantendo o limite de 100.000 m<sup>3</sup>/d para os demais agentes.”*

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.