

**2ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA COMPANHIA DE GÁS DE
MINAS GERAIS - GASMIG**

**CONTRIBUIÇÃO RELATIVA À NOTA TÉCNICA SEDE/SPMEL Nº
67/2021**

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

17/09/2021

As tarifas da GASMIG são reguladas e estabelecidas pela Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais – SEDE. O Regulador precisará conduzir o processo de forma a aplicar tarifas 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.

O presente relatório contém as contribuições e observações à Nota Técnica SEDE/SPMEL N°67/2021 apresentada pela SEDE para a Determinação da Taxa de Custo de Capital para o Processo da Segunda Revisão Tarifária Ordinária (RTO) da Concessionária Gasmig.

Como é apresentado no relatório, as contribuições da Gasmig à proposta da SEDE detalhada na NT SEDE/SPMEL N°67/2021 são as seguintes:

- Empregar os retornos das Notas do Tesouro de Brasil na determinação da taxa livre de risco.
- Modificar a metodologia de determinação do Beta do setor de distribuição de gás natural.
- Modificar a amostra de empresas empregadas na determinação do Beta do setor.
- Estimar o beta desalavancado com a estrutura de capital e taxa efetiva individual de cada empresa.
- Empregar dados diários para a estimação do Beta setorial.
- Incorporar o ajuste blume ao beta estimado a partir de dados históricos.
- Incorporar um prêmio pelo risco do regime regulatório.
- Incorporar um prêmio pelo risco tamanho da concessionária.
- Determinar o risco país com a serie temporal sem a exclusão dos valores atípicos.
- Empregar uma taxa de inflação do 2% baseado nas metas fixadas pela FED.

2. Condições necessárias para definir a taxa de custo de capital

É importante destacar a relevância de estabelecer uma taxa de custo de capital "justa" e "razoável". A taxa de custo de capital a aplicar no processo de revisão das tarifas da concessionária GASMIG deve ser tal que reflita o risco real que o fornecedor do serviço enfrenta ao investir, mas considerando também os princípios de eficiência previstos na regulação setorial.

É essencial estabelecer esse valor de equilíbrio como um “trade off” entre as expectativas dos usuários e da concessionária. A taxa de custo de capital é um elemento que impacta o usuário pelo impacto direto na tarifa, mas também a concessionária porque estabelece a rentabilidade que terá a empresa sobre o investimento desenvolvido ou por desenvolver.

Uma taxa de custo de capital pode gerar, no início, um benefício para o usuário ao reduzir a tarifa do serviço (isso pode nem acontecer na prática, uma vez que tal redução poderia ser captada por outros agentes da cadeia sem acabar beneficiando o usuário final), no entanto, se o investidor considera que a referida taxa de remuneração do capital não é adequada e não reflete o verdadeiro risco do negócio, ele optará por não investir na concessionária transferindo seu capital para outros negócios que lhes garantam uma taxa mais atrativa com base no risco para o qual são submetidos.

Portanto, uma taxa baixa, embora possa ser benéfica no curto prazo, acaba tendo um impacto negativo no setor por não promover expansão ou melhoria da qualidade. Se é mantida no longo prazo, acaba gerando uma diminuição na qualidade do serviço e até problemas de abastecimento. Nesse sentido, não é necessário mencionar os resultados desastrosos que a aplicação de políticas tarifárias inadequadas tem tido em alguns países da região.

Esse mesmo conceito se aplica no outro extremo, ou seja, uma tarifa alta fornece um incentivo importante para que o fornecedor do serviço expanda o serviço, mas as tarifas podem ficar não competitivas com os combustíveis alternativos, motivando o desligamento do usuário.

Desta forma, podemos avaliar a relevância de encontrar um ponto de equilíbrio entre as expectativas dos usuários e das concessionárias, que mantido no tempo se traduzirá num benefício para o setor como um todo com um maior número de usuários conectados e menores tarifas. Qualquer desvio desse equilíbrio pode acabar beneficiando uma das partes, mas prejudicando o setor no médio e longo prazo.

Por isso, é importante que a taxa de custo de capital aplicada ao setor seja o resultado de uma metodologia transparente, debatida e acordada entre os diferentes agentes do setor. Isso ajuda na atração de investidores para o desenvolvimento da rede, como uma segurança tarifária para os usuários realizarem investimentos no uso de Gás Natural.

A aplicação de políticas claras e transparentes por parte do governo tem o benefício adicional de gerar um clima favorável ao investimento que se traduz na redução do risco. Isso impacta diretamente a taxa de desconto, pois está relacionado ao risco no momento do investimento. Isso pode ser verificado no prêmio de risco-país utilizado nas metodologias de apuração do custo de capital. A redução do prêmio de risco reduz o valor da taxa de custo de capital que um agente espera receber por investir em ativos no país.

3. Contextualização

A SEDE na Nota Técnica SEDE/SPMEL Nº67/2021 estabelece em consulta pública a proposta de taxa de custo de capital para a segunda revisão tarifária ordinária (RTO) da concessionária GASMIG.

Na Nota Técnica, a SEDE propõe uma taxa de custo de capital de 8,83%.

Figura 2: Proposta de taxa de custo de capital. Fonte: NT SEDE/SPMEL nº67/2021.

Tabela 3 - Resultados

Variável	Cálculo ago 2021	Descrição	Fonte	Período
Taxa livre de risco (Rf)	4,82%	Média dos Títulos do Tesouro dos Estados Unidos a 10 anos (UST-10)	FED	93 anos - jan/1928 a dez/2020
Beta desalavancado EUA	0,43	Empresas Americanas - <i>Natural Gas Utilities Industry</i>	Reuters e Yahoo Finance	5 anos - jan/2016 a dez/2020
Estrutura de capital (D/E)	0,0%	Por ser uma empresa de menor porte, considera-se 100% de capital próprio		
Taxa de impostos	34,00%	Alíquota Receita Federal (IR + CSLL)	Receita Federal	Atual
Beta <i>equity</i> Brasil (β alavancado)	0,43	Estrutura de Capital e Taxa de impostos do Brasil	Receita Federal	
Retorno Médio do Mercado (Rm)	11,44%	Média do Índice SP500 <i>Standard & Poor's</i>	Standard & Poor's	93 anos - jan/1928 a dez/2020
Prêmio de risco de mercado (Rm - Rf)	6,62%	Média do Índice SP500 <i>Standard & Poor's</i> , acima da taxa livre de risco	Standard & Poor's e Yahoo Finance	93 anos - jan/1928 a dez/2020
Risco País	3,74%	Média sem outliers do EMBI + Brasil	JP Morgan	21 anos - jan/2000 a dez/2020
CAPM Nominal	11,42%			
D/A (Alavancagem)	0,0%	Por ser uma empresa de menor porte, considera-se 100% de capital próprio		
Inflação EUA	2,38%	Média da Inflação americana projetada para final de 2022 de 3 fontes.	<i>World Economic Outlook; Economic Outlook OECD; e Analytical Perspectives, Budget of the United States Government.</i>	Atual
WACC	11,42%			
WACC real	8,83%			
WACC real antes dos impostos	13,39%			

Fonte: Elaboração Própria.

A proposta mantém a premissa de cálculo adotada em vários pontos pela SEDE na determinação da taxa de custo de capital no primeiro processo, mas com algumas modificações com um impacto relevante no valor da taxa.

Na primeira revisão tarifária ordinária (RTO) da concessionária GASMIG, a SEDE estabeleceu uma taxa de custo de capital de 10,02%, pelo que a atual taxa proposta pela Secretaria 8,83%, o que representa uma queda do 11,9% na taxa que estabelece a remuneração dos investimentos.

Esta variação afeta a previsibilidade do negócio, o que pode afetar o levantamento de recursos para a expansão prevista pela concessionária para o período 2022-2026, podendo inclusive afetar o plano de desenvolvimento da Concessão. Como foi indicado no item anterior, é importante que a taxa seja suficientemente atrativa para incentivar o investimento e a expansão do serviço.

Cabe também ressaltar que a antecipação do 1º Ciclo também causa imprevisibilidade, e que deve ser necessário verificar o impacto da mudança da taxa no último ano do ciclo 2018-2022.

Além do fato de que, agora, o Brasil e o mundo estão enfrentando um contexto de taxas baixas, a SEDE deve considerar que o montante que estabeleça no processo vai impactar a GASMIG pelos próximos 5 anos e qualquer variação no contexto atual pode tornar pouco atrativo investir no setor.

Portanto, a Gasmig solicita uma revisão da proposta de taxa de custo de capital detalhada na Nota Técnica SEDE/SPMEL Nº67/2021 e o devido ajuste em função da antecipação do ciclo tarifário 2018-2022.

4. Contribuições

4.1. Comparação de taxas de remuneração de capital

Comparando a taxa de remuneração de capital aprovada para concessionárias de distribuição de gás natural no Brasil, podemos verificar que o valor proposto pela SEDE é uma das taxas mais baixas do setor, abaixo da taxa reconhecida pela GNSPS (São Paulo), GBD (São Paulo), ESGás (Espírito Santo) e pela própria Gasmig (Minas Gerais), estando acima somente da COMGAS (São Paulo) e SCGás (Santa Catarina). A última taxa não foi aplicada.

Tabela 1: Comparação de taxas de remuneração reconhecida para diferentes empresas do setor de distribuição de gás natural. Fonte: Recopilação própria.

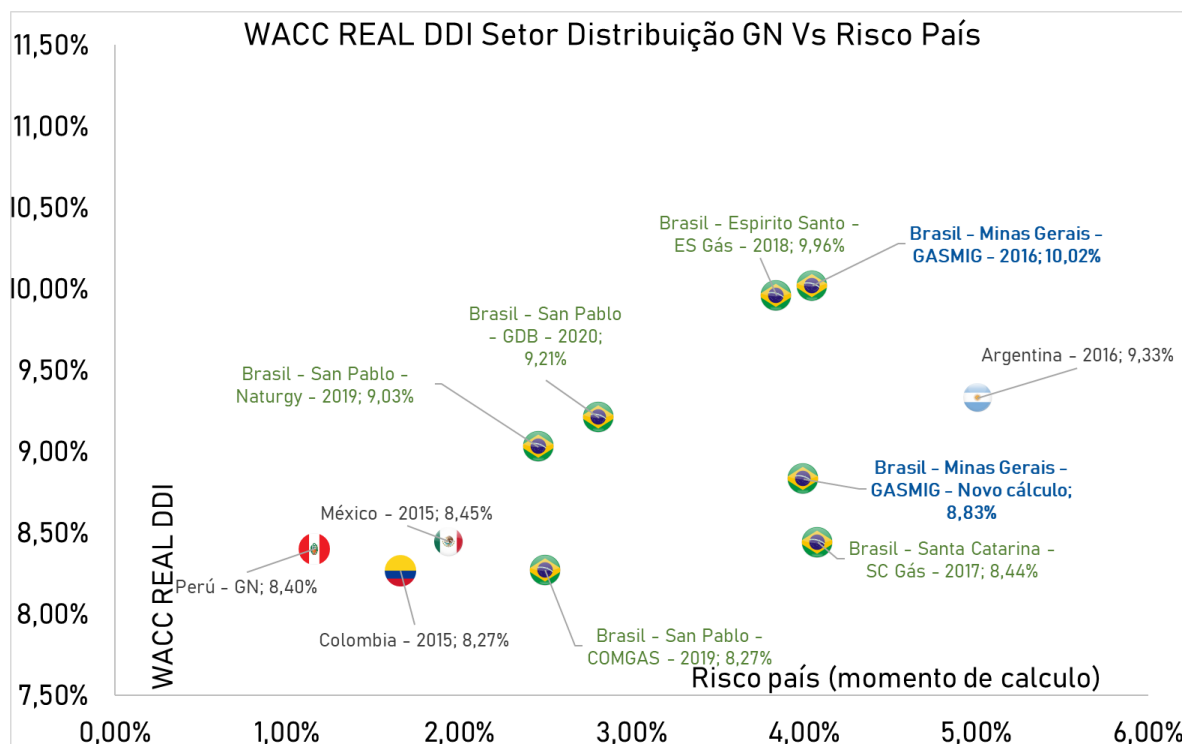
País	Ano	Setor	Esquema de regulação	WACC real depois de impostos	Risco país
Argentina - 2016	2016	Distribuição GN	Price cap	9,33%	5,01%
Brasil - Minas Gerais - GASMIG - 2016	2016	Distribuição GN	Price cap	10,02%	4,05%
Brasil - São Paulo - Naturgy - 2019	2019	Distribuição GN	Price cap	9,03%	2,46%
Brasil - São Paulo - GDB - 2020	2020	Distribuição GN	Price cap	9,21%	2,81%
Brasil - São Paulo - COMGAS - 2019	2019	Distribuição GN	Price cap	8,27%	2,50%
Peru - GN		Distribuição GN	Price cap	8,40%	1,16%
México - 2015	2015	Distribuição GN	Price cap	8,45%	1,94%

Colômbia - 2015	2015	Distribuição GN	Price cap	8,27%	1,66%
Brasil - Espírito Santo - ES Gás - 2018	2018	Distribuição GN	Price cap	9,96%	3,84%
Brasil - Santa Catarina - SC Gás - 2017	2017	Distribuição GN	Price cap	8,44%	4,08%
Brasil - Minas Gerais - GASMIG - 2021	2021	Distribuição GN	Price cap	8,83%	3,74%

Considerando o risco país, é possível incorporar na comparação a taxa reconhecida para o setor em outros países.

Nesse sentido podemos verificar que há uma tendência crescente na taxa de custo de capital WACC conforme aumenta o risco país. No gráfico a seguir, verifica-se que a taxa proposta pela SEDE (GASMIG 2021) fica localizada abaixo de uma marcada linha de tendência. Isto indica que, dado o risco país proposta pela SEDE, a taxa de remuneração de capital reconhecida à Gasmig deveria ser maior e comparável com o valor definido para a concessionária ESGás ou o valor reconhecido pela própria SEDE na primeira revisão tarifária.

Figura 3: Evolução da taxa de custo de capital reconhecida a concessionárias de distribuição de gás natural em diferentes países segundo o risco país. Fonte: Elaboração própria.



A taxa de custo de capital próprio proposto pela SEDE para a GASMIG é ainda inferior, com o valor aprovado pela ANEEL para o setor de distribuição de energia elétrica. Na Nota Técnica

nº45/2020-SEM/ANEEL, a ANEEL reconhece, para o segmento de distribuição de energia elétrica, uma taxa de remuneração do capital próprio de 9,23% superior ao 8,83% proposto pela SEDE.

Figura 4: Taxa Regulatória de Remuneração de Capital segmento Distribuição EE. Fonte: Nota Técnica nº45/2020-SEM/ANEEL.

Apêndice 2 - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital – Segmento de Distribuição - Resultado

Distribuição	Simulações		Vigência
	2018	2019	2020
Remuneração de Capital Próprio			
Taxa Livre de Risco	6,40%	6,12%	5,83%
Beta Alavancado	0,5673	0,5031	0,4480
Prêmio de Risco de Mercado	6,38%	6,43%	6,46%
Risco da Atividade	0,58%	0,53%	0,51%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	4,20%	3,77%	3,40%
Remuneração real depois de impostos	10,60%	9,88%	9,23%
Remuneração de Capital de Terceiros			
Debêntures	7,49%	7,18%	6,73%
Custo de emissão	0,35%	0,40%	0,37%
Remuneração real antes de impostos	7,84%	7,57%	7,10%
Impostos	34,00%	34,00%	34,00%
Remuneração real depois de impostos	5,17%	5,00%	4,69%
Estrutura de Capital			
% Capital Próprio	54,02%	56,45%	57,82%
% Capital de Terceiros	45,98%	43,55%	42,18%
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada			
Real, depois de impostos	8,10%	7,76%	7,32%
Real, antes de impostos	12,28%	11,75%	11,08%
Valor parcial: ver fórmula completa nos Submódulo 2.1 ou 2.1A do PRORET			
	Simulações		Vigência
Obrigações especiais - Distribuição	2018	2019	2020
Prêmio de Risco do negócio e financeiro após impostos	6,33%	5,59%	5,45%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro antes de impostos	9,59%	8,47%	8,26%

A distribuição de gás natural apresenta riscos adicionais que devem ser refletidos na taxa de remuneração de capital.

A distribuição de energia elétrica contém um mercado cativo substancial, um atendimento praticamente universalizado e uma cultura do uso da eletricidade historicamente consolidada. Por enquanto, o gás natural deve concorrer com outros setores energéticos, um baixo reconhecimento das virtudes do combustível e um contexto de mudança na estruturação do setor (Novo mercado de gás).

Estas diferenças e incertezas devem estar contidas na taxa para tornar atrativo o setor e favorecer a captação dos recursos econômicos necessários para permitir o desenvolvimento de projetos de expansão e a universalização do serviço.

RECOMENDAÇÃO

Estabelecer uma Taxa de Custo de Capital razoável e relacionada com o risco do setor de distribuição de gás natural no Brasil.

A taxa deve ser suficientemente atrativa para fomentar o desenvolvimento dos projetos de expansão necessários para a expansão e a universalização do serviço de gás natural no estado de Minas Gerais e deve ser comparável com a taxa de custo de capital de outras concessionárias de distribuição de gás natural em Brasil como GNSPS, GBD e ESGás.

4.2. Taxa livre de risco estimado com Notas do Tesouro Nacional

Além de que o emprego da taxa livre de risco obtida a partir de dados do mercado de Estados Unidos é uma prática convencional e amplamente difundida, cada vez mais agências reguladoras estimam a taxa livre de risco a partir de informação local.

Nessa linha podemos citar à Comisión Nacional de Energía¹ no Chile e a CREG² no Colômbia que empregaram títulos locais para a determinação da taxa livre de risco.

No Brasil, a ANEEL³ nos segmentos de transmissão, geração (cotistas) e distribuição de energia elétrica e a ARSP no setor de saneamento empregaram Notas do Tesouro Nacional para estimar o item mencionado.

Estes exemplos evidenciam a crescente preferência pelo uso de informação local em substituição dos resultados obtidos de outros mercados.

Entende-se que a utilização das NTN-B para representar a taxa livre de risco é consistente do ponto de vista do objetivo da taxa de custo de capital por se tratar de um compromisso de retorno regulatório sobre o investimento em moeda nacional. A política de origem de recursos, se poupança nacional ou estrangeira, é resultado das políticas fiscal e monetária, de competência dos Ministérios da Fazenda e Planejamento e do Banco Central (BC), e está contemplada na rentabilidade das NTN-B. Desta maneira, o uso de Notas do Tesouro Nacional estaria capturando os mesmos efeitos que os obtidos com o cálculo da taxa livre de risco norte-americana e os risco Brasil adicionando também a parcela de risco cambial não capturada pela variação da inflação, utilizando-se do custo de oportunidade para investimentos de rentabilidade em Reais.

Além disto, a metodologia captura o compromisso do Governo brasileiro de retorno em moeda nacional livre de risco.

Portanto, a Gasmig recomenda o emprego dos rendimentos das Notas do Tesouro Nacional para estimar a taxa livre de risco nacional.

RECOMENDAÇÃO

Estimar a taxa livre de risco nacional como o retorno médio das Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação (IPCA) chamadas NTN-B. Baseando-se na metodologia empregada pela ANEEL e a ARSP (no setor de saneamento) foram selecionados os ativos vigentes e vencidos publicados no Site do Tesouro Nacional.

Os ativos considerados foram os seguintes:

- 150806
- 150507
- 150808
- 150509

¹ Resolución Exenta n°426-2017

² Resolución CREG n°155-2020

³ NOTA TÉCNICA N° 45/2020–SRM/ANEEL

- 150810
- 150511
- 150812
- 150513
- 150515
- 150517
- 150820
- 150824
- 150826
- 150535
- 150545
- 150850

Para cada NTN-B que compõe a cesta, foi avaliada a média diária das taxas de compra e venda e, seguidamente é calculada novamente a média desses resultados parciais, obtendo desta forma uma única série para a cesta das NTN-B.

Considerando o critério adotado pela ARSP no setor de saneamento e obtida a média da série temporal completa correspondente ao período 09-2003 até 12-2020.

O valor obtido com esse critério é de 6,2%.

É importante destacar que **a taxa livre de risco nacional é uma taxa real**, e que o segundo item da fórmula CAPM, prêmio de risco de mercado, está expresso em termos nominais depois dos impostos (DDI), já que é calculado segundo valores do mercado americano. Consequentemente, para a determinação do custo de capital próprio, o valor da taxa livre de risco nacional, obtida em termos reais, deve ser convertida em termos nominais, incorporando a inflação americana, conforme descrito a seguir:

Conversão taxa livre de risco nacional a taxa nominal

$$r_{f,nominal}^{Br} = (1 + r_{f,real}^{Br}) * (1 + \pi) - 1$$

Onde:

- $r_{f,nominal}^{Br}$: taxa de rentabilidade de ativos financeiros locais livres de risco nominal;
- $r_{f,real}^{Br}$: taxa de rentabilidade de ativos financeiros locais livres de risco em termo real;
- π : Inflação americana.

Considerando a taxa de inflação de USA de 2,29% proposta pela SEDE na NT SEDE/SPMEL Nº67/2021 é obtido o valor proposto pela GASMIG para a taxa livre de risco nacional (8,62%).

Tabela 2: Taxa livre de risco nacional.

Taxa livre de risco nacional		
Taxa livre de risco	NTN-B	6,20%
Inflação EUA	SEDE	2,29%

Taxa livre risco Nominal 8,62%

4.3 Beta

4.3.1 Comparação do Beta reconhecido

Na Nota Técnica SEDE/SPMEL Nº 67/2021, a SEDE estabelece uma Beta desavalancado de 0,43.

Esse valor é baixo comparado com os Beta reconhecidos por outras agências reguladoras no setor de distribuição de gás natural em Brasil e outros países.

A seguinte tabela apresenta uma recopilação do beta (desavalancado):

Tabela 3: Comparação dos Betas reconhecidas por agências reguladoras. Fonte: Elaboração própria.

Empresa	Fonte	Beta desavalancado
Naturgy SP 2019	NT.F 055-2019	0,64
GBD SP 2019	NT.F 044-2019	0,64
COMGAS SP 2019	NT.F 02-2019	0,53
CEG 2018	Relatório 4 – Relatório Final CEG	0,54
CEG Rio 2018	Relatório 4 – Relatório Final CEG Rio	0,54
Argentina 2016	Resolución ENARGAS Nº 1/4059	0,68
México 2013	Resolución CRE 550-2013	0,60
GASMIG 2016	Nota Técnica SEDECTES 01-2017	0,50
Média		0,58

Figura 5: Comparação Beta reconhecidos. Fonte: Elaboração própria.



Como é possível verificar na comparação, o valor reconhecido pela SEDE é inferior aos outros valores da recopilação. A média da recopilação é de 0,58, 35% acima do 0,43 reconhecido para a GASMIG pela SEDE.

4.3.2 Amostra de empresas

Da amostra de empresas empregadas no cálculo do Beta, CORNING NATURAL GAS HOLDING CORP e SOUTHERN CALIFORNIA GAS CO não cotizam no NYSE.

As duas empresas cotizam nos denominados “Pink Sheet” que são mercados de venda livre (over-the-counter OTC market) que não têm as mesmas exigências e requerimentos do NYSE. De fato, a duas empresas tem um baixo “market cap” e não impactam na estimação do Beta.

Portanto, a Gasmig propõe eliminar as duas empresas e incluir outras empresas vinculados ao setor de distribuição de gás natural como Ultrapar Participações S.A. (UGP) e RGC RESOURCES INC (RGC) que cotizam no NYSE.

Figura 6: Ultrapar Holdings Inc atividade. Fonte: Sec.report

Ultrapar Holdings Inc
SEC CIK #0001094972

[SEC.report](#) > / [CIK](#) > / [Ultrapar Holdings Inc](#)

Ultrapar Holdings Inc is regulated by the U.S. Security and Exchange Commission . Ultrapar Holdings Inc is primarily in the business of natural gas distribution. For financial reporting, their fiscal year ends on December 31st. This page includes all SEC registration details as well as a list of all documents (S-1, Prospectus, Current Reports, 8-K, 10K, Annual Reports) filed by Ultrapar Holdings Inc.

Figura 7: RGC Resources Inc atividade. Fonte: Sec.report.

Rgc Resources Inc
SEC CIK #0001069533

[SEC.report](#) > / [CIK](#) > / [Rgc Resources Inc](#)

Rgc Resources Inc is regulated by the U.S. Security and Exchange Commission and incorporated in the state of Virginia. Rgc Resources Inc is primarily in the business of natural gas transmission & distribution. For financial reporting, their fiscal year ends on September 30th. This page includes all SEC registration details as well as a list of all documents (S-1, Prospectus, Current Reports, 8-K, 10K, Annual Reports) filed by Rgc Resources Inc.

RGC Resources Inc is involved in the business of distribution and sale of natural gas to residential, commercial and industrial customers within its service territory in Roanoke, Virginia and its surrounding localities as well as it also provides certain non-regulated services. The company relies on multiple interstate pipelines to transport natural gas.

4.3.3 Dados semanais

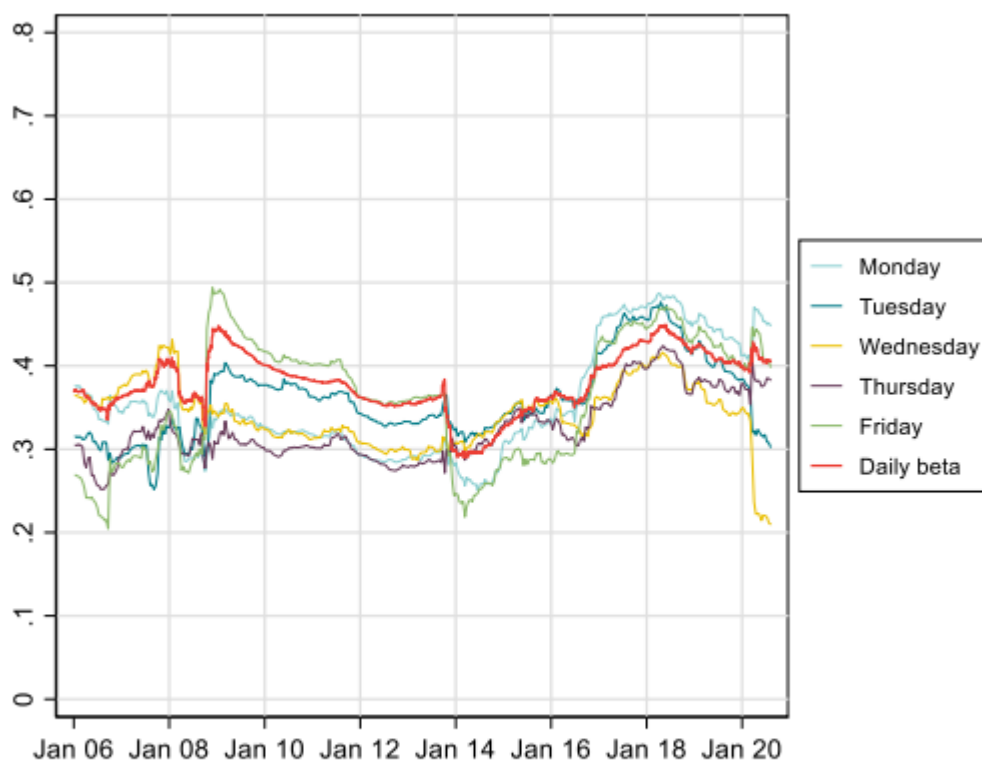
A SEDE, na Nota Técnica SEDE/SPMEL Nº67/2021, emprega dados semanais para a estimação do Beta. O emprego de dados semanais apresenta o problema de que o resultado é sensível ao dia da semana escolhido devido ao chamado “efeito calendário”.

Por exemplo, no relatório “Estimating Beta for RIIO-2”, Frontier Economics diz que as estimativas semanais e mensais têm vários problemas. Além da redução no tamanho da amostra e a

necessidade de uma janela de estimativa mais longa, um dos problemas mais importantes com o emprego de frequências inferiores às diárias é o chamado risco do dia de referência. Para a estimativa semanal, refere-se ao dia da semana e para a estimativa mensal, refere-se ao dia do mês.

No relatório, é apresentado um exemplo de variação do valor de Beta segundo o dia da semana considerado no cálculo.

Figura 8: Risco do dia de referência para betas semanais para NG (janela de 5 anos).
Fonte: Estimating Beta for RIIO-2.



Source: Bloomberg data, Frontier analysis

Além de que não há consenso na literatura sobre o melhor intervalo a ser utilizado para o cálculo do beta⁴, com autores que defendem ou uso de betas mensais, semanais, diários e intradiários, a maioria das agências reguladoras empregam dados diários na determinação do Beta.

O uso de dados diários agrega maior número de observações, maior robustez e coerência ao resultado bem como evitaria o “efeito dia da semana” ou “efeito calendário”.

Portanto, a Gasmig propõe o uso de dados diários para a estimação do Beta, mantendo a janela temporal de 5 anos.

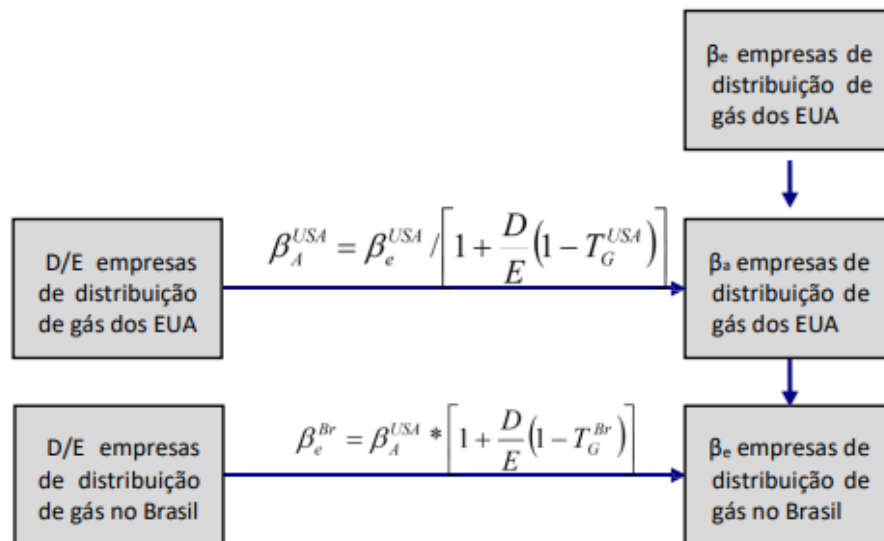
4.3.4 Estrutura de capital e taxa de imposto para desalavancagem do Beta

⁴ O mesmo relatório indica possíveis problemas de heterocedasticidade em Regressões MQO baseadas em dados diários.

A SEDE, para a determinação do beta desalavancado do setor, emprega uma estrutura de capital média do setor e não a estrutura específica de cada empresa.

Como é indicado na Nota Técnica SEDE/SPMEL Nº67/2021, os betas do equity das empresas americanas capturam o risco que essas empresas assumem pelo nível de endividamento que têm. Portanto, estimar o beta desalavancado a partir de uma estrutura capital média do setor não captura o efeito do endividamento individual de cada empresa, e gera um resultado que não reflete a realidade do setor.

Figura 2 - Cálculo do beta das empresas do setor de distribuição de gás no Brasil



Fonte: Elaboração própria com base procedimento de Hamada, 1969 e 1998.

Os betas do *equity* das empresas americanas capturam o risco que essas empresas assumem pelo nível de endividamento que têm. No entanto, não é possível assumir que a estrutura de endividamento das empresas americanas seja viável de extrapolar às empresas do Brasil. Portanto, é necessário determinar o beta do *equity* da distribuidora segundo a estrutura de financiamento definida para ela. Isto é possível conseguir com um cálculo em duas etapas:

- Cálculo do beta do ativo das empresas norte-americanas;
- Cálculo do beta do *equity* da empresa distribuidora de gás canalizado, em base aos betas do ativo das empresas norte-americanas;

Considerando que a SEDE dispõe da estrutura de capital de cada empresa, a Gasmig propõe calcular o Beta desalavancado em forma individual para cada empresa, para posteriormente obter o beta setorial como a média ponderada pelo “market cap” dos betas individuais desalavancado de cada empresa.

O mesmo acontece com a taxa de imposto, onde a SEDE emprega uma taxa de referência global e não os valores específicos de cada empresa ou do setor. Considerando que é possível obter a taxa de impostos efetiva de cada empresa em sites financeiros (Finbox, CSIMarket), não é correto o uso de uma taxa global de impostos que referência das totalidades dos setores de Estados Unidos.

Portanto, a Gasmig propor o emprego da taxa efetiva de impostos de cada empresa no cálculo do Beta desalavancado individual.

4.3.5 Ajuste Beta Histórico

Geralmente, os betas são calculados a partir da análise de dados históricos de um determinado período. A bibliografia especializada recomenda ajustar esses betas (baseados em dados históricos) devido ao fato de que os valores dos betas tendem a convergir para um ao longo do tempo. Ou seja, se o beta em um período for menor que um, há uma grande probabilidade de que o beta aumente ao se aproximar de um e vice-versa^{5,6,7,8}.

A relação foi observada e justificada por diferentes autores, alguns dos quais são detalhados nas notas de rodapé correspondentes.

A partir dessa observação, a maioria das agências especializadas, incluindo Bloomberg, Merrill Lynch, etc., calculam o beta esperado com base em betas históricos, de acordo com a seguinte equação:

$$\beta_e = [(\beta_h - 1) * \lambda] + 1$$

Onde:

β_e : beta esperado;

β_h : beta histórico ou observado;

λ : Coeficiente empírico igual a 0,66.

O ajuste denominado “Ajuste Blume” está baseado numa observação realizada por Blume (Blume 1971) que evidenciou que os valores de beta tendem a convergir à média do portfólio no tempo.

Este ajuste é utilizado no setor de transporte/distribuição de gás natural no México⁹, distribuição de gás natural no Chile¹⁰ e distribuição de eletricidade na Argentina¹¹.

Como a taxa de custo de capital deve refletir o custo de oportunidade para os próximos 5 anos, os betas históricos devem ser ajustados aos betas esperados e, assim, melhorar sua estimativa de acordo com a evidência empírica e recomendação bibliográfica especializada. Recomenda-se a utilização do reajuste utilizado por agências especializadas, denominado ajuste de Blume e cuja fórmula foi apresentada neste item.

⁵ Para maior detalhe consultar: “*Portfolio Analysis and Investment Management*”, de Edwin J. Elton /Martin J. Gruber, 3ra Ed. Cap 5, John Wiley and Son 1984.

⁶ Betas and their Regression Tendencies: Some Further Evidence Author(s): Marshall E. Blume. Source: The Journal of Finance, Vol. 34, no. 1 (Mar., 1979), pp. 265-267

⁷ “*Fundamentos de financiación empresarial*”. Richard A. Brealey, Stewart C. Myers. Capítulo 9.

⁸ “*Applied Corporate Finance*”, Aswath Damodaran. Capítulo 4.

⁹ Resolución CRE n°550-2013 Anexo 5 Costo de capital – México.

¹⁰ Resolución exenta n°426-2017 Comisión Nacional de Energía Chile.

¹¹ Resolución ENRE 0494/2016

RECOMENDAÇÃO

Modificar a metodologia de estimar o beta setorial, incorporando as propostas detalhadas nos itens **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada.** do presente relatório.

4.4 Estrutura de Capital

Para a razoabilidade da estrutura de capital proposta pela SEDE na Nota Técnica SEDE/SPMEL Nº67/2021 foi feita uma recopilação das fontes de financiamento das concessionárias de distribuição de gás natural em Brasil.

O objeto da pesquisa é identificar a diferença entre a estrutura da capital da COMGAS e Naturgy (as duas principais empresas de distribuição de gás natural no Brasil) com outras concessionárias de menor porte como COPERGAS, Bahiagás, Sulgás, SCGás, ESGás, PBGás e POTIGAS.

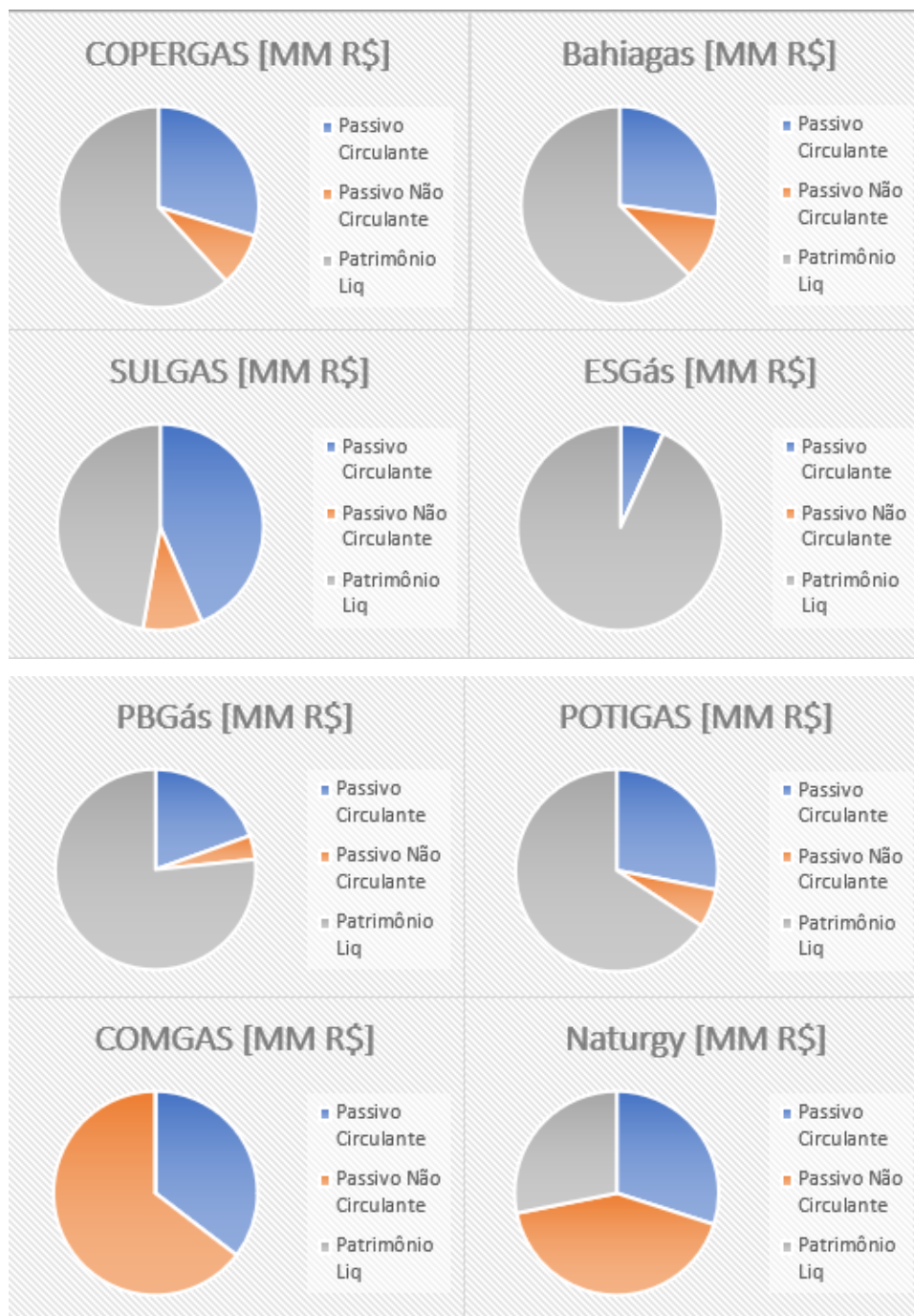
Na pesquisa foram empregados dados dos balanços patrimoniais das concessionárias identificando a estrutura do passivo: passivo circulante, passivo não circulante e o patrimônio líquido.

Tabela 4: Estruturas de capital das concessionárias. Fonte: Elaboração própria.

		Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Patrimônio Liq	Total Passivo+P L
COPERGAS	[MM R\$]	174,0	50,6	363,0	587,5
Bahiagas	[MM R\$]	263,9	102,1	609,1	975,1
SULGAS	[MM R\$]	176,0	37,9	191,7	405,6
SCGás	[MM R\$]	203,3	54,3	328,4	586,0
ESGás	[MM R\$]	0,2	-	3,0	3,2
PBGás	[MM R\$]	16,6	3,278	65,2	85,1
POTIGAS	[MM R\$]	32,629	7,167	76,432	116,2
COMGAS	[MM R\$]	2807,893	5124,321	0,519508	7.932,7
Naturgy	[MM R\$]	972,03	1360,45	913,03	3.245,5

As parcelas do passivo circulante, passivo não circulante e do patrimônio líquido em relação ao total da soma destes três componentes, isto é, as composições das estruturas do financiamento da capital das concessionárias apresentadas, podem ser visualizadas nos gráficos a seguir:

Figura 9: Estruturas de capital das concessionárias. Fonte: Elaboração própria



A partir da tabela e dos gráficos, é visível que a COMGAS e a Naturgy, têm estruturas de financiamento significativamente diferentes que as outras concessionárias. A participação do Passivo Não Circulante na totalidade da estrutura de financiamento em COMGAS e Naturgy é muito superior do que a outras concessionárias.

Por enquanto, a COMGAS tem uma relação PNC/(PT+PL) do 65% e Naturgy do 42%, todas as outras empresas tem uma relação inferior ao 10% (a média é do 7%).

Tabela 5: Relação Passivo Não Circulante com o PL e o Passivo total + PL. Fonte: Recopilação própria.

		PNC/PL	PNC/(PT+PL)
COPERGAS	[MM R\$]	13,9%	9%
Bahiagas	[MM R\$]	16,8%	10%
SULGAS	[MM R\$]	19,8%	9%
SCGás	[MM R\$]	16,5%	9%
ESGás	[MM R\$]	0,0%	0%
PBGás	[MM R\$]	5,0%	4%
POTIGAS	[MM R\$]	9,4%	6%
COMGAS	[MM R\$]	986379,6%	65%
Naturgy	[MM R\$]	149,0%	42%

Se consideramos só o financiamento obtido com a emissão de debêntures ou empréstimos a diferença é ainda maior. COMGAS e Naturgy apresentam uma relação Debentures ou Emp/(PT+PL) de 55% e 28% muito superior ao 7% ou 6% que tem Bahiagás, Sulgás e SCGás.

Tabela 6: Emissão de títulos de dívida das concessionárias. Fonte: Elaboração própria

		Debêntures ou Emp	Passivo Total+PL	Deb/PT+PL
COPERGAS	[MM R\$]	-	587,53	0%
Bahiagas	[MM R\$]	69	975,08	7%
SULGAS	[MM R\$]	23	405,60	6%
SCGás	[MM R\$]	42	586,03	7%
ESGás	[MM R\$]	-	3,18	0%
PBGás	[MM R\$]	-	85,07	0%
POTIGAS	[MM R\$]	-	116,23	0%
COMGAS	[MM R\$]	4.336	7.932,73	55%
Naturgy	[MM R\$]	898	3.245,51	28%

Como é possível verificar na avaliação apresentada há uma diferença significativa nas fontes de financiamento das concessionárias COMGAS e Naturgy comparada com outras concessionárias de menor porte.

O financiamento de longo prazo mediante debentures e empréstimos é mínima nas concessionárias de pequeno porte o que valida o critério adotado pela SEDE na Nota Técnica SEDE/SPMEL Nº67/2021 no item estrutura de capital.

RECOMENDAÇÃO

Diante das análises comparativas apresentadas, relacionadas às estruturas e taxas de remuneração de capital, sugere-se manter a estrutura de capital proposta pela SEDE na Nota Técnica SEDE/SPMEL Nº67/2021.

5.1. Outros Riscos

5.1.1. Risco tamanho

A SEDE, no primeiro processo de revisão tarifária e mediante a Resolução SEDECTES nº 34-2017, incorporou na taxa de custo de capital um prêmio adicional pelo tamanho da GASMIG.

Na Nota Técnica SEDE-SPMEL nº 67-2021, a SEDE reconhece que a Gasmig não deve ser comparada com empresas de maior porte como a Comgás e a CEG e que a concessionária Gasmig possui menor porte do que essas distribuidoras.

Figura 10: Comentário do tamanho da GASMIG. Fonte: Nota Técnica SEDE-SPMEL nº 67-2021.

Devido à indisponibilidade pública do valor atualizado do prêmio de risco de tamanho atribuído por Ibbotson que foi adotado na primeira RTO, fez-se necessário considerar as especificidades devidas ao tamanho da empresa na estrutura de capital. Ou seja, a Gasmig não deve ser comparada com empresas de maior porte como a Comgás e a CEG. A Gasmig possui menor porte do que essas distribuidoras, o que traz maiores desafios para obtenção de empréstimos e financiamentos.

Além de reconhecer o impacto do menor tamanho na rentabilidade da concessionária, a SEDE exclui o prêmio tamanho e propõe uma compensação na estrutura de capital.

A GASMIG considera adequada a estrutura de capital proposta pela SEDE, mas solicita a incorporação do prêmio pelo risco do tamanho.

Este prêmio foi identificado pela Fama e French (Fama French 1992) no mercado norte-americano que 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. Esses autores afirmavam que as empresas de menor tamanho enfrentam um maior risco sistêmico e, portanto, requerem um maior retorno para desenvolver o seu negócio.

Comparando os retornos das empresas do setor de distribuição de gás natural segundo o tamanho ou “market cap” é possível verificar uma relação inversa entre os dois elementos.

Tabela 7: Retorno das empresas segundo o tamanho. Fonte: Elaboração própria.

Período 2017-2019

Empresa	Market Cap [USD]	Media dos retornos anuais [%]	Media dos Retorno (Por Cuartil) [%]
ATO	11,156,887,829	18.8%	2.53%

UGI	9,276,294,241	2.6%	
UGP	7,429,022,723	-13.8%	
NFG	4,423,501,109	-4.0%	6.07%
SWX	4,043,946,202	3.7%	
OGS	3,845,206,554	18.5%	
NJR	3,815,025,385	12.6%	10.59%
SR	3,606,075,662	14.0%	
SJI	2,505,050,432	5.2%	
NWN	1,654,755,414	13.1%	19.08%
CPK	1,565,634,356	16.9%	
RGCO	209,457,380	27.3%	

Para estimar o risco tamanho foi feito uma comparação entre o Risk Premia Over CAPM (RPs) obtido para as concessionárias COMGAS e GASMIG. A diferença entre os prêmios (RPs) é considerada um adicional ao incorporar na Taxa de custo de capital pelo risco tamanho.

Para estimar o RPs foi empregada informação extraída do site de Duff Phelps¹². Este site web estima o RPs para diferentes portfolios desagregados segundo os seguintes itens:

- Book Value
- Total Asset
- EBITDA
- Sales

O risco tamanho é estimado como a média das diferenças do RPs para as concessionárias COMGAS e GASMIG para os diferentes itens. A seguir, é apresentada a comparação.

Tabela 8: Estimação do risco tamanho. Fonte: Estimação própria a partir dos dados do site Duff & Phelps.

Dados media 5Y

¹² <https://www.duffandphelps.com/>

Risco tamanho segundo:	COMGAS	GASMIG	Delta R tam
Patrimônio Líquido	3,48%	3,89%	0,41%
Total Ativos	3,27%	4,39%	1,12%
Media 5 anos LAJIDA	2,86%	4,07%	1,21%
Vendas líquidas	3,50%	4,66%	1,16%
Media	3,28%	4,25%	0,98%

Baseada na análise comparativa, GASMIG propõe a inclusão na taxa de custo de capital de um prêmio pelo risco tamanho de 0,98%.

5.1.2. Risco Regulatório

As empresas reguladas pelo sistema “Price Cap” (Tarifas teto) assumem mais riscos do que as reguladas pelo sistema “Cost of Service”. Como a metodologia proposta pela SEDE para a determinação do beta é realizada a partir de empresas norte-americanas com predomínio da regulação “Cost of Service”, e é aplicada numa regulação “Price Cap”, é necessário realizar um ajuste no beta para compensar o maior risco inerente na regulação.

Nesse sentido podemos mencionar o trabalho de Alexander, Mayer e Weeds 'work for the World Bank, publicado em 1996, “Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms. Uma comparação internacional” determinou que os betas dos ativos das distribuidoras de energia elétrica regulados pelo Preço Máximo são 0,3 maiores que os do mesmo setor, mas regulados por Taxa de Retorno. Para essa estimativa, os betas das empresas de eletricidade que operam na Inglaterra foram comparados com os que operam nos Estados Unidos.

Além disso, tanto na Inglaterra quanto nos Estados Unidos ocorreram mudanças regulatórias que impactam o risco das empresas, e a diferença no risco ainda continua

Como é indicado por Maria Jose Rocha no “ESTUDIO COMPARATIVO DE CÁLCULO DEL PARÁMETRO BETA DEL MODELO CAPM EN EL SECTOR ELÉCTRICO REGULADO DE PAÍSES LATINOAMERICANOS” (Rocha 2020) num esquema “Price Cap”, em comparação com um esquema “Cost of Service”, os eventos que geram flutuações nas despesas ou custos ou variações na demanda são identificados como riscos que impactam na rentabilidade da concessionária.

Tabela 9: Riscos cobertos e não cobertos pela regulação -Fonte: ESTUDIO COMPARATIVO DE CÁLCULO DEL PARÁMETRO BETA DEL MODELO CAPM EN EL SECTOR ELÉCTRICO REGULADO DE PAÍSES LATINOAMERICANOS.

Modelo de remuneração	Riscos cobertos	Riscos não cobertos
Tarifas Teto – Price Cap	Preço	Demanda Custos exógenos Custos endógenos
Receita Regulada – Revenue Cap	Preço Demanda	Custos exógenos Custos endógenos
Taxa de retorno – Cost of Service – Rate of Return	Preço Demanda Custos exógenos Custos endógenos	Nenhum

Este risco adicional é reconhecido pelas agências reguladoras de Argentina, Colômbia e México. A seguir é apresentado o ajuste no beta praticado nesses países

Tabela 10: Ajuste do Beta por risco da regulação reconhecidos em outros países da região.

País	Ajuste	Fonte
Argentina	0.28	Lineamientos para la determinación de la tasa de costo de capital de licenciatarías de distribución y transporte de gas natural en Argentina - 2016
Colômbia	0.335	Resolución CREG 155-2020 y Resolución CREG No 126/2010 Anexo 4- “Regulatory structure and risk infrastructure firms”.
México	0.20	Resolución CRE 550-2013

Baseada na prática internacional, GASMIG propõe a incorporação do ajuste no Beta pelo risco da diferença no esquema de regulação.

É possível verificar esta diferença comparando o Beta para o setor “Utility (General)” publicado por Damodaran¹³ para Europa e Estados Unidos para os anos 2016, 2017, 2018 e 2019.

Tabela 11: Diferença entre os Beta do setor Utility General entre US e Europe. Fonte: Damodaran.

Betas by Sector	Unlevered Beta: 01/2017	Unlevered Beta: 01/2018	Unlevered Beta: 01/2019	Unlevered Beta: 01/2020
US Utility (General)	0.25	0.19	0.17	0.19
Europe Utility (General)	0.54	0.58	0.41	0.38
Utility (General)	-0.29	-0.38	-0.24	-0.19

¹³ <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

A partir destes antecedentes, GASMIG solicita a SEDE a incorporação do ajuste no Beta pela diferença no esquema regulatório. O valor proposto é 0.28 obtido como a média das diferenças entre os betas do setor “Utility General” de Europe e US publicado por Damodaran.

RECOMENDAÇÃO

Incorporar prêmios adicionais pelos riscos tamanho e de regulação na metodologia de estimação da taxa de custo de capital.

5.2. Risco País

A diferença do critério adotado nas outras series temporais extensas (Taxa livre de risco e o retorno do mercado), no risco país, a SEDE exclui os valores atípicos ou “outliers”.

Baseado no processo de transparência, a SEDE deve adotar critérios uniformes e não os modificar segundo o resultado que gerem.

Não é entendível que a SEDE escolha um critério para um dos itens que compõe a taxa de custo de capital e não para os restantes, ainda que a Taxa livre de risco e o retorno de mercado são series mais extensas.

Portanto, a Gasmig solicita que a SEDE aplique o mesmo critério para a determinação do risco país e empregue a totalidade dos valores da série sem a exclusão dos *outliers*.

A Gasmig propor que seja reconhecido uma prima por risco país de [%] 4,11.

Tabela 12: Rp proposto pela Gasmig baseado nos dados publicados pela SEDE. Fonte: 9-Memória de Cálculo - WACC Gasmig.

Média 2000 a 2020 completa	4,11%
----------------------------	-------

RECOMENDAÇÃO

Adotar o risco país obtido considerando a serie temporal do EMBI+ de Brasil para a janela temporal 2000-2020 sem a exclusão dos valores “outliers”.

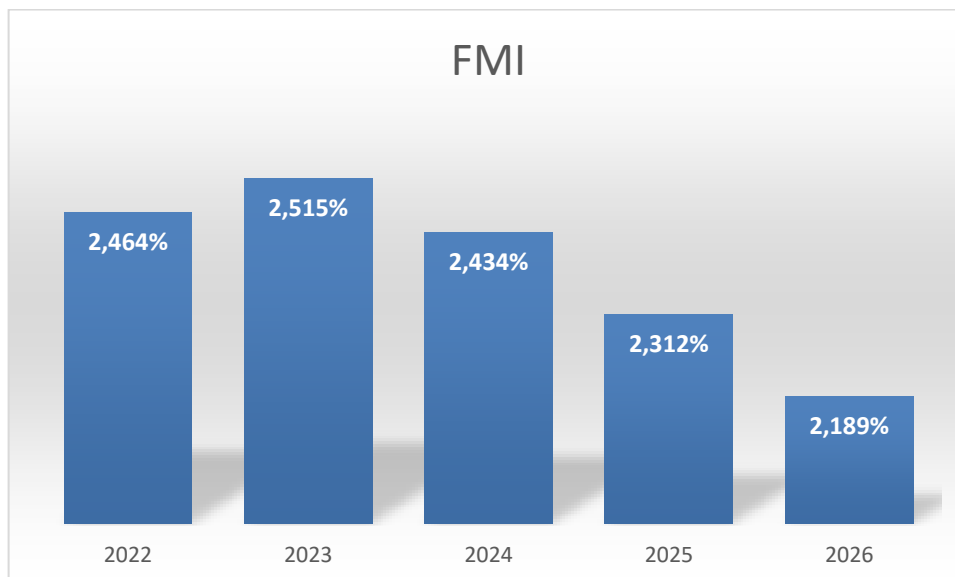
5.3. Taxa de inflação esperada dos Estados Unidos

A SEDE estima a inflação esperada dos Estados Unidos a partir das estimações feitas pelo Fundo Monetário Internacional em seu World Economic Outlook, pela Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico em seu Economic Outlook e pela Casa Branca em seu Analytical Perspectives, Budget of the United States Government, para o ano 2022.

Considerando que as tarifas são estimadas para o período 2022-2026, a inflação deveria estar baseada em projeções de longo prazo.

Por exemplo o FMI e a Casa Branca estimam a taxa de inflação ate o ano 2026 e não somente para o ano 2022. O FMI projeta um marcado descenso da inflação mudando de 2,46% o ano 2022 a 2,18% o ano 2026.

Figura 21: Projeção da inflação do Estados Unidos do Fundo Monetário Internacional.
Fonte: FMI.



Uma referência adequada das expectativas de inflação para o longo prazo e a meta de inflação fixada pela Federal Reserve System (FED), responsável pela condução da política monetária dos EUA. A FED tem uma meta de inflação de 2%.

No comunicado de julho (declaração de política monetária), a Federal Reserve dos Estados Unidos reiterou o caráter transitório da inflação, produto da reabertura da economia e as condições financeiras.

No “Review of Monetary Policy Strategy, Tools and Communications”, The Federal Open Market Committee (FOMC)¹⁴ indicou que “o comitê busca atingir uma inflação média de 2% ao longo do tempo e, portanto, julga que, após períodos em que a inflação tenha persistido abaixo de 2%, a política monetária apropriada provavelmente terá como objetivo atingir uma inflação moderadamente acima de 2% por algum tempo, mantendo a meta na proximidade do 2%”.

RECOMENDAÇÃO

Adotar uma taxa de inflação de 2% baseadas nas metas de longo prazo estabelecidas pela FED.

¹⁴ <https://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/review-of-monetary-policy-strategy-tools-and-communications-statement-on-longer-run-goals-monetary-policy-strategy.htm>

6. Bibliografia

Betas and their Regression Tendencies: Some Further Evidence Author(s): Marshall E. Blume.
Source: The Journal of Finance, Vol. 34, no. 1 (Mar., 1979), pp. 265-267

Estimating Beta for RIIO-2. Frontier Economics 2020.

ESTUDIO COMPARATIVO DE CÁLCULO DEL PARÁMETRO BETA DEL MODELO CAPM EN EL SECTOR ELÉCTRICO REGULADO DE PAÍSES LATINOAMERICANOS. María Jose Rocha. 2020.

FAMA, EUGENE F. y FRENCH, KENETH. *The Equity Risk Premium*. 1992.

HAMADA, R.S. *Portfolio Analysis, Market Equilibrium and Finance Corporation*. Journal of Finance. Marzo 1969.

Nota Técnica nº45/2020-SEM/ANEEL.

Nota Técnica SEDE/SPMEL Nº67/2021.

Nota Técnica SEDECTES 01-2017.

NT.F 02-2019.

NT.F 044-2019.

NT.F 055-2019.

Portfolio Analysis and Investment Managment, de Edwin J. Elton /Martin J. Gruber, 3ra Ed. Cap 5, John Wiley and Son 1984.

Relatório 4 – Relatório Final CEG.

Relatório 4 – Relatório Final CEG Rio.

Resolución CRE 550-2013.

Resolución CREG nº155-2020.

Resolución ENARGAS Nº 1/4059.

Resolución Exenta nº426-2017 CNE.