

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

CONTRIBUIÇÃO RELATIVA À NOTA TÉCNICA Nº 01/2016-SEDE

**Determinação da Taxa de Custo de Capital para Processo de
Revisão Tarifária da Concessionária GASMIG**

19/08/2016

1.	INTRODUÇÃO	3
2.	CONTEXTUALIZAÇÃO	5
2.1.	Contexto Macroeconômico	5
2.2.	Contexto da Indústria do Gás Canalizado no Brasil e em Minas Gerais.....	8
2.3.	Comparação da GASMIG com Outras Empresas	10
3.	ESTRUTURA DE CAPITAL.....	17
4.	TAXA LIVRE DE RISCO	20
5.	AMOSTRA DO BETA.....	21
6.	RISCO DE REGIME REGULATÓRIO.....	24
7.	TAXA DE IMPOSTOS AMERICANA	25
8.	PRÊMIO DE RISCO DE TAMANHO DA EMPRESA	26
9.	RISCO PAÍS	29
10.	RISCO DE CRÉDITO	30
11.	INFLAÇÃO NORTE AMERICANA.....	33

1. Introdução

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

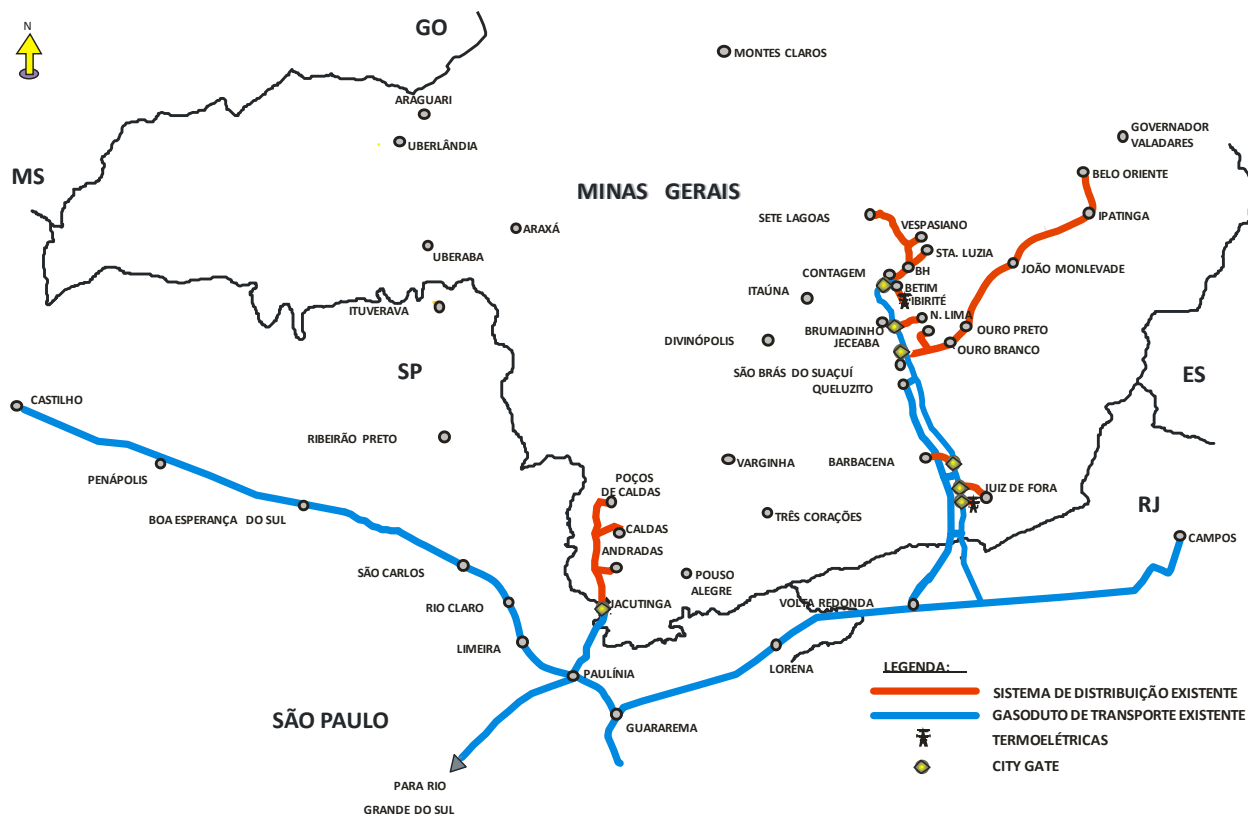
A GASMIG é distribuidora exclusiva de gás canalizado em todo o território mineiro, e desenvolveu toda a estrutura de distribuição de gás hoje disponível no Estado, com mais de R\$ 1,3 bilhão de reais investidos, atendendo aos segmentos: industrial, comercial, residencial, gás natural comprimido, automotivo, cogeração e termelétrico. Nos últimos 10 anos, a empresa dobrou seu volume vendido e registrou em 2015 um consumo de gás natural de 3,88 milhões de m³/dia. Em abril de 2016, a concessionária já atendia a 5,4 mil clientes e possuía uma extensão de rede de distribuição de 983,1 km.

Desde 2009, a GASMIG investiu em média 140 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 km². Esta dimensão territorial é maior do que a de países como França, Suécia e Espanha. Apesar da grande extensão territorial, em Minas Gerais não existem gasodutos de transporte cruzando boa parte do estado. Apenas 3 gasodutos de transporte atendem o estado de Minas Gerais: os gasodutos Gasbel I e II, originários do Rio de Janeiro com extensão até Belo Horizonte abrangendo parte do sudeste do estado, e o Gasoduto Paulínia-Jacutinga que entrega o gás natural praticamente na fronteira da região Sul do estado, como mostra a Figura 1. Cabendo 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.

Figura 1 – Malha de Gasodutos no Estado de Minas Gerais



Fonte: GASMIG.

As tarifas da GASMIG são reguladas e estabelecidas pela Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais – SEDE. O Regulador estabelecerá as regras e condições para a revisão tarifária periódica (RTP) das tarifas e os reajustes tarifários anuais (IRTs), que visam 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 01/2016-SEDE encaminhada à Consulta Pública e que apresenta proposta de metodologia e resultado da taxa de remuneração de capital a ser aplicada na 1ª RTP da GASMIG.

2. Contextualização

2.1. Contexto Macroeconômico

O Brasil enfrenta atualmente uma grave crise econômica que impacta fortemente as empresas do país. Ao verificar a evolução dos principais indicadores da economia brasileira na Tabela 1, fica evidenciado uma mudança de tendência a partir de 2014 e uma abrupta deterioração do contexto macroeconômico no país em 2015.

Tabela 1 - Histórico e Projeções de Indicadores da Economia Brasileira

	Selic (% a.a.) - média das expectativas anuais ¹	Inflação IPCA (% a.a.) ²	Câmbio - média de período (R\$/US\$) ³	PIB (% a.a. real) ⁴
2008	12,45	5,90	1,83	5,09
2009	10,15	4,31	2,00	-0,13
2010	9,89	5,91	1,76	7,53
2011	11,76	6,50	1,67	3,91
2012	8,63	5,84	1,95	1,92
2013	8,29	5,91	2,16	3,01
2014	10,96	6,41	2,35	0,10
2015	13,47	10,67	3,33	-3,80
2016*	14,05	7,31	3,51	-3,35
2017*	11,76	5,41	3,61	1,04
2018*	10,78	4,87	3,77	2,05
2019*	10,35	4,68	3,82	2,27
2020*	10,10	4,62	3,88	2,29

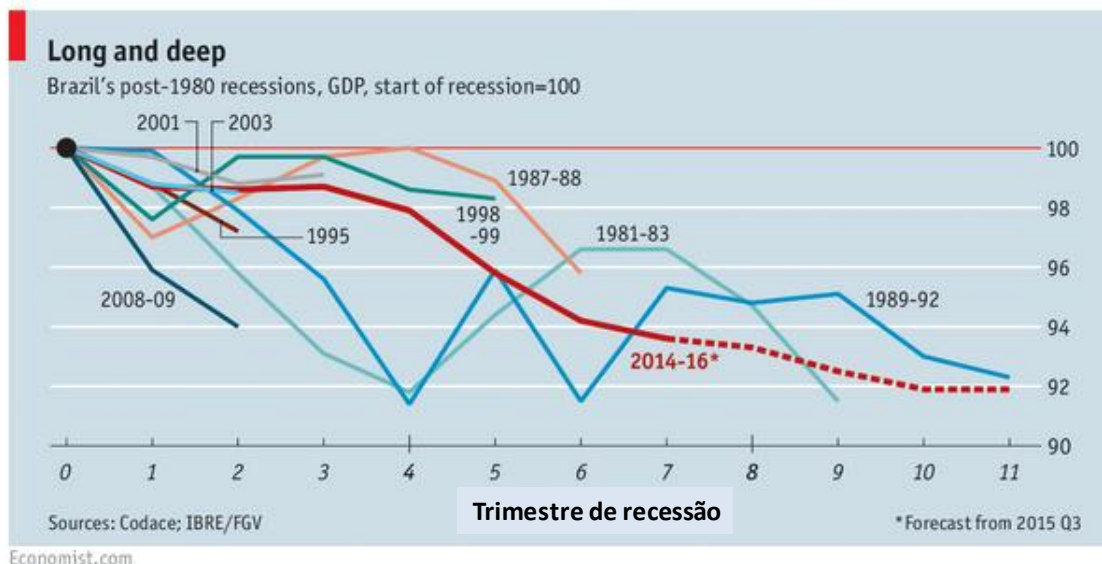
Fontes: (1) Ipeadata - via BCB Boletim/M. Finan. Projeções de 2016 a 2020 via BCB, Sistema de Expectativas de Mercado, 2016; (2) Ipeadata - via IBGE. Projeções de 2016 a 2020 via BCB, Sistema de Expectativas de Mercado, 2016; (3) Ipeadata - via BCB Boletim/BP. Projeções de 2016 a 2020 via BCB, Sistema de Expectativas de Mercado, 2016; (4) Sistema Gerenciador de Séries Temporais, BCB - via IBGE. Projeções de 2016 a 2020 via BCB, Sistema de Expectativas de Mercado, 2016.

Em 2015 a taxa de juros SELIC atingiu o maior patamar desde outubro de 2006; a inflação ficou acima do limite superior da meta, fato que ocorreu pela última vez em 2003; o desemprego, que vinha em queda, retornou em um ano a taxas médias superiores às de cinco anos atrás; o dólar ficou 41% mais caro, se comparado com a média de 2014, atingindo a maior média anual desde o início do Plano Real e; o PIB decresceu de forma considerável mesmo comparado ao período da mais recente crise internacional de 2008/2009.

Esta abrupta mudança de tendência não é mais um fato extraordinário e passageiro. As previsões de analistas de mercado, organizadas pelo Banco Central do Brasil no Relatório Focus (2016) mostram que a mudança verificada em 2015 produzirá impactos pelo menos até 2019.

Este quadro de uma longa recessão para economia brasileira foi recentemente enfatizado em reportagem feita pela Revista Inglesa *The Economist*, especializada em análises econômicas e financeiras. De acordo com a Figura 2, a queda da atividade econômica projetada para o período 2014-2016 apresenta-se como uma das piores recessões verificadas no país, prevendo-se que esta tendência persista por vários trimestres e com lenta recuperação.

Figura 2 - Duração e Intensidade de Recessões Econômicas desde a década de 1980



Fonte: The Economist, Janeiro, 2016.

É importante frisar que esta situação não afeta apenas a GASMIG e tampouco pode ser por ela gerenciada. Trata-se de uma mudança radical nos cenários macroeconômicos do país que afeta parâmetros cruciais para a sustentabilidade de atividades de infraestrutura.

Esta situação adversa também afetou sobremaneira a economia mineira. Em 2015, o PIB do estado caiu 4,9% apresentando uma retração superior à do Brasil, que foi de 3,8% no período. O setor que mais se retraiu na economia mineira foi o industrial, cuja produção sofreu queda de 9,1% em 2015, ainda mais acentuada do que a redução de 6,2% verificada no Brasil. Este desempenho da indústria tem afetado consideravelmente a GASMIG, uma vez que o segmento é responsável por mais de 90% do volume não termoeletrônico consumido de gás natural, com destaque para empresas de mineração, siderurgia e do setor automotivo que sofreram duramente o impacto da crise econômica. Para o ano de 2016 a projeção é que o PIB mineiro continue apresentando uma queda de 4,0%¹, maior do que a redução de 3,3% projetada para o país.




O crescente risco para os investimentos em infraestrutura fica bem evidenciado em estudo da Secretaria de Acompanhamento Econômico (SEAE) do Ministério da Fazenda, publicado em setembro de 2015², em que se verifica claramente que há uma tendência de alta nos custos de

¹ <http://www.acobrasil.org.br/congresso2016/english/imprensa/noticias/economia-de-minas-gerais-recuou-8-3-em-janeiro>

² SEAE (2015) Infraestrutura Brasil, p.2, Ministério da Fazenda.

capital em decorrência das alterações no cenário macroeconômico e nas condições de financiamento. Esta mudança considerável de cenários conduziu a uma elevação nas taxas de custo ponderado de capital (WACC na sigla em inglês) aplicadas nos leilões de portos, rodovias e de aeroportos conforme é apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Novos WACCs para Concessões de Rodovias, Aeroportos e Portos

	Anterior		Atual	
	WACC	Nota técnica	WACC	Nota Técnica
 Rodovias	7,2%	318/2013	9,2%	002/2015
 Aeroportos	6,63%	675/2013	8,5%	005/2015
 Portos	8,0%	853/2013	10,0%	003/2015

Fonte: Seae/MF, 2015.

Conforme transcrito abaixo, o Ministério da Fazenda atualizou o cálculo do WACC de forma a reequilibrar a relação de risco e retorno devido às mudanças da economia e condições de financiamento.

“O Ministério da Fazenda atualizou os parâmetros balizadores de cálculo do WACC (Weighted Average Cost of Capital) para os próximos leilões de arrendamentos de portos, de rodovias e de aeroportos. Com base nessas atualizações, o custo médio real ponderado de capital – WACC– ficou em 10% a.a. para portos, 9,2% a.a para rodovias e 8,5% a.a. para aeroportos. Deve-se frisar que este valor corresponde ao retorno esperado real, já descontada a inflação e após impostos. Com um WACC mais elevado, criam-se condições para o aumento dos investimentos e maior universalização dos serviços. Desta forma, espera-se uma TIR nominal de longo prazo entre 17% a.a. e 19% a.a..

Este movimento reequilibrou o binômio risco e retorno frente às mudanças no cenário macroeconômico e em razão de alterações nas condições de financiamento. As atualizações são importantes para manter a rentabilidade dos investimentos em nível compatível com os riscos assumidos e em patamar compatível com a atração de capital para novos empreendimentos, assegurando-se a confiança dos investidores em manter e em expandir seus planos de negócios. Desta forma, abre-se a possibilidade para que as tarifas cubram os custos da operação ao

mesmo tempo em que sustentam uma taxa de retorno razoável sobre os investimentos em nível compatível com a realidade brasileira” (grifo nosso)³.

Diante deste contexto, é fundamental que o cálculo do WACC regulatório para a 1ª RTP da GASMIG mantenha consistência com a tendência geral de risco crescente de investimento em infraestrutura e preserve a atratividade do negócio de distribuição de gás canalizado. Neste sentido, é crucial a formulação de uma análise de consistência global dos valores encontrados para a GASMIG, com os resultados recentes de processos regulatórios em outros setores de infraestrutura e com retornos de aplicações financeiras com risco equivalente ou menor.

2.2. Contexto da Indústria do Gás Canalizado no Brasil e em Minas Gerais

A GASMIG sofre incertezas relacionadas à característica do mercado local que trazem riscos adicionais para a atividade de distribuição de gás canalizado no país. Entre os fatores que fomentam tais riscos encontram-se:

- Natureza da demanda: os consumidores de gás são sensíveis às oscilações de preço dado a possibilidade de substituição do energético, sendo que o preço do gás não é controlado pela GASMIG. O consumo não termoeletrônico é concentrado em menos de 20 grandes clientes responsáveis por 85% do consumo, principalmente dos setores de mineração, siderurgia e automotivo que possuem alto poder de barganha com seus fornecedores. Esta característica reduz o poder de mercado da concessionária e eleva substancialmente o risco de mercado, afastando seu contexto de uma situação clássica de concessão de serviços públicos como de energia elétrica e saneamento.
- Efeitos de único supridor de gás natural: a GASMIG não consegue diversificar o seu portfólio de fornecedores, gerando dependência e inseguranças quanto ao preço de aquisição do gás natural e competição com outros energéticos. O único supridor detém o controle do transporte e da produção da maioria dos energéticos substitutos, tais como: óleo combustível, diesel e GLP. Essa posição deixa o supridor em clara vantagem na definição de regras e compromissos contratuais na aquisição de gás natural.
- Efeitos da dupla regulação: a existência de regulação federal e estadual no setor de gás canalizado aumenta incertezas devido a maior probabilidade de decisões não consistentes e geração de distorções. O preço final do gás natural é afetado consideravelmente pelas parcelas relativas às atividades de exploração & produção e transporte que, por sua vez, são reguladas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). Logo, a competitividade do energético na ponta do consumidor depende de uma regulação (pró-competitiva) que está fora da alçada estadual. Este contexto, não gerenciável tanto pela GASMIG como pela SEDE, gera incertezas e riscos adicionais à atividade particularmente em áreas onde o mercado ainda se desenvolve.
- Duração e condições dos contratos: descasamento da duração dos contratos de suprimento com os de fornecimento, sobretudo nas questões das exigências de “take or pay” e “ship or pay” no suprimento. As condições exigidas pelos consumidores, suscetíveis

³ SEAE (2015) Infraestrutura Brasil, p.2, Ministério da Fazenda

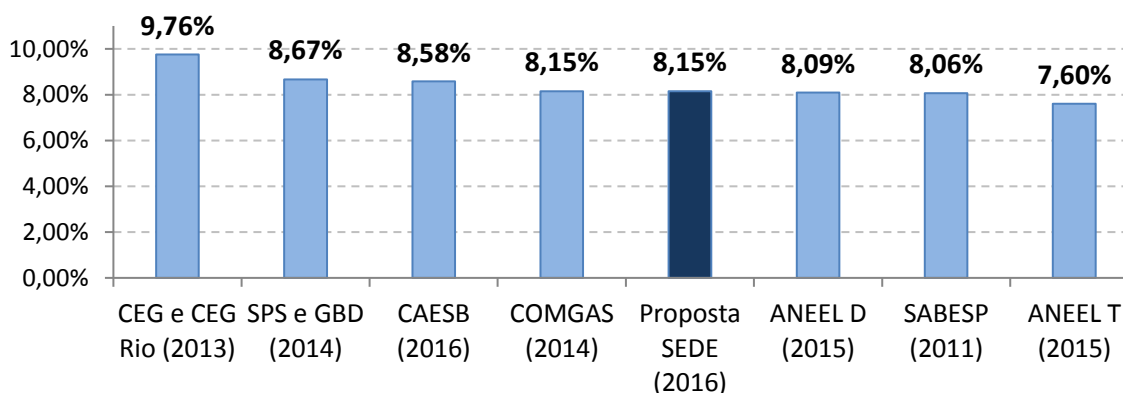
à substituição energética, não necessariamente viabilizam o repasse das exigências contratuais do supridor único o que aumenta adicionalmente o risco do negócio na distribuição de gás canalizado.

- Características econômicas e geográficas de Minas Gerais: a área de concessão da GASMIG traz desafios e riscos específicos para o desenvolvimento do mercado de gás natural, função da grande dimensão territorial, elevada dispersão dos clientes e reduzida malha de gasodutos de transporte, o que não se verifica em outros estados da região Sudeste como São Paulo e Rio de Janeiro.

Esses fatores contribuem para o aumento do risco sistêmico do setor e devem ser considerados quando da determinação do custo de capital dentro dos processos de revisão tarifária periódica no país e em Minas Gerais.

Apesar do contexto e particularidades da indústria do gás canalizado em que a GASMIG está inserida, a SEDE propôs uma taxa de WACC regulatório similar à observada em outros setores em que o risco do negócio é consideravelmente inferior, como nos casos da energia elétrica e do saneamento, como mostra o Gráfico 1.

Gráfico 1 – WACCs Setores de Infraestrutura Nacionais



Enquanto na distribuição de energia elétrica existe um mercado cativo substancial, um atendimento praticamente universalizado e uma cultura do uso da eletricidade historicamente consolidada, na distribuição de gás natural há a concorrência com outros energéticos, como óleo combustível e GLP, carvão mineral, coque de petróleo, lenha entre outros combustíveis um mercado a desenvolver e hábitos de consumo ainda pouco difundidos na maior parte dos segmentos e no país. Além disso, o gás natural tem atualmente apenas um fornecedor, enquanto as distribuidoras de energia elétrica têm política de aquisição específica, através de leilões e de compras no mercado livre.

Com relação ao saneamento, este setor é composto praticamente por consumidores cativos, o que minimiza em grande parte o risco de mercado, sendo igualmente uma atividade verticalmente integrada o que reduz sobremaneira os riscos relativos ao suprimento.

No caso das empresas de gás canalizado, CEG, CEG Rio, COMGAS, SPS e GBD as taxas de remuneração de capital foram publicadas em 2013 e início de 2014, período anterior a crise econômica no Brasil. Caso os WACCs dessas empresas fossem definidos atualmente, a tendência seria de taxas de remuneração mais elevadas em função do aumento do risco de investimentos em infraestrutura no Brasil.

A simples comparação sugerindo para a GASMIG, o mesmo WACC proposto para a COMGAS em 2014, revela a sua inexequibilidade dadas as diferenças de porte, estágio de maturidade do mercado, período de apuração anterior à crise brasileira e mesmo o fato de que o valor de 8,15% não foi aplicado no estado de São Paulo, estando suspensa a decisão sobre o WACC até o momento.

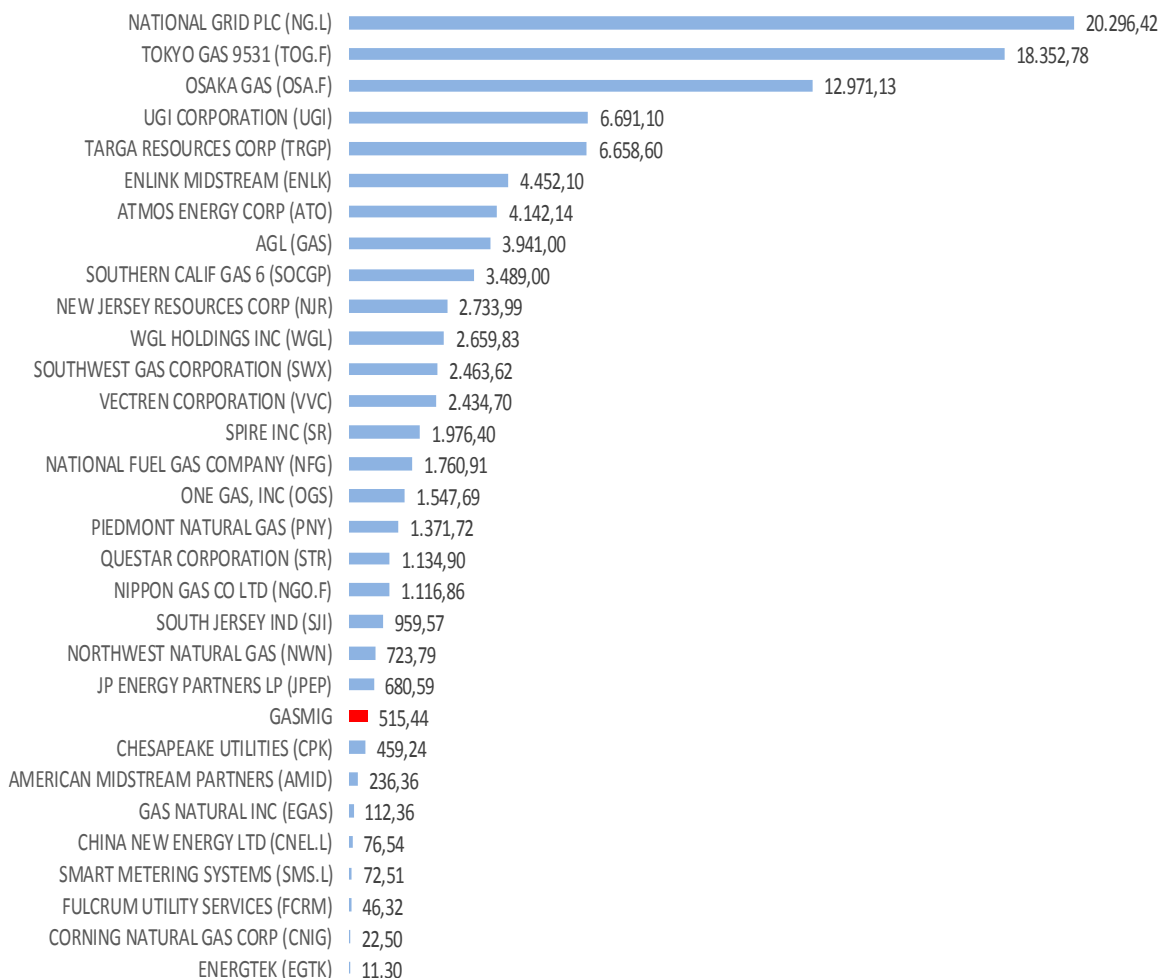
Constatam-se por estas comparações que a proposta da SEDE necessita de aderência ao cenário regulatório brasileiro e conduz a uma taxa regulatória que subestima os riscos da atividade e dos desafios enfrentados pela Companhia no desenvolvimento de sua concessão. Esta situação prejudica fortemente a captação de recursos próprios e de terceiros, o que inviabiliza os planos de investimento e expansão da Companhia.

2.3. Comparação da GASMIG com Outras Empresas

A área de concessão da GASMIG, com 588 mil km² de extensão e 853 municípios, pode ser considerada como “*Greenfield*” no que se refere ao mercado de gás natural, isto é, possui um grande potencial a ser explorado na distribuição, sendo que, todavia, se começa o atendimento no segmento residencial. Isso significa que a Companhia corre um risco ainda maior em relação às áreas de concessão mais desenvolvidas da CEG e COMGÁS em função de ofertar energético ainda não consolidado no mercado, além de necessitar de pesados investimentos para aumentar a área de cobertura e o atendimento.

Essas características e o menor porte da GASMIG ficam evidenciados quando a concessionária é comparada com outras empresas que atuam no segmento de gás natural. O Gráfico 2 mostra que na comparação com as empresas estrangeiras do setor de gás natural, utilizadas pela SEDE para o cálculo do parâmetro beta do WACC, a GASMIG tem uma das menores receitas anuais da amostra, no valor de US\$ 515,4 milhões em 2015.

Gráfico 2 - Receitas em US\$ milhões (2015/2016)

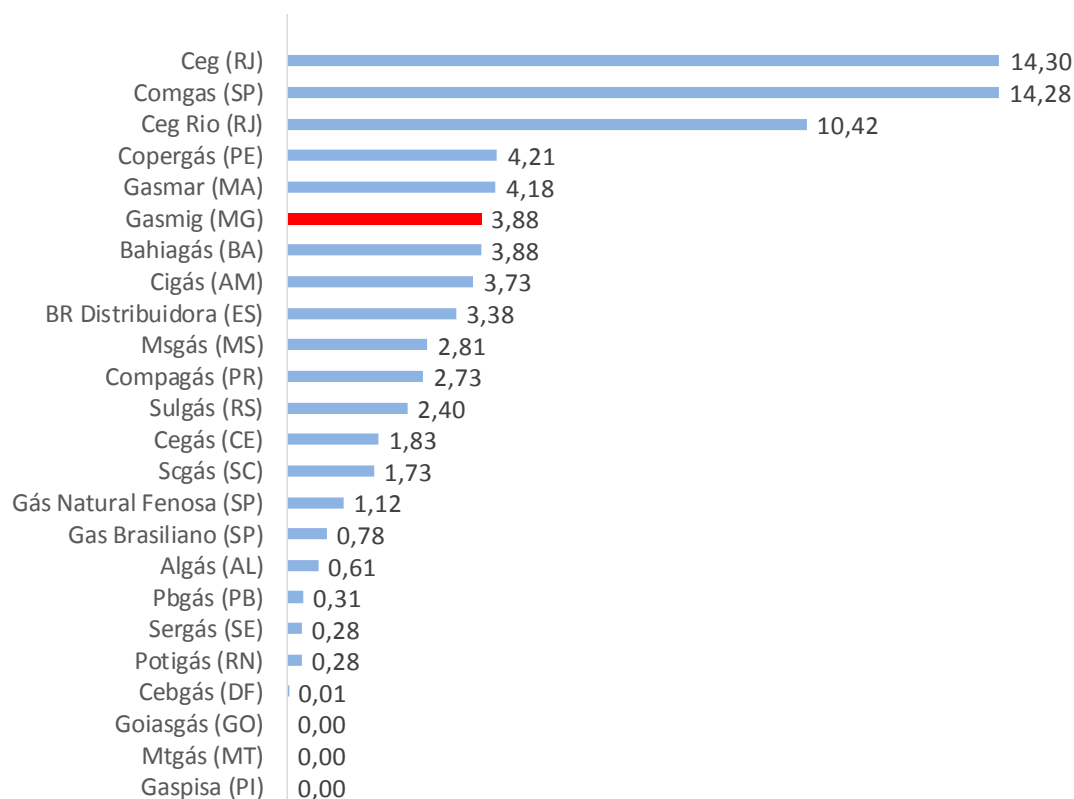


Fonte: Relatórios Anuais mais atualizados nos sites das empresas

Na comparação com as distribuidoras de gás natural brasileiras, verifica-se em diversos indicadores que a GASIMIG também se apresenta como uma empresa *Greenfield* do setor com um porte relativamente pequeno e muitos mercados a serem desenvolvidos.

No comparativo do consumo de gás natural com as demais distribuidoras brasileiras, apresentado no Gráfico 3, observa-se que a GASIMIG, com 3,88 milhões de m³/dia, se situa em posição intermediária com volumes similares às empresas do Nordeste, onde o mercado ainda está em desenvolvimento.

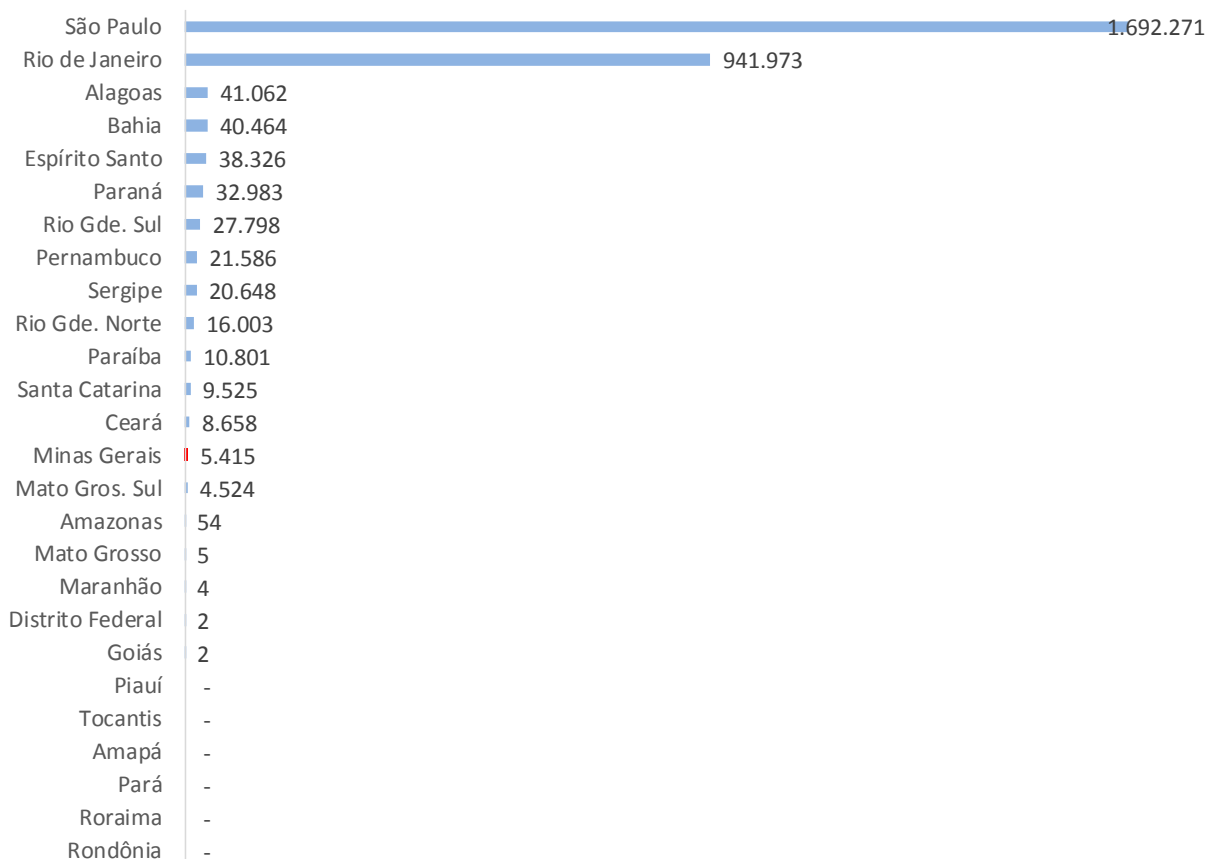
Gráfico 3 - Consumo de Gás Natural (milhões de m³/dia) 2015



Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (Edição nº 109).

Conforme mostra o Gráfico 4, a concessionária possui apenas 5,4 mil clientes, quantidade muito inferior ao número de clientes em áreas de concessão com mercados mais desenvolvidos como em São Paulo (1,6 milhões de clientes) e no Rio de Janeiro (941,9 mil clientes). Portanto, não é possível comparar o contexto de mercado em Minas Gerais com o verificado nestes outros dois estados do Sudeste, onde o energético já tem uma base de consumo consolidada e faz parte dos hábitos de uso nos diversos segmentos, inclusive residencial.

Gráfico 4 - Número de Clientes

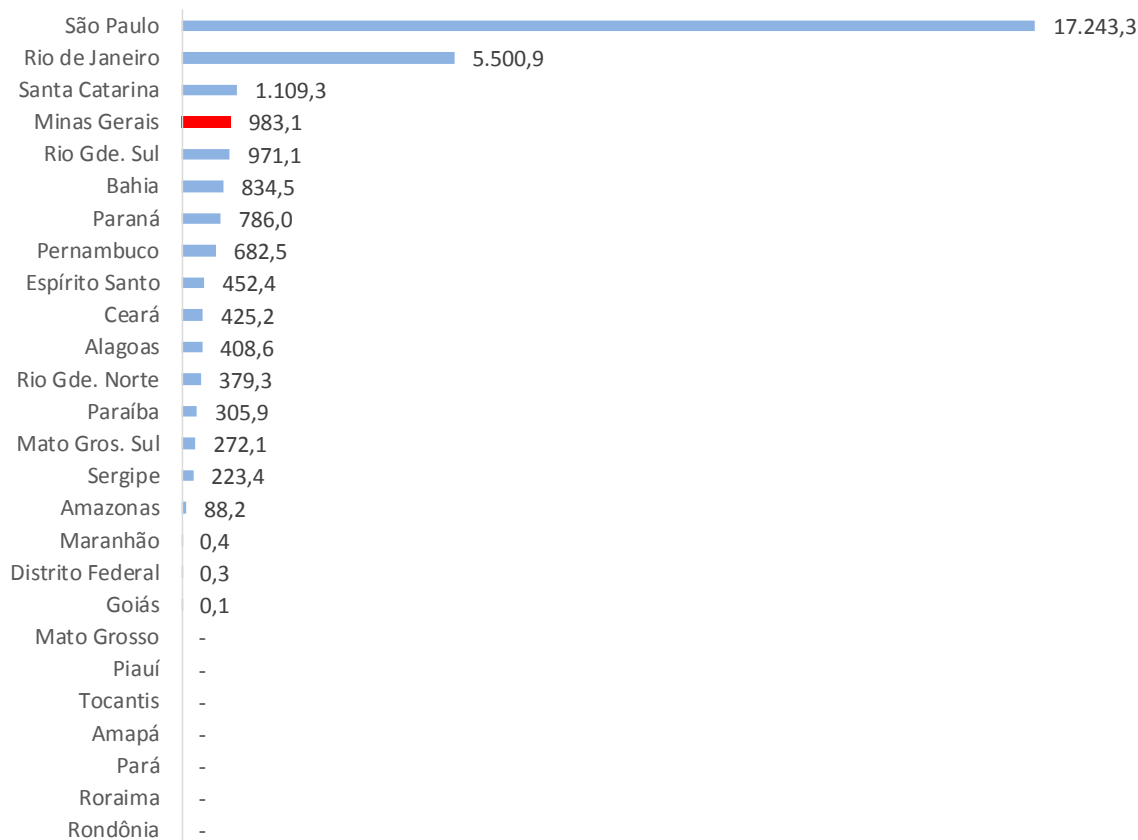


Fonte: ABEGÁS abr/2016.

De acordo com o Gráfico 5 os estados do Rio de Janeiro e São Paulo possuem 17,2 mil km e 5,5 mil km de rede de distribuição de gás canalizado, respectivamente. Enquanto em Minas Gerais a extensão de rede é de 983,1 km, a maioria em aço carbono, necessitando ainda de grandes investimentos na sua expansão.

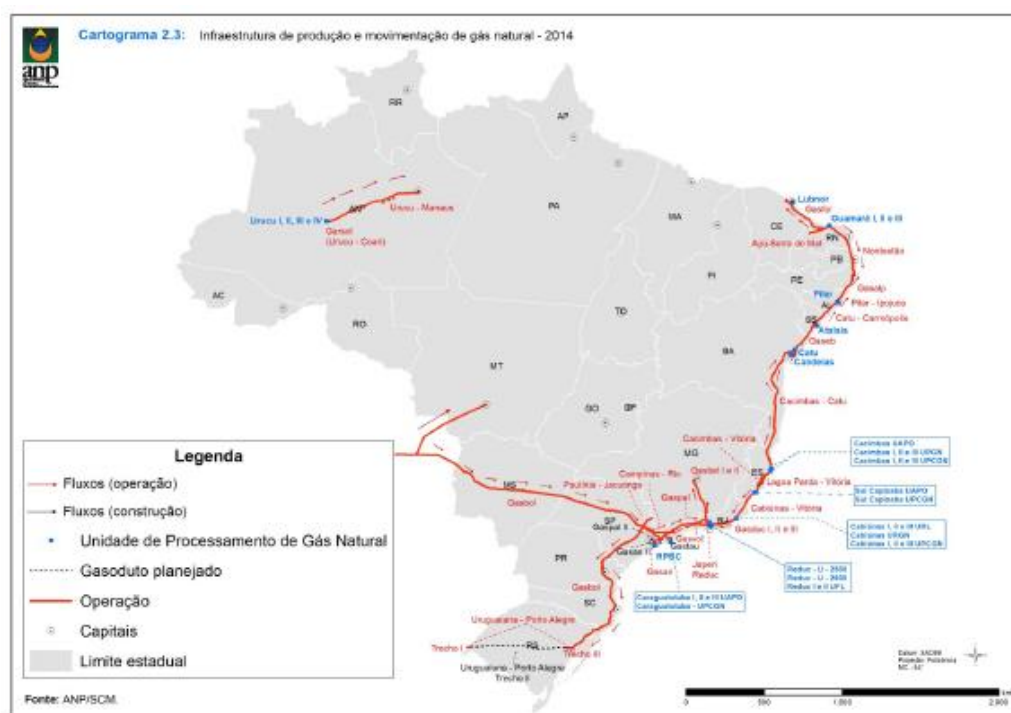
Este déficit de infraestrutura é ainda mais acentuado quando consideramos que a área de concessão da GASMIG, com 588,0 mil km², é consideravelmente mais extensa do que as da CEG/CEG Rio e da COMGÁS, que abrangem apenas 43,6 mil km² e 53,7 mil km², respectivamente. É importante notar ainda que o Rio de Janeiro e São Paulo tem grande parcela dos seus territórios cortada por gasodutos de transporte, o que não ocorre em Minas Gerais, como mostra a Figura 3.

Gráfico 5 - Extensão de Rede (km)



Fonte: ABEGÁS abr/2016.

Figura 3 – Malha de Gasodutos no Brasil



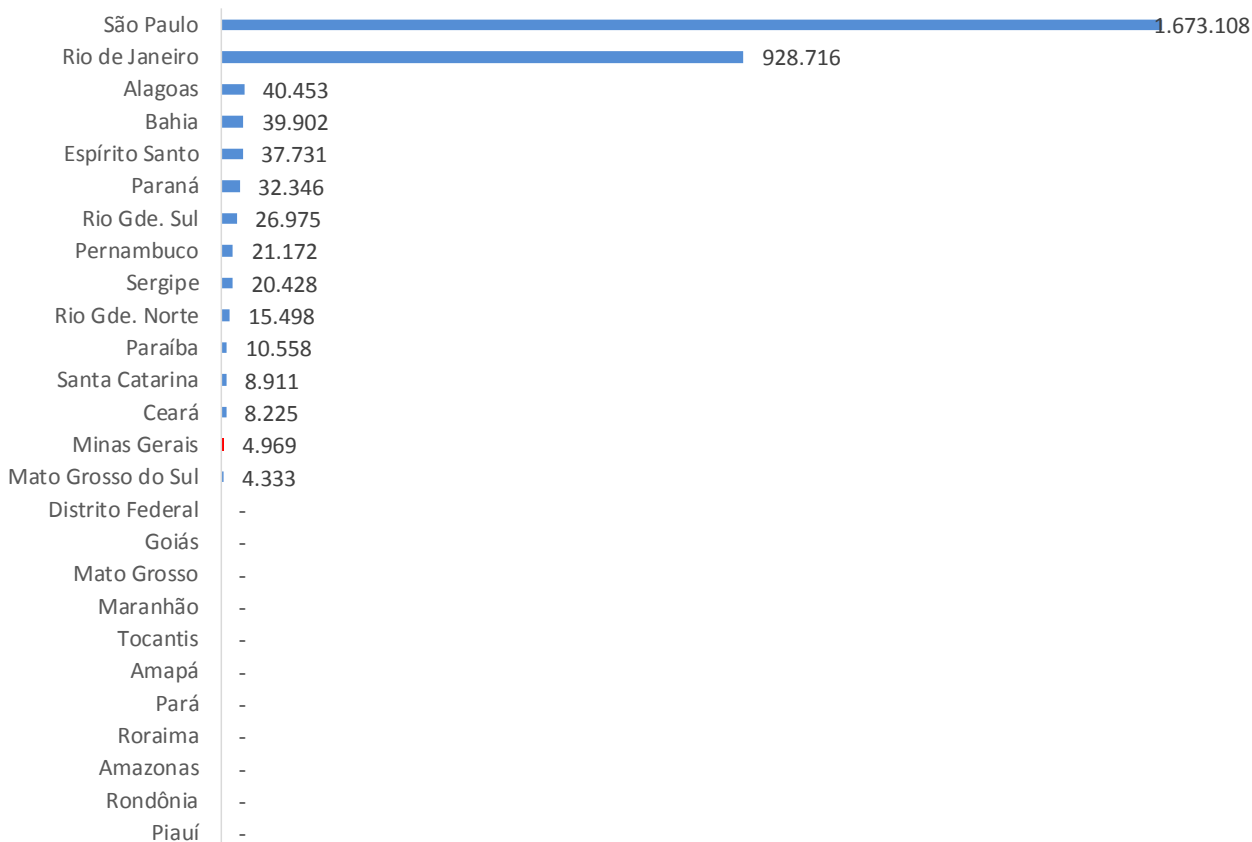
Fonte: Boletim Gás Natural nº 110, abr/16

Para que o mercado de gás se desenvolva em Minas Gerais, elevados investimentos em infraestrutura deverão ser realizados em uma região de grande dimensão geográfica e uma dispersão considerável dos mercados consumidores. Observa-se ainda que o grau de dificuldade para que os mercados em Minas Gerais possam ser atendidos é comparativamente maior que dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro tendo em vista que inexistem redes de transporte de gás canalizado em toda extensão territorial de Minas Gerais. Assim, gasodutos de grande porte e comprimento necessitam ser objeto de investimento exclusivo da GASMIG, como já aconteceu no desenvolvimento de regiões no Sul de Minas e no Vale do Aço.

Apesar do seu potencial de crescimento, e dos investimentos no adensamento da rede de distribuição a GASMIG possui ainda um número reduzido de clientes residenciais. Em abril de 2016, a concessionária mineira tinha 5 mil clientes residenciais contra 1,7 milhões da primeira colocada COMGÁS, conforme apresentado no Gráfico 6. No mesmo período, havia no Rio de Janeiro mais de 900 mil clientes residenciais.

O desenvolvimento do mercado residencial é uma das características de maturidade da indústria do gás natural, quando o energético passa a contar com ampla base de clientes com consumo agregado menos volátil do que o registrado no mercado industrial e térmico. Esta característica beneficia sobremaneira a sustentabilidade financeira das companhias nestes mercados que contam com uma fonte de receitas mais previsível e estável.

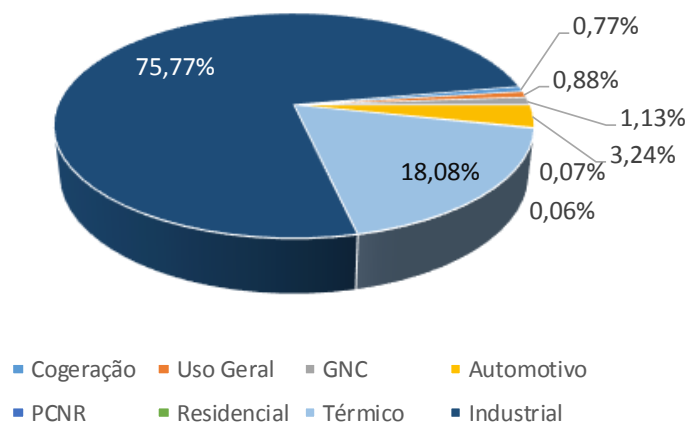
Gráfico 6 - Número de Clientes Interligados Residenciais



Fonte: ABEGÁS – abr/2016

A receita operacional da GASMIG é advinda em grande parte da classe industrial (75,77% de participação) enquanto a classe residencial corresponde a apenas 0,06%, como mostra o Gráfico 7.

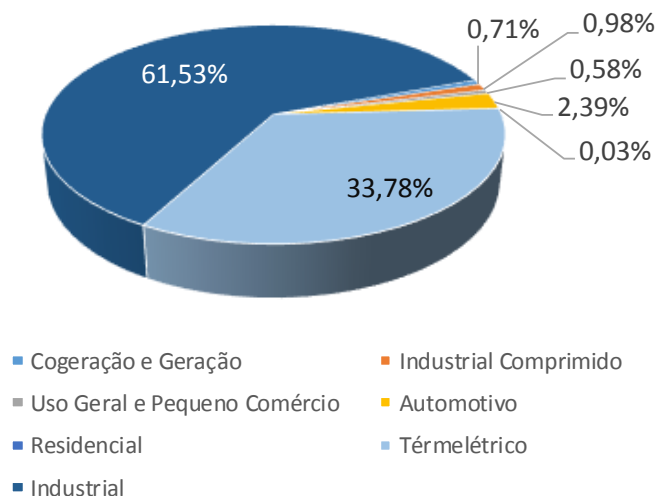
Gráfico 7 - Composição da Receita Operacional Bruta da GASMIG em 2015



Fonte: Relatório da Administração GASMIG - 2015

Da mesma forma, a estrutura de mercado da GASMIG é composta majoritariamente pela classe industrial, com 61,53% do total de mercado, enquanto a classe residencial corresponde a apenas 0,03% da base total, como mostra o Gráfico 8.

Gráfico 8 - Estrutura de Mercado da GASMIG em 2015 (em m³)



Fonte: Relatório da Administração GASMIG - 2015

A elevada proporção do segmento industrial mostra o elevado risco de substituição energética e de mercado vivenciado pela GASMIG, o que aumenta o risco do negócio da atividade de distribuição de gás natural em áreas onde o energético ainda se desenvolve.

Por outro lado, para que o mercado se diversifique e se consolide o consumo do energético no estado, serão necessários pesados investimentos compostos basicamente por uma infraestrutura fixa de redes e equipamentos específicos, caracterizada por custos afundados (baixo uso alternativo) e longos prazos de amortização. Dentro deste contexto desafiador, a expansão dos serviços de distribuição de gás canalizado, para outros mercados e regiões do estado, estará

condicionada pela atratividade do negócio e sua capacidade de realizar investimentos na forma de capital próprio e de terceiros.

Sendo assim, os riscos associados ao panorama macroeconômico, ao contexto da indústria do gás natural no Brasil e ao menor porte da GASMIG devem estar adequadamente considerados no cálculo do WACC regulatório, de modo a preservar a atratividade do negócio e gerar uma taxa de remuneração de capital adequada para a concessionária.

Visando este objetivo, a GASMIG apresenta pleitos específicos para os diferentes componentes da taxa WACC conforme elencados a seguir.

3. Estrutura de Capital

Proposta SEDE:

A estrutura de capital consiste das participações de capital próprio e de terceiros no capital total da concessionária. Para a estrutura de capital da GASMIG o Regulador considerou a divisão entre o somatório das dívidas onerosas de curto e longo prazo e o somatório do ativo intangível e financeiro no período entre 2011 e 2015 para uma amostra de 11 empresas de gás canalizado, conforme equação abaixo:

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

Onde:

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

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

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

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

O somatório da dívida onerosa dessas empresas entre 2011 e 2015 resultou em R\$ 20,1 bilhões, enquanto o somatório do ativo intangível e financeiro para as mesmas empresas e período totalizou R\$ 44,0 bilhões. A divisão entre a dívida e o ativo resultou em uma estrutura de capital regulatória de 45,88%, conforme mostra a Tabela 3.

Tabela 3 – Estrutura de Capital Proposta pela SEDE

Montante do Ativo Intangível e Financeiro (A) (em R\$ Milhares)	Montante da Dívida Curto e Longo Prazo (D) (em R\$ Milhares)	Estrutura de Capital Gás Brasil (D/A) %
44.000.501	20.186.104	45,88%

Considerações e proposta GASMIG:

O método proposto pela SEDE para o cálculo da estrutura de capital da GASMIG consiste de uma média ponderada da estrutura de capital das 11 empresas nos anos de 2011 a 2015, em que é atribuído maior peso a empresas com maior volume de ativos e dívida e aos anos com dados mais elevados.

A atribuição de peso mais elevado a empresas com maior porte de dívida e capital próprio distorce a realidade setorial, pois torna a média do indicador bastante influenciada pelas características das duas maiores áreas de concessão no país (CEG e COMGÁS) que são muito diferentes daquelas presenciadas na área da GASMIG e do restante do Brasil. Se desconsiderarmos as empresas CEG e COMGÁS da amostra utilizada pela SEDE verificam-se: (i) sete empresas que não possuem dívidas onerosas em algum ano (indicadas na cor laranja na Tabela 4) e (ii) um quadro geral de alavancagem bem mais modesto do que aquela verificada nestas duas companhias de maior porte. Este fato apenas confirma a realidade heterogênea do setor de gás no Brasil.

Tabela 4 – Ativos Intangíveis e Dívidas Utilizadas pela SEDE para Definição da Estrutura de Capital

Empresa	Ano	Ativo Intangível (R\$ Milhares)	Total Dívida Curto e Longo Prazo (R\$ Milhares)	Estrutura de Capital (Dívida / Ativo)
GASMIG	2011	972.623	237.757	24,44%
GASMIG	2012	1.017.441	289.356	28,44%
GASMIG	2013	1.061.565	339.793	32,01%
GASMIG	2014	1.070.572	381.307	35,62%
GASMIG	2015	1.076.460	368.398	34,22%
COMGÁS	2011	3.304.491	1.956.225	59,20%
COMGÁS	2012	3.624.159	2.520.868	69,56%
COMGÁS	2013	4.132.663	2.889.669	69,92%
COMGÁS	2014	4.399.290	3.138.306	71,34%
COMGÁS	2015	4.546.391	3.823.067	84,09%
GNSPS	2011	611.206	19.033	3,11%
GNSPS	2012	592.264	11.633	1,96%
GNSPS	2013	580.090	-	0,00%
GNSPS	2014	617.038	39.924	6,47%
GNSPS	2015	n/a	n/a	-
GBD	2011	300.658	114	0,04%
GBD	2012	302.405	46	0,02%
GBD	2013	292.314	868	0,30%
GBD	2014	285.021	1.247	0,44%
GBD	2015	285.365	1.012	0,35%

CEG	2011	1.351.713	496.055	36,70%
CEG	2012	1.403.419	461.511	32,88%
CEG	2013	1.470.418	478.694	32,55%
CEG	2014	1.749.629	785.118	44,87%
CEG	2015	1.890.409	928.408	49,11%
CEG Rio	2011	302.197	64.983	21,50%
CEG Rio	2012	313.821	53.725	17,12%
CEG Rio	2013	323.020	33.512	10,37%
CEG Rio	2014	571.093	327.979	57,43%
CEG Rio	2015	567.023	347.400	61,27%
BAHIAGÁS	2011	229.996	-	0,00%
BAHIAGÁS	2012	243.810	-	0,00%
BAHIAGÁS	2013	252.128	-	0,00%
BAHIAGÁS	2014	277.991	-	0,00%
BAHIAGÁS	2015	293.618	-	0,00%
COMPAGÁS	2011	176.329	48	0,03%
COMPAGÁS	2012	185.025	-	0,00%
COMPAGÁS	2013	210.305	-	0,00%
COMPAGÁS	2014	271.955	53.554	19,69%
COMPAGÁS	2015	320.376	56.220	17,55%
COPERGÁS	2011	160.523	-	0,00%
COPERGÁS	2012	172.616	-	0,00%
COPERGÁS	2013	185.028	-	0,00%
COPERGÁS	2014	169.772	-	0,00%
COPERGÁS	2015	199.923	-	0,00%
SCGÁS	2011	194.351	8.681	4,47%
SCGÁS	2012	198.160	4.152	2,10%
SCGÁS	2013	196.329	-	0,00%
SCGÁS	2014	204.928	-	0,00%

SCGÁS	2015	208.066	20.331	9,77%
SULGÁS	2011	91.601	-	0,00%
SULGÁS	2012	108.175	-	0,00%
SULGÁS	2013	131.150	-	0,00%
SULGÁS	2014	143.506	8.000	5,57%
SULGÁS	2015	160.082	39.111	24,43%

Diante deste quadro diverso, uma alternativa para o cálculo da estrutura de capital, que mitiga a influência dos dados das maiores concessões, é utilizar a média simples ao invés da média ponderada. Outro ajuste é a retirada dos anos onde não há dívida, o que também não reflete um contexto sustentável quanto a financiabilidade dos investimentos. Neste caso, o uso da média simples resulta em uma participação da dívida no capital total de 26,92%.

A menor representatividade dos capitais de terceiros, em concessionárias de porte relativamente menor e com maior parcela de mercados a serem desenvolvidos, é uma realidade setorial. Os investimentos em distribuição de gás natural precisam de um longo tempo para maturação, pois o adensamento de consumo ao longo dos gasodutos, principalmente em uma região *Greenfield*, leva tempo. Sendo assim, estes investimentos não produzem imediatamente fluxos de receita consideráveis, o que exige um perfil de financiamento de longo prazo e com compromissos financeiros, relativos a geração de caixa no curto prazo, relativamente baixos. Estas particularidades limitam as fontes de financiamento e a participação do capital de terceiros nesta etapa de crescimento das concessionárias.

Desse modo, a GASMIG solicita que seja considerada a média aritmética das estruturas de capital de todas as empresas em todos os anos que existam dados de dívida, uma vez que esta medida representa melhor a realidade média setorial.

4. Taxa Livre de Risco

Proposta SEDE:

Para o cálculo da taxa livre de risco, a SEDE considerou a média do rendimento do título do tesouro americano de 10 anos (USTB10) de janeiro de 1928 até dezembro de 2015, excluindo *outliers*, resultando em 4,82%.

Considerações e proposta GASMIG:

O expurgo de *outliers* em uma série muito longa, como é o caso da taxa livre de risco, não é necessária, uma vez que o tamanho mais amplo da série reduz o nível de impacto destes valores atípicos no resultado final. Esta prática é discricionária na medida em que não está em consonância com a própria metodologia instituída pela SEDE, mencionada na pág. 7 da Nota Técnica nº 01/2016:

*“Outro problema que acontece no momento de projetar uma variável é o efeito dos valores atípicos (**outliers**), que produzem estimativas errôneas, principalmente quando as janelas de tempo são curtas.”* (grifo nosso)

Portanto, com a utilização de janelas longas, não há necessidade de retirada dos valores classificados como atípicos. Ademais, esta prática de expurgo de *outliers* nas séries (mais longas) da taxa livre de risco não é observada nos procedimentos adotados outros Reguladores setoriais atuantes no país tais como a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Agência Reguladora

de Águas, Energia e Saneamento do Distrito Federal – ADASA e Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP.

Diante do exposto, a GASMIG solicita que seja considerada a média do título do tesouro americano USTB10 de janeiro de 1928 até dezembro de 2015 sem a retirada de *outliers*, resultando em 4,98%.

5. Amostra do Beta

Proposta SEDE:

Para o cálculo do custo de capital próprio, a SEDE utilizou o beta alavancado calculado a partir dos retornos semanais no período entre 2011 e 2015 das ações de 30 empresas estrangeiras de gás natural listadas no sítio da Reuters, como mostra a Tabela 5.

Tabela 5 – Empresas Utilizadas no Cálculo do Beta

#	Companhias Natural Gas Utilities - Reuters 2016
1	AGL Resources Inc. (GAS)
2	American Midstream Partners (AMID)
3	Atmos Energy Corporation (ATO)
4	Chesapeake Utilities (CPK)
5	China New Energy Ltd. (CNEL.L)
6	Corning Inc. (GLW)
7	Energtek, Inc. (EGTK)
8	EnLink Midstream (ENLK)
9	Fulcrum Utility Services (FCRM)
10	Gas Natural Inc. (EGAS)
11	JP Energy Partners LP (JPEP)
12	National Fuel Gas Company (NFG)
13	National Grid plc (NG.L)
14	New Jersey Resources Corp (NJR)
15	NIPPON GAS CO LTD (NGO.F)
16	Northwest Natural Gas (NWN)
17	ONE Gas, Inc. (OGS)
18	OSAKA GAS 9532 (OSA.F)
19	Piedmont Natural Gas (PNY)
20	Questar Corporation (STR)
21	Smart Metering Systems (SMS.L)
22	South Jersey Ind (SJI)
23	SOUTHERN CALIF GAS 6 (SOCGP)
24	Southwest Gas Corporation (SWX)
25	Spire Inc. (SR)
26	Targa Resources Corp. (TRGP)
27	TOKYO GAS 9531 (TOG.F)
28	UGI Corporation (UGI)
29	Vectren Corporation (VVC)
30	WGL Holdings Inc. (WGL)

Com base nos retornos semanais foi calculado o beta de cada empresa em relação aos retornos do *S&P500* (índice de mercado acionário de referência dos EUA). Posteriormente, o beta de cada empresa foi ponderado pelo seu valor de mercado, resultando em um beta alavancado médio de 0,74. Este beta foi desalavancado pela estrutura de capital americana (44,23% de capital de

terceiros), resultando em um valor de 0,45. Este beta desalavancado foi realavancado pela estrutura de capital brasileira, gerando um beta realavancado de 0,70.

Considerações e proposta GASMIG:

O beta desalavancado considerado pela SEDE utiliza 30 empresas da amostra fornecida no sítio da Reuters, sendo que nem todas atuam na atividade de distribuição de gás natural. Esta amostra é inferior àquela considerada por outro estudo feito pelo especialista Aswath Damodaran⁴, que é professor de Finanças na *Stern School of Business*, na Universidade de Nova Iorque (NYU) e referência como avaliador do mercado de capitais, sendo reconhecido também por publicações de artigos em periódicos importantes de finanças como *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, *The Journal of Finance*, *The Journal of Financial Economics*, e *Review of Financial Studies*. Damodaran foi o mais jovem vencedor do *Distinguished Teaching Award* de toda a universidade de NYU em 1990 e foi descrito pela *Business Week* como um dos 12 melhores professores de administração nos Estados Unidos em 1994. Os betas setoriais calculados por Damodaran são utilizados frequentemente por analistas financeiros e foram utilizados por reguladores nacionais como a ANEEL no 2º ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras de energia elétrica e ADASA na 1ª RTP da CAESB (Companhia de Saneamento Ambiental do Distrito Federal).

A amostra que Damodaran utiliza para distribuição de derivados de petróleo e de gás natural nos EUA para o cálculo do beta é de 79 empresas, como mostra a Tabela 6.

Tabela 6 – Empresas Consideradas na Apuração do Beta por Damodaran

#	Empresas
1	Cheniere Energy, Inc. (AMEX:LNG)
2	Overseas Shipholding Group Inc. (AMEX:OSGB)
3	Gener8 Maritime Inc. (NYSE:GNRT)
4	Dorian LPG Ltd. (NYSE:LPG)
5	Dakota Plains Holdings, Inc. (AMEX:DAKP)
6	Energtek, Inc. (OTCPK:EGTK)
7	Central Energy Partners, L.P. (OTCPK:ENGY)
8	Adino Energy Corporation (OTCPK:ADNY)
9	Able Energy Inc. (OTCPK:ABLE)
10	Niska Gas Storage Partners LLC (NYSE:NKA)
11	Tallgrass Energy GP, LP (NYSE:TEGP)
12	Green Plains Partners LP (NasdaqGM:GPP)
13	Cheniere Energy Partners LP Holdings, LLC (AMEX:CQH)
14	Blueknight Energy Partners, L.P. (NasdaqGM:BKEP)
15	Arc Logistics Partners LP (NYSE:ARCX)
16	CONE Midstream Partners LP (NYSE:CNNX)
17	Columbia Pipeline Partners LP (NYSE:CPPL)
18	Transmontaigne Partners L.P. (NYSE:TLP)
19	Columbia Pipeline Group, Inc. (NYSE:CPGX)
20	World Point Terminals, LP (NYSE:WPT)
21	Western Refining Logistics, LP (NYSE:WNRL)
22	PBF Logistics LP (NYSE:PBFX)
23	Delek Logistics Partners, LP (NYSE:DKL)
24	CrossAmerica Partners LP (NYSE:CAPL)

⁴ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

25	SemGroup Corporation (NYSE:SEMG)
26	Valero Energy Partners LP (NYSE:VLP)
27	Shell Midstream Partners, L.P. (NYSE:SHLX)
28	Enbridge Energy Management LLC (NYSE:EEQ)
29	Rose Rock Midstream, L.P. (NYSE:RRMS)
30	Dominion Midstream Partners, LP (NYSE:DM)
31	Global Partners LP (NYSE:GLP)
32	Southcross Energy Partners, L.P. (NYSE:SXE)
33	NuStar GP Holdings, LLC (NYSE:NSH)
34	Sprague Resources LP (NYSE:SRLP)
35	Cheniere Energy Partners LP. (AMEX:CQP)
36	Boardwalk Pipeline Partners, LP (NYSE:BWP)
37	Holly Energy Partners L.P (NYSE:HEP)
38	Crestwood Equity Partners LP (NYSE:CEQP)
39	Phillips 66 Partners LP (NYSE:PSXP)
40	Azure Midstream Partners, LP (NYSE:AZUR)
41	Martin Midstream Partners LP (NasdaqGS:MMLP)
42	EQT GP Holdings, LP (NYSE:EQGP)
43	USD Partners LP (NYSE:USDP)
44	MPLX LP (NYSE:MPLX)
45	JP Energy Partners LP (NYSE:JPEP)
46	Summit Midstream Partners, LP (NYSE:SMLP)
47	EnLink Midstream, LLC (NYSE:ENLC)
48	Targa Resources Corp. (NYSE:TRGP)
49	PennTex Midstream Partners, LP (NasdaqGS:PTXP)
50	Plains GP Holdings, L.P. (NYSE:PAGP)
51	EQT Midstream Partners, LP (NYSE:EQM)
52	Tallgrass Energy Partners, LP (NYSE:TEP)
53	TC PipeLines, LP (NYSE:TCP)
54	NGL Energy Partners LP (NYSE:NGL)
55	Tesoro Logistics LP (NYSE:TLLP)
56	Genesis Energy LP (NYSE:GEL)
57	Western Gas Partners LP (NYSE:WES)
58	Western Gas Equity Partners, LP (NYSE:WGP)
59	Sunoco LP (NYSE:SUN)
60	DCP Midstream Partners LP (NYSE:DPM)
61	Antero Midstream Partners LP (NYSE:AM)
62	Rice Midstream Partners LP (NYSE:RMP)
63	ONEOK Inc. (NYSE:OKE)
64	Enable Midstream Partners, LP (NYSE:ENBL)
65	Sunoco Logistics Partners L.P. (NYSE:SXL)
66	Buckeye Partners, L.P. (NYSE:BPL)
67	Targa Resources Partners LP (NYSE:NGLS)
68	Magellan Midstream Partners LP (NYSE:MMP)
69	Spectra Energy Partners, LP (NYSE:SEP)
70	Enbridge Energy Partners, L.P. (NYSE:EEP)
71	ONEOK Partners, L.P. (NYSE:OKS)
72	Spectra Energy Corp. (NYSE:SE)
73	Energy Transfer Equity, L.P. (NYSE:ETE)
74	Plains All American Pipeline, L.P. (NYSE:PAA)
75	Energy Transfer Partners, L.P. (NYSE:ETP)
76	Williams Companies, Inc. (NYSE:WMB)
77	Williams Partners L.P. (NYSE:WPZ)
78	Enterprise Products Partners L.P. (NYSE:EPD)
79	Kinder Morgan, Inc. (NYSE:KMI)

Portanto, diante da amostra mais representativa de empresas, o que torna a análise mais consistente e menos vulnerável a valores atípicos, a GASMIG solicita que seja considerado o beta desalavancado calculado pelo especialista Damodaran para o setor de gás natural/derivados de petróleo de 0,65.

6. Risco de Regime Regulatório

Proposta SEDE:

Não foi considerado pelo Regulador um risco relacionado a diferença do regime *price cap*, utilizado pela SEDE para a revisão tarifária da GASMIG e o regime *rate of return*, utilizado pelos reguladores da atividade de distribuição de gás natural nos EUA.

Considerações e proposta GASMIG:

Existe uma diferença entre o risco sistêmico calculado nos EUA e o risco sistêmico da atividade e distribuição no Brasil que corresponde à diferença do regime regulatório entre os dois países, em que no Brasil é utilizado o *price cap* (preço-teto) e nos EUA onde é utilizado a regulação por taxa de retorno (*rate of return*).

Sobre a diferença de regime regulatório, a literatura (Wright, Mason, e Miles, 2003⁵, por exemplo) aponta que o beta de uma empresa que opera sob incerteza de custos, aumenta com a regulação tipo preço-teto. A razão disso é simples: a mudança no beta é resultado da inabilidade da empresa para responder a choques não diversificáveis devido às limitantes do modelo preço-teto. É geralmente aceito que, se a regulação *price cap* aumenta o risco do negócio (Grout and Zalewska, 2006⁶), e um custo de capital adicional deve ser incorporado no preço-teto.

Ademais, no modelo *price-cap* situações ocorridas devido a variáveis externas, que afetam a rentabilidade da empresa, somente serão consideradas por ocasião das revisões periódicas, ao contrário da metodologia *rate of return*, onde os ajustes ocorrem anualmente.

Portanto, a conclusão mais aceita na literatura é que a regulação de incentivo, como é o caso da regulação por preço-teto, aumenta o coeficiente beta. Confirmando o entendimento, a ARSESP, através da Nota Técnica nº RTC/01/2009, calculou em 0,35 a diferença entre os betas de amostras de empresas reguladas por preço teto e taxa de retorno.

Além desta experiência nacional, verifica-se o uso de prêmio de risco de regime regulatório em outros países como a Colômbia e o México. Na Colômbia, o CREG, órgão regulador de energia elétrica e gás, através da Res. nº 086/2006, estabeleceu um ajuste de 0,21 para o beta desalavancado do segmento de distribuição de gás natural. Mais recentemente, a Res. nº 090/2012, dispôs sobre uma proposta de modelo tarifário para o novo ciclo mantendo o prêmio de risco regulatório de 0,21. No México, o CRE, órgão regulador de energia elétrica e gás, aplicou na revisão tarifária do estado de Monterrey um prêmio por risco regulatório de 0,20 no cálculo do coeficiente Beta.

Para calcular o risco de regime regulatório foi selecionado o beta desalavancado estimado por Damodaran em 2015 para o setor de distribuição de gás natural/derivados de petróleo do Oeste Europeu, onde é aplicado predominantemente o regime de regulação *price cap*. Este beta desalavancado, que foi de 0,87, apresenta uma diferença de 0,22 para o beta desalavancado

⁵ Wright, S., Mason, R., and Miles, D. (2003), "A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the U.K.", Report commissioned by the UK economic regulators and the Office of Fair Trading, London.

⁶ Grout, P.A. and A. Zalewska. (2006), "The impact of regulation on market risk," Journal of Financial Economics. Vol. 80, Pages 149-184. Elsevier.

estimado por Damodaran para o mesmo setor nos EUA, que foi de 0,65, conforme disposto na Tabela 7.

Tabela 7 – Comparação do Beta Estimado por Damodaran para o Setor de Distribuição de Gás Natural/Derivados de Petróleo nos EUA e no Oeste Europeu

Indústria	EUA Beta desalavancado	Oeste Europeu Beta Desalavancado	Diferença
Oil/Gas Distribution	0,65	0,87	0,22

Ante o exposto, a GASMIG solicita que seja adicionado ao modelo o risco devido à diferença do regime regulatório praticado no Brasil (*price cap*) e aquele utilizado nos EUA (*rate of return*) por meio do beta desalavancado estimado por Damodaran para o segmento de distribuição de gás natural/derivados de petróleo do Oeste Europeu (0,87), onde é predominante o uso do regime *price cap*.

7. Taxa de Impostos de Renda nos EUA

Proposta SEDE:

O Regulador utilizou uma alíquota de imposto de renda norte-americana para desalavancagem do beta de 20,45%.

Considerações e proposta GASMIG:

A taxa utilizada pela SEDE (20,45%) se aproxima da taxa média efetiva de lucro para empresas nos EUA. A alíquota máxima marginal de imposto de renda sobre o lucro para empresas nos EUA foi de 39% em 2015, conforme verificado no sítio da OECD⁷, disposto na Tabela 8.

Tabela 8 – Alíquota Marginal de Impostos de Renda nos EUA no sítio da OECD

Table II.1. Corporate income tax rate ¹

Customise Export Draw chart My Queries

Year: 2015

		Unit: Percentage				
		Central government			Sub-central government corporate income tax rate ¹	Combined corporate income tax rate ¹
		Corporate income tax rate ¹	Statutory corporate income tax rate exclusive of surtax	Adjusted central government corporate income tax rate ¹		
Country	Targeted ¹					
Slovenia		17.00	..	17.00	..	17.00
Spain	Y	28.00	..	28.00	..	28.00
Sweden	N	22.00	..	22.00	..	22.00
Switzerland		8.50	..	6.70	14.45	21.15
Turkey		20.00	..	20.00	..	20.00
United Kingdom	Y	20.00	..	20.00	..	20.00
United States ¹		35.00	..	32.85	6.15	39.00

Data extracted on 08 Aug 2016 19:29 UTC (GMT) from OECD.Stat

⁷ <http://stats.oecd.org/Index.aspx?QueryId=58204>. “Combined Tax”

Esta taxa, de 39%, é equivalente a alíquota máxima marginal brasileira, que é de 34% (IRPJ de 25% e CSLL de 9%) para empresas com faturamento superior a R\$ 240 mil por ano.

Verifica-se, assim, uma inconsistência metodológica, uma vez que para a desalavancagem do beta o Regulador utilizou a taxa média efetiva de lucro para empresas nos EUA (20,45%), enquanto que para a realavancagem do beta considerou a alíquota máxima marginal brasileira (34%).

A prática entre Reguladores no Brasil é adoção da alíquota de impostos marginal dos EUA e no Brasil o que preserva a simetria no tratamento dos impostos sobre o lucro. Esta prática é observada no 4º ciclo de revisões tarifárias de distribuição de energia elétrica realizado em 2015, onde a ANEEL utilizou as alíquotas de 39,3% e 34,0% para as empresas americanas e nacionais respectivamente. Na 2ª RTP da CAESB a ADASA utilizou alíquota de 40% para as empresas americanas.

Diante do exposto, a GASMIG solicita a utilização da alíquota máxima marginal de impostos sobre lucros norte-americana em 2015 no valor de 39% para desalavancagem do beta.

8. Prêmio de Risco de Tamanho da Empresa

Proposta SEDE:

O Regulador não considerou um prêmio de risco associado ao tamanho da GASMIG.

Considerações e proposta GASMIG:

O prêmio de risco pelo tamanho das companhias foi identificado por Fama e French (1992)⁸ no mercado norte-americano. Foi verificado que os investidores não buscavam apenas um prêmio pelo risco do negócio (beta e retorno de mercado no modelo), mas também consideravam que existe a necessidade de um prêmio de risco adicional, não captado no beta calculado no modelo CAPM, em função da diferença de tamanho entre as diversas empresas. Neste sentido constatou-se que as empresas de pequeno porte enfrentam um maior risco sistêmico e, portanto, requerem um maior retorno para desenvolver o seu negócio.

Dessa forma, empresas menores, deveriam recompensar os investidores por terem um risco adicional. Caso contrário, a empresa terá dificuldades de atrair capitais próprios e de terceiros, o que coloca em risco sua sustentabilidade econômico-financeira.

Este retorno requerido excedente ao projetado pelo CAPM, cresce de forma inversa ao tamanho patrimonial da empresa, conforme descrito por Asgharian and Hansson (2010)⁹ e Fan and Liu (2008)¹⁰. A consequência dessa comprovação é que o mercado não ignora este risco não sistemático, e ainda demanda e obtém retornos adicionais por aceitá-lo.

A ARSESP considera o prêmio de risco por tamanho de empresa no cálculo das empresas *greenfield* de São Paulo (Gás Brasileiro – GBD e São Paulo Sul – GNPS) em todas revisões tarifárias que já foram realizadas. O prêmio de risco por tamanho de empresa foi calculado com base na publicação “*Classic Yearbook*” (código CIU 4924 - distribuição de gás natural), da

⁸ Fama, E. F.; French, R. K. (1992) The cross-section of expected stock returns. *Journal of Finance*, v. 47, n. 2, p. 427-465,

⁹ Asgharian, H. and Hansson, B. (2010), “Book-to-market and size effects: compensations for risks or outcomes of market inefficiencies?”, *European Journal of Finance*, 2010, vol. 16, issue 2, pages 119-136.

¹⁰ Fan, X. and Liu, M. (2008), “Sorting, Firm Characteristics, and Time-varying Risk: An Econometric Analysis”, *Journal of Financial Econometrics*, 2008, vol. 6, issue 1, pages 49-86.

empresa de informações financeiras Ibbotson que fornece para cada decil de Market Cap o prêmio por tamanho associado àquela empresa, conforme indicado na Tabela 9.

Tabela 9 – Prêmio por Tamanho para cada Decil de Valor de Mercado da Empresa

<i>Decis</i>	<i>Prêmio por Tamanho</i>
<i>1 – As maiores empresas</i>	<i>-0,36</i>
<i>2</i>	<i>0,62</i>
<i>3</i>	<i>0,74</i>
<i>4</i>	<i>0,97</i>
<i>5</i>	<i>1,54</i>
<i>6</i>	<i>1,63</i>
<i>7</i>	<i>1,62</i>
<i>8</i>	<i>2,35</i>
<i>9</i>	<i>2,71</i>
<i>10 – Menores empresas</i>	<i>5,81</i>
<i>Capitalização Média [3-5]</i>	<i>0,94</i>
<i>Baixa Capitalização [6-8]</i>	<i>1,74</i>
<i>Micro capitalização [9-10]</i>	<i>3,74</i>

Fonte: Ibbotson, 2009 Classic Yearbook

Foi adotado para o 3º Ciclo das concessionárias GBD e GNSPS, o valor resultante da média dos prêmios atribuídos por Ibbotson no período de 2005 a 2012, indicados na Tabela 10, resultando em 1,32%. Este prêmio por tamanho foi adicionado no custo de capital próprio das empresas.

Tabela 10 – Cálculo do Prêmio por Tamanho Considerado pela ARSESP no 3º Ciclo

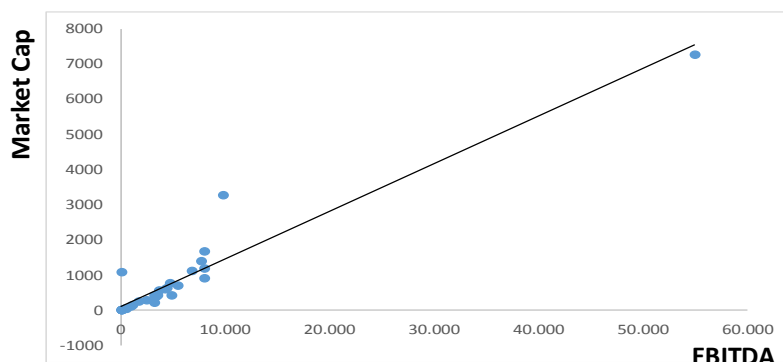
<i>SIC Composite</i>	<i>CAPM</i>	<i>CAPM + Rs</i>	<i>Rs</i>
<i>1º Tri. 2005</i>	<i>7,36</i>	<i>8,31</i>	<i>0,95</i>
<i>1º Tri. 2006</i>	<i>7,96</i>	<i>9,77</i>	<i>1,81</i>
<i>1º Tri. 2007</i>	<i>8,07</i>	<i>9,83</i>	<i>1,76</i>
<i>1º Tri. 2008</i>	<i>9,23</i>	<i>10,88</i>	<i>1,65</i>
<i>1º Tri. 2009</i>	<i>7,03</i>	<i>7,97</i>	<i>0,94</i>
<i>1º Tri. 2010</i>	<i>8,43</i>	<i>9,51</i>	<i>1,08</i>
<i>1º Tri. 2011</i>	<i>8,13</i>	<i>9,33</i>	<i>1,20</i>
<i>1º Tri. 2012</i>	<i>7,24</i>	<i>8,38</i>	<i>1,14</i>
<i>Média</i>	<i>7,93</i>	<i>9,25</i>	<i>1,32</i>

Fonte: Elaboração Própria com base em Ibbotson

A GASMIG propõe que seja incluído o prêmio de risco de tamanho, aplicando o método utilizado pela ARSESP, a partir do prêmio atribuído por Ibbotson para empresas de gás natural em sua publicação recente “2015 Valuation Yearbook”. Para definição dos decis propõe-se a consideração das 30 empresas utilizadas pela SEDE para o cálculo do beta. Para a medida financeira de comparação propõe-se a utilização do EBITDA ao invés do *Market Cap*, uma vez que a GASMIG não possui ações negociadas em Bolsa de Valores.

O EBITDA é um indicador bastante utilizado em finanças e possui forte correlação (0,95) com o valor de mercado (*Market Cap*) das empresas da amostra, como é observado no Gráfico 9.

Gráfico 9 – Correlação entre o EBITDA e o Market Cap das 30 Empresas Utilizadas pela SEDE no Cálculo do Beta



O EBITDA anual mais recente (2015/2016) das 30 empresas em ordem de classificação do maior para o menor valor pode ser visualizado na Tabela 11.

Tabela 11 – EBITDA da Amostra de Empresas Utilizadas (em US\$ milhões 2015/2016)

EMPRESA	EBITDA (milhões US\$)
NATIONAL GRID PLC (NG.L)	7.272
TOKYO GAS 9531 (TOG.F)	3.288
OSAKA GAS (OSA.F)	1.657
UGI CORPORATION (UGI)	1.380
AGL (GAS)	1.190
TARGA RESOURCES CORP (TRGP)	1.120
SOUTHERN CALIF GAS 6 (SOCGP)	1.088
ATMOS ENERGY CORP (ATO)	923
NATIONAL FUEL GAS COMPANY (NFG)	765
EnLink MIDSTREAM (ENLK)	693
QUESTAR CORPORATION (STR)	631
VECTREN CORPORATION (VVC)	605
SOUTHWEST GAS CORPORATION (SWX)	571
PIEDMONT NATURAL GAS (PNY)	419
SPIRE INC (SR)	416
WGL HOLDINGS INC (WGL)	415
ONE GAS, INC (OGS)	389
SOUTH JERSEY IND (SJI)	290
NORTHWEST NATURAL GAS (NWN)	252
NEW JERSEY RESOURCES CORP (NJR)	216
NIPPON GAS CO LTD (NGO.F)	129
CHESAPEAKE UTILITIES (CPK)	113
JP Energy Partners LP (JPEP)	38
SMART METERING SYSTEMS (SMS.L)	34
AMERICAN MIDSTREAM PARTNERS (AMID)	32
GAS NATURAL INC (EGAS)	10
Fulcrum Utility Services (FCRM.L)	6
CORNING NATURAL GAS CORP (CNIG)	5
CHINA NEW ENERGY LTD (CNEL.L)	-4
ENERGTEK (EGTK)	-9

A partir deste ranqueamento foi efetuada a análise dos decis. Conforme indicado na Tabela 12 a GASMIG, que possui um EBITDA de US\$ 45,1 milhões, está mais próxima do percentil 80, em que as empresas possuem média de US\$ 61 milhões.

Tabela 12 – Percentis da Amostra do EBITDA

Percentil	Média do Percentil (em US\$ milhões)	Nº de Empresas no Percentil
10	4.072	3
20	1.230	3
30	926	3
40	643	3
50	468	3
60	365	3
70	199	3
80	61	3
90	16	3
100	-3	3

A partir do posicionamento da GASMIG nos percentis apresentados, na Tabela 13 busca-se o prêmio atribuído por Ibbotson em “2015 Valuation Yearbook” às empresas de gás natural que estão neste percentil. Conforme apresentado na Tabela 13 o percentil 80 refere-se a empresas “Low-Cap” (faixa de decil 6 a 8), em que é atribuído um prêmio de tamanho de 1,80%.

Tabela 13 – Prêmios de Tamanho Atribuídos por Ibbotson (2015 Valuation Yearbook)

DECILE	SMALLEST MKT. CAP. (\$MILLIONS)	LARGEST MKT. CAP. (\$MILLIONS)	PREMIUM
Large-Cap (No Adjustment)	>10,105.622		0
Mid-Cap (3-5)	2,552.441	10,105.622	1.07%
Low-Cap (6-8)	549.056	2,542.913	1.80%
Micro-Cap (9-10)	3.037	548.839	3.74%

Diante do exposto, a GASMIG solicita que seja adicionado um prêmio de risco de tamanho de empresa no cálculo do CAPM para o custo de capital próprio no valor de 1,80%, de forma a incorporar no modelo o risco adicional que uma empresa de menor porte como a GASMIG incorre.

9. Risco País

Proposta SEDE:

A SEDE considerou a média do EMBI+BR de janeiro de 2000 a dezembro de 2015, excluindo outliers.

Considerações e proposta GASMIG:

O período de tempo para o cálculo do EMBI+ Brasil utilizado pela SEDE foi de 16 anos (2000 a 2015) sendo que a série é disponível desde 1994. Este período encurtado para o cálculo do EMBI+BR se justificaria, segundo a SEDE, devido à alta volatilidade que o índice apresenta no período anterior a 2000.

Entretanto, dado que o Custo Médio Ponderado de Capital calculado pela SEDE é um parâmetro de longo prazo, expurgar do histórico do risco país os momentos de alta instabilidade refletem uma posição injustificadamente otimista sobre o futuro, em um momento que o Brasil enfrenta grave crise econômica e alta volatilidade. Ademais, é importante notar que o ambiente econômico de países emergentes é caracterizado por maior volatilidade o que é refletido nos prêmios de

dívida soberana. Portanto retirar da série os elementos que revelam esta característica é negar este contexto estrutural de mercados emergentes.

A exclusão de todo o período anterior a 2000 não está prevista na metodologia descrita na pág. 8 da Nota Técnica nº 01/2016-SEDE, em que se menciona que serão excluídos apenas os “valores superiores ou inferiores a três vezes o desvio padrão da série”, e não o período integral de 1994 a 2000.

No cálculo do retorno médio de mercado nos EUA, a SEDE afirma que devido a alta volatilidade recomenda o uso de “um período de tempo suficientemente longo para capturar todos os eventos que poderiam ocorrer no futuro e evitar o efeito das grandes crises”. Note-se, no entanto, que no cálculo do risco país a abordagem foi alterada e se exclui uma parcela da série devido a alta volatilidade. Trata-se assim de uma inconsistência metodológica que reduz de forma injustificada o risco país.

Portanto, conforme o próprio argumento apresentado pela SEDE, a melhor estimativa seria utilizar a média da série desde o início (abril de 1994) e sem a retirada de *outliers*, resultando em um risco país de 5,49%.

10. Risco de Crédito

Proposta SEDE:

A SEDE considerou para o risco de crédito o *spread* entre as debêntures emitidas por empresas brasileiras de infraestrutura de rede reguladas com *ratings* Ba2 e Ba3 (Moody's) com vencimento entre 2017 e 2022 e o título do Tesouro IPCA +2019, com mesma classificação de risco (Ba2) e data de vencimento, conforme pode ser visualizado na Tabela 14.

Tabela 14 – Proposta de Risco de Crédito Efetuada pela SEDE

Bônus Corporativos - Infraestrutura						
Título	Setor	Código	Moeda	Classificação de Risco Moody's	Data de Vencimento	Retorno real %
Comgás	Distribuição Gás Canalizado	GASP24	BRL	Ba2	15/12/2022	7,48%
Cemig Distribuição S/A	Distribuição de Energia Elétrica	CMDT12	BRL	Ba3	15/12/2017	7,96%
AES Tietê S/A	Geração de Energia Elétrica	TIET34	BRL	Ba2	15/12/2020	8,43%
Concessionária Rodovia dos Lagos S/A	Concessão de Rodovia	RDLA12	BRL	Ba3	15/07/2020	7,34%
Companhia de Saneamento de Minas Gerais	Distribuição de Água e Saneamento	CSMG29	BRL	Ba3	15/08/2021	8,68%
Média de Bônus Corporativos Infraestrutura						7,98%
Bônus Soberano Brasil						
Título	Setor	Código	Moeda	Classificação de Risco Moody's	Data de Vencimento	Retorno real %
Tesouro IPCA+ 2019	Governo	NTNB Princ	BRL	Ba2	15/05/2019	6,03%
Diferença entre Bônus Corporativos Infraestrutura e Bônus Soberano Brasil						1,95%

Considerações e proposta GASMIG:

A amostra utilizada pela SEDE para os bônus corporativos não abrange outras empresas que apresentam os mesmos critérios considerados pelo Regulador: empresas brasileiras de

infraestrutura de rede reguladas com classificação de risco recente Ba2 ou Ba3 definidas pela Moody's¹¹ e bônus corporativos com data de vencimento entre 2017 e 2022.

Verificou-se nos sítios do SEAE¹² e da AMBIMA¹³, utilizados pela SEDE, debêntures emitidas por outras distribuidoras de energia elétrica. A EDP Energias do Brasil S/A, por exemplo, possui classificação Ba3 pela Moody's e emitiu debênture (ENBR15) em 22/03/2016, com data de vencimento para 15/04/2022, e retorno real de 8,34% superior à média de 7,98% adotada pela SEDE conforme explicitado na Tabela 14.

Recentemente, ocorreu também a 4ª Emissão de Debêntures da Cemig Distribuição S.A. com *spread* de 4,05% a.a. sobre a taxa DI, o que implica em retorno real de 8,4%, considerando a taxa DI de 14,13% e de 9,32% do IPCA apuradas em maio de 2016, que é a data base considerada na proposta da SEDE. Se compararmos este retorno com o patamar médio citado na Tabela 14, é possível novamente verificar tendência de alta da percepção de risco no mercado financeiro e do custo de crédito para empresas de infraestrutura.

Fica claro nestas análises que dependendo da amostra de empresas e dos bônus emitidos encontram-se resultados diferentes. Portanto, o método adotado é seletivo e pouco representativo ao se concentrar em um conjunto discricionário de debêntures de empresas reguladas. Uma alternativa para dar maior representatividade ao prêmio de risco de crédito é utilizar diretamente os *spreads* atribuídos pelas agências de classificação de risco, tais como Moody's, Standard & Poor's, Thompson Reuters e Fitch, como foi adotado pela ANEEL e pela ARSESP.

A ANEEL em 2015 utilizou um prêmio de risco de crédito, para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, de 3,37%. Este valor foi calculado pela média das pontuações obtidas pelas empresas de distribuição brasileiras em relação a classificação na escala de *rating* de crédito global em moeda local da *Moody's* no período entre outubro de 1999 e setembro de 2014, conforme apresentado na Tabela 15.

¹¹ https://www.moodys.com/researchdocumentcontentpage.aspx?docid=PBC_124097

¹² <http://www.seae.fazenda.gov.br/assuntos/Infraestrutura/boletins>

¹³ <http://www.debentures.com.br/exploreosnd/consultaadados/sndemumclique/>

Tabela 15 – Spreads sobre a Taxa Livre de Risco Considerados pela ANEEL no 4º Ciclo de Distribuição de Energia Elétrica

Empresa	Classificação	Pontuação
Bandeirante	Baa3	252
Celesc D	Ba1	352
Cemig D	Baa3	252
Eletrobras	Baa3	252
Celesc	Ba2	401
Cemat	B2	526
Celtins	B2	526
Coelba	Baa2	225
Cemig	Ba1	352
EDP	Ba1	352
Eletropaulo	Ba1	352
Energisa	Baa3	252
Escelsa	Baa3	252
Light	Ba1	352
Light SESA	Ba1	352
Média		337

Fonte: Nota Técnica nº 022/2015-SGT/ANEEL

No caso do 3º ciclo de revisão tarifária periódica (CRTP) do gás canalizado em São Paulo foi considerada a média dos spreads estimados pela Reuters para dívidas de empresas com uma maturidade de 10 anos e qualificações BB- e BBB, no período de 2000 a 2013, resultando em spread de 2,82%, como mostra a Tabela 16.

Tabela 16 – Spreads sobre a Taxa Livre de Risco Utilizados pela ARSESP no 3º Ciclo de Distribuição de Gás Natural em São Paulo

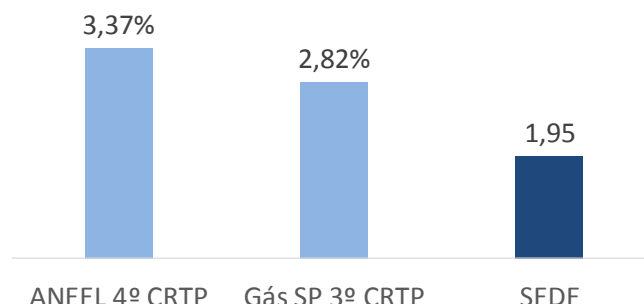
Ano	Baa3/BBB-	Ba3/BB-	Spread
2000	240	545	305
2001	216	560	344
2002	214	785	571
2003	153	785	632
2004	79	265	186
2005	148	190	42
2006	138	295	157
2007	207	388	181
2008	481	950	469
2009	198	366	168
2010	156	369	213
2011	234	410	177
2012	204	452	248
2013	206	453	247
Média	205	487	282

Fonte: Nota Técnica nº RTG/01/2014

Nota-se que em ambos os casos os Reguladores utilizaram janelas temporais consideráveis e para *ratings* definidos por agências consagradas para uma ampla amostra de empresas. Assim, os *spreads* encontrados fornecem uma visão estrutural do custo de dívida que vai subsidiar o cálculo do custo de capital regulatório das empresas reguladas.

No Gráfico 10 é possível visualizar a diferença considerável entre o patamar proposto pela SEDE e os *spreads* considerados pela ANEEL e pela ARSESP para o risco de crédito. Estima-se para o caso da GASMIG, que confronta risco de mercado e regulatórios bem superiores aos do setor de distribuição de energia elétrica, um risco de crédito que é 58% daquele estabelecido pela ANEEL para as concessionárias no setor elétrico. Na comparação com o parâmetro definido para a distribuição de gás canalizado em São Paulo, a proposta da SEDE é 70% do valor obtido pela ARSEP.

Gráfico 10 – Comparação do Risco de Crédito Proposto pela SEDE com o Considerado por Outros Reguladores



Portanto, dado a diferença em relação ao patamar e aos critérios dos outros reguladores a GASMIG solicita que seja considerada a média dos riscos de crédito da ANEEL distribuição de energia elétrica 4º CRTP (3,37%) e ARSESP distribuição de gás natural 3º CRTP (2,82%), resultando em 3,10%.

11. Inflação Norte Americana

Proposta SEDE:

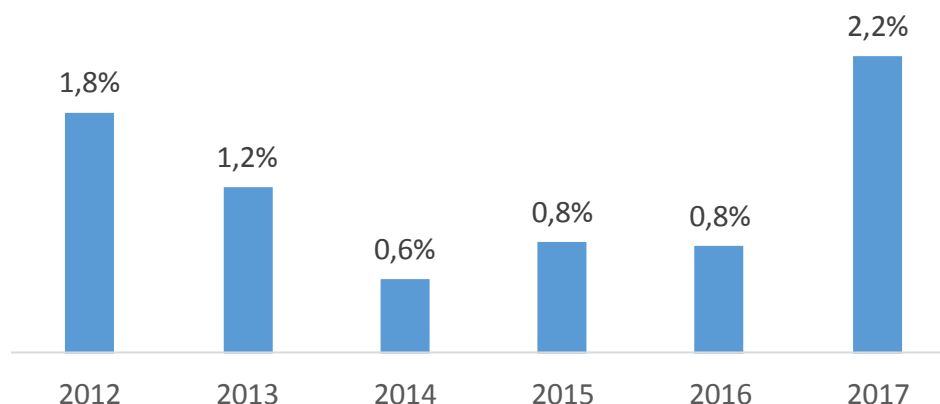
Para encontrar a taxa de WACC sem os efeitos da inflação, foi proposta pela SEDE a adoção da taxa de inflação norte-americana prevista pelo Fundo Monetário Internacional (FMI) no final do ano de 2017, no valor de 2,2%.

Considerações e proposta GASMIG:

O percentual proposto pela SEDE, referente ao ano de 2017, está em patamar distinto do verificado nos anos anteriores. No Gráfico 11, verifica-se que diferentemente do percentual projetado para 2017, a inflação projetada para 2016, de 0,8%, está no mesmo patamar dos dois anos anteriores (0,8%-0,6%).

A consideração apenas da taxa projetada para o ano de 2017 conduz a uma projeção de inflação consideravelmente acima do histórico recente da série. O patamar de 2,2% é mais do que o dobro do projetado para 2016 e quase o triplo do verificado em 2015. Fica assim claro que a projeção utilizada corresponde a uma inflexão da série injustificada. Uma alternativa para amenizar esta distorção é considerar a média das projeções para 2016 e 2017, o que ainda reflete um aumento da inflação nos próximos anos.

Gráfico 11 - Histórico e Projeção da Inflação Americana (Consumer Price Index End Of Period)¹⁴



Ademais, nota-se na Tabela 17 que as projeções dos últimos anos do FMI foram muito superiores a inflação efetivamente realizada. Em outubro de 2013, por exemplo, a projeção feita pelo FMI para os anos de 2014 e 2015 eram de 1,7% e 1,9%, respectivamente. No entanto, a inflação verificada em 2014 e 2015 acabou sendo de apenas 0,6% e 0,8%, respectivamente. O mesmo efeito pode ser verificado com as projeções realizadas pelo FMI em setembro de 2011 e outubro de 2012 que igualmente superestimaram a inflação futura.

Tabela 17 – Comparação da Projeção de Inflação Americana feita pelo FMI em Anos Anteriores contra o Realizado

	2014	2015
Realizado	0,55%	0,82%
Projeção Out/2013	1,67%	1,87%
Projeção Out/2012	1,74%	1,91%
Projeção Set/2011	1,24%	1,53%

Dessa forma, a GASMIG solicita que seja considerada a média das projeções para 2016 e 2017, resultando em 1,5%, uma vez que a projeção para 2017 está muito superior ao histórico dos últimos anos.

¹⁴ Fonte: <https://www.imf.org/external/ns/cs.aspx?id=28>