

CONTRIBUIÇÕES ABRACE E FIEMG

CONSULTA PÚBLICA SEDE-MG Nº 25/2021

2º PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA GASMIG TAXA DE CUSTO DE CAPITAL – WACC

SETEMBRO DE 2021

Participantes:	ABRACE - Associação Brasileira de Grande Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
	FIEMG - Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais
Contatos:	Natália Seyko (seyko@abrace.org.br); Adrianno Lorenzon (adrianno@abrace.org.br); Telefone Geral: (61) 3878-3500

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O processo de revisão tarifária representa medida de suma relevância para definição da remuneração à empresa de prestação de serviço de distribuição. O principal objetivo primado é a garantia de justa remuneração do serviço e, por outro lado, tarifa justa aos consumidores. Por justa remuneração compreende-se o estímulo ao aumento da eficiência e da qualidade dos serviços prestados, de forma a considerar a composição de custos que englobam a prestação da referida atividade. A revisão tarifária, dessa forma, busca simular um ambiente competitivo ao prestador de serviço objeto de um monopólio natural.

Ante o exposto, evidencia-se a relevância da participação ativa do agente regulador, do agente regulado e dos consumidores sobre o processo, assim como a necessidade da periodicidade e de planejamento para o processo de revisão. Dessa forma, para o presente processo, lamentavelmente, apesar de proceder em período anterior à data de efetividade da nova tarifa prevista com o intuito de redução da tarifa atualmente praticada, está sendo promovido com prazo pouco aderente para análise e participação dos consumidores. Para esta consulta pública, por exemplo, está sendo disponibilizado apenas 15 dias corridos para participação da sociedade sobre tema de elevada complexidade e importância ao processo que determinará a remuneração da concessionária pelos próximos 5 (ou seis) anos. Sobre este aspecto, falta coerência, planejamento e bom senso para realização do processo tarifário.

Em relação à proposta apresentada para determinação do WACC, são evidenciados aspectos que extirpam a estabilidade metodológica, ao alterar, em relação ao último

método utilizado, a lógica de definição de itens de composição do cálculo sem qualquer justificativa. Para efeitos ilustrativos desta afirmativa, cita-se a definição de estrutura tarifária. No ciclo anterior, a metodologia de cálculo foi baseada em amostragem de empresas semelhantes, entretanto, para o ciclo presente, o critério foi alterado com base em justificativa altamente contestável.

Sob outra perspectiva, são mantidos procedimentos do último processo que também foram altamente contestados, e reutilizados sem respaldo que justifique a sua manutenção, como a escolha de período temporal para definição de demais itens de composição do WACC, que aplicam valores desde meados de 1928.

Considera-se imprescindível a apresentação da metodologia utilizada, de forma mais aprofundada e com maior respaldo técnico e com base nas boas práticas nacionais e internacionais, que justifique as escolhas do agente regulador. Tal medida, além de contribuir com a robustez do processo, promoverá o tratamento isonômico, sem beneficiar injustamente uma das partes.

Feitas as considerações iniciais, seguem contribuições acerca da determinação de cada componente de formação do custo médio ponderado do capital.

1. ESTRUTURA DE CAPITAL

Conforme apontado pela Nota Técnica SEDE/SPMEL nº 67/2021, que norteia a proposta da presente consulta pública, foi considerada razoável pela Secretaria a determinação de 100% de capital próprio para a GASMIG. Como justificativa, foi afirmado que a concessionária deve ser considerada uma empresa de pequeno porte, assim como as empresas Gás Brasileiro Distribuidora (GBD) e Gás Natural São Paulo Sul (GNSPS), e, consequentemente, deve ser reconhecida a dificuldade de alavancagem por meio de recursos de terceiros.

Entretanto, a própria nota técnica se contradiz ao afirmar que no período compreendido entre 2019 e 2020, houve elevação de alavancagem da própria concessionária pela

emissão de debêntures. E, por considerar tal efeito como evento não recorrente, não deve refleti-lo na composição da estrutura de capital.

Sob este aspecto, a própria agência reconhece que há um expressivo nível de participação de terceiros na composição do capital da concessionária, entretanto, resolve por sentenciar percentual injustificado de forma a beneficiar a GASMIG. Com base nos relatórios de resultados econômicos da distribuidora¹, é possível perceber que, durante o período entre 2016 a 2020 a média de alavancagem da empresa é de quase 60%. Trata-se de uma relevante participação de recursos de terceiros que não se pode ser ignorada. Caso contrário, haveria tendência de aferição de receitas adicionais por parte desta empresa sobre este recurso.

GASMIG			
ANO	Dívida Bruta (R\$ mil)	Patrimônio Líquido (R\$ mil)	Alavancagem
2016	301.544	951.052	31,71%
2017	339.386	965.148	35,16%
2018	274.916	1.000.791	27,47%
2019	1.035.554	995.408	104,03%
2020	987.655	1.079.410	91,50%
TOTAL	2.914.121	4.975.819	58,88%

Além da contradição citada, cabe ressaltar a inconsistência acerca do enquadramento da concessionária GASMIG como empresa de pequeno porte: segundo dados da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), o estado de Minas Gerais possui a terceira maior rede de distribuição dentre todos estados brasileiros, com totalidade de 1.330 km de extensão. Para fins ilustrativos, ela representando quase 30% superior à malha de distribuição da Bahia.

Nota-se ainda que a GASMIG é empresa controlada pela CEMIG, uma das maiores empresas de energia elétrica do país, com braços na cadeia de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com ações negociadas nas bolsas de valores de São

¹ Relatório da Administração 2016 a 2020, disponível em:
<http://www.gasmig.com.br/Institucional/Paginas/DivulgacoesResultados.aspx>.

Paulo, Nova Iorque e Madri. Conforme verifica-se no ANEXO I, a emissão da debênture foi comunicada como fato relevante ao mercado. Este instrumento de captação de recursos, em si, demonstra o porte da empresa (ou de sua controladora) e afasta qualquer argumentação de que a GASMIG não teria capacidade de captar recursos de terceiros de forma competitiva.

Diante dos argumentos expostos, solicita-se a revisão do percentual de estrutura de capital, estabelecendo-se 41,12% de participação de recursos próprios e 58,88% de recursos de terceiros, de forma a **refletir o real nível de alavancagem da empresa**.

Alternativamente, cabe rememorar que a própria Secretaria, em 2016, por meio da Nota Técnica SEDE/SMPE nº 01/2016 determinou a estrutura tarifária com base na comparação da estrutura tarifária a partir da amostra de distribuidoras de gás brasileiras. A obtenção de estrutura tarifária por meio de comparação com outras empresas semelhantes se configura medida coerente, e denota a busca por benchmark para incentivo pela busca da eficiência na gestão de investimentos da empresa. E, diante da falta de uma amostra suficiente de empresas nacionais de distribuição de gás com aplicação de WACC em sua base de remuneração de capital, considera-se interessante a coleta de amostragem de empresas internacionais comparáveis com a GASMIG ou, o segmento de distribuição de energia elétrica.

Mais uma vez, frisa-se que a escolha desta amostra, assim como demais itens de composição do WACC representa fator determinante para o incentivo ou desincentivo à eficiência da gestão da estrutura de capital da concessionária de distribuição a ser remunerada a partir do WACC calculado. Um percentual de remuneração demasiadamente descolada à realidade do mercado, de forma a representar valor superior às demais atividades comparáveis, implica em perigoso incentivo à gestão financeira da empresa, e, conseqüentemente, em tarifas finais cada vez mais elevadas sobre o consumidor, para compensação da prestação de serviço cada vez menos eficiente. O que deve ser primada pelo regulador é justamente a eficiência da prestação de serviço, com remuneração justa ao concessionário.

2. CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

Para maior detalhamento da proposta a ser apresentada sobre a parcela do custo de capital, serão abordados a seguir pontos de contribuição para cada item de sua composição.

2.1. Taxa Livre de Risco

Conforme citado em Nota Técnica, para definição da taxa livre de risco, foi aplicado o bônus do governo americano com vencimento a 10 anos. Como justificativa para escolha deste indicador, foi apontado que as agências reguladoras ANEEL e ARSESP utilizaram a mesma referência durante os ciclos tarifários anteriores de suas concessionárias.

Apesar da semelhança de escolha pelo indicador, a SEDE, entretanto, foge do padrão temporal para cálculo da taxa de bônus de referência: enquanto que a ANEEL e ARSESP aplicam o período temporal de 5 anos para cálculo da média, a Secretaria está aplicando o período temporal compreendido entre jan/1928 a dez/2020. A escolha discricionária da Secretaria, durante o presente período de expressiva queda dos indicadores, somente favorece a manutenção de percentual elevado da média da taxa, uma vez que um prolongado período considera fatores econômicos passados que não são pertinentes para a economia atual.

Diante desta injustificada manobra matemática, solicita-se revisão do período temporal aplicado, de forma a readequá-la para período de 5 anos. Trata-se de medida mais coerente com o período de aplicação do ciclo tarifário, de forma a refletir valor mais próximo à realidade das taxas livres de risco atuais. Consequentemente à proposta de aplicação de 5 anos para cálculo da média da taxa livre de risco, sugere-se adoção do valor de 1,99%.

Data	US Treasury 10y year bond yield (% a.a.)
2016	1,82%
2017	2,33%
2018	2,89%
2019	2,08%

2020	0,82%
Média	1,99%

2.2. Beta

Acerca do componente Beta, chamou a atenção a diminuta lista de companhias de natural gas utilities consideradas no seu cálculo. Na presente consulta pública, foram consideradas apenas 12 empresas, enquanto que no ciclo anterior foram consideradas 30.

Lista de 2021

#	Companhias de Natural Gas Utilities - Reuters 2021
1	Atmos Energy Corporation
2	Chesapeake Utilities
3	Corning Natural Gas Holding Corp
4	National Fuel Gas Company
5	New Jersey Resources Corp
6	Northwest Natural Holding Co
7	ONE Gas, Inc.
8	South Jersey Industries Inc
9	Southern California Gas Co
10	Southwest Gas Holdings
11	Spire Inc.
12	UGI Corporation

Lista de 2016

#	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. (CNELL)
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)

Não foi apresentada qualquer motivação para tomada desta redução, nem sequer apresentou-se critério de escolha aplicado para seleção destas empresas em específico. Importante considerar na amostra que sejam elencadas empresas cujo negócio se

assemelhe à GASMIG, ou seja, distribuição de gás natural. Sabendo-se que quanto maior a lista de companhias na composição do cálculo, mais próximo à realidade é o indicador, questiona-se a decisão tomada pela Secretaria, e, adicionalmente, solicita-se a consideração de, no mínimo, a mesma quantidade de empresas, e preferencialmente a mesma amostra do ciclo anterior para o cálculo do Beta.

2.3. Risco País

Seguindo o mesmo raciocínio conforme apresentado para a definição da taxa livre de risco, sugere-se a aplicação do período temporal de 5 anos de forma a refletir a prática regulatória adotada pela ARSESP e ANEEL. Trata-se de medida mais coerente com o período de aplicação do ciclo tarifário, de forma a refletir valor mais próximo à realidade do risco país atual. Consequentemente à proposta de aplicação de 5 anos para cálculo da média da taxa de risco país, sugere-se adoção do valor de 2,97%.

3. CUSTO DE CAPITAL DA DÍVIDA

Apesar de desconsiderada na proposta apresentada pela SEDE, se faz necessário atualizar o custo de capital da dívida. Em função das justificativas apresentadas no item 1 deste documento, há expressiva participação de terceiros na composição do capital da GASMIG, e, consequentemente, os componentes para cálculo do custo de capital da dívida devem ser considerados.

3.1. Risco de Crédito

Para o cálculo do prêmio de risco de crédito adotou-se a mesma metodologia apresentada pela Secretaria em 2016, de forma a calcular a diferença entre a média dos spreads dos bônus de empresas do setor de infraestrutura no Brasil, com vencimento até 2026, e o spread dos bônus soberanos brasileiros. Para atualização destes dados, foi adotada uma listagem de empresas setoriais de energia e gás, atreladas ao IPCA.

BÔNUS CORPORATIVOS - INFRAESTRUTURA

Título	Setor	Código	Emissão	Vencimento	Indicador	Spread Real
AES Tietê S/A	Energia	TIET15	13/12/2016	15/12/2023	IPCA	6,54%
AES Tietê S/A	Energia	TIET26	03/05/2017	15/04/2024	IPCA	6,78%
CEMIG DISTRIBUICAO S/A	Energia	CMDT33	07/03/2013	15/02/2025	IPCA	5,10%
CEMIG DISTRIBUICAO S/A	Energia	CMDT27	18/07/2019	15/06/2026	IPCA	4,10%
CEMIG GERACAO E TRANSMISSAO S/A	Energia	CMTR33	12/03/2012	15/02/2022	IPCA	6,20%
COMPANHIA DE GAS DE SAO PAULO - COMGAS	Gás	GASP15	26/12/2016	15/12/2023	IPCA	5,87%
COMPANHIA DE GAS DE SAO PAULO - COMGAS	Gás	GASP16	31/10/2017	15/10/2024	IPCA	4,33%
COMPANHIA DE GAS DE SAO PAULO - COMGAS	Gás	GASP24	21/12/2015	15/12/2022	IPCA	7,48%
COMPANHIA DE GAS DE SAO PAULO - COMGAS	Gás	GASP34	21/12/2015	15/12/2025	IPCA	7,36%
COMPANHIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO-CELPE	Energia	CEPE19	28/08/2018	15/07/2025	IPCA	6,04%
COMPANHIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO-CELPE	Energia	CEPE27	12/05/2017	15/01/2022	IPCA	6,18%
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA-COELCE	Energia	CEAR25	22/12/2017	15/12/2024	IPCA	6,00%
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA-COELCE	Energia	CEAR26	15/06/2018	15/06/2025	IPCA	6,20%
COMPANHIA ENERGETICA DO CEARA-COELCE	Energia	CEAR27	14/03/2019	15/03/2024	IPCA	4,50%
COMPANHIA ENERGETICA DO MARANHAO - CEMAR	Energia	CEMA17	27/10/2016	15/10/2021	IPCA	5,48%
COMPANHIA ENERGETICA DO MARANHAO - CEMAR	Energia	CEMA27	27/10/2016	15/10/2023	IPCA	5,54%
COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE-COSERN	Energia	CSRN17	18/10/2017	15/10/2022	IPCA	4,64%
COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE-COSERN	Energia	CSRN18	20/07/2018	15/07/2023	IPCA	5,98%
COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE-COSERN	Energia	CSRN19	21/05/2019	15/04/2026	IPCA	4,25%
COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE-COSERN	Energia	CSRN27	18/10/2017	15/10/2024	IPCA	4,91%
COMPANHIA PAULISTA DE FORCA E LUZ	Energia	PALF18	23/10/2017	15/09/2022	IPCA	4,42%
COMPANHIA PAULISTA DE FORCA E LUZ	Energia	PALF28	23/10/2017	15/09/2024	IPCA	4,66%
COPEL GERACAO E TRANSMISSAO S.A.	Energia	CPGT15	10/10/2018	15/09/2025	IPCA	7,65%
COPEL GERACAO E TRANSMISSAO S.A.	Energia	CPGT26	06/08/2019	15/07/2025	IPCA	3,90%
CPFL GERACAO DE ENERGIA S/A	Energia	CPGE19	19/10/2016	17/10/2021	IPCA	5,48%
CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSAO DE ENERGIA ELETRICA PAULISTA	Energia	CTEE14	11/08/2016	15/07/2021	IPCA	6,04%
CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSAO DE ENERGIA ELETRICA PAULISTA	Energia	CTEE15	29/03/2017	15/02/2024	IPCA	5,04%
CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSAO DE ENERGIA ELETRICA PAULISTA	Energia	CTEE17	02/05/2018	15/04/2025	IPCA	4,70%
EDP ESPIRITO SANTO DISTRIBUICAO DE ENERGIA SA	Energia	ESCE17	29/08/2018	15/07/2025	IPCA	5,91%
EDP ESPIRITO SANTO DISTRIBUICAO DE ENERGIA SA	Energia	ESCEA0	11/02/2021	15/07/2025	IPCA	3,26%
EDP SAO PAULO DISTRIBUICAO DE ENERGIA S/A	Energia	EBEN19	29/08/2018	15/08/2025	IPCA	5,91%

EDP SAO PAULO DISTRIBUICAO DE ENERGIA S/A	Energia	EBENA1	11/02/2021	15/01/2026	IPCA	3,91%
ELETROPAULO METROPOL. ELETR. DE S.P. S/A	Energia	ELPLB4	25/06/2019	15/05/2026	IPCA	4,01%
ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	Energia	CEMT19	18/10/2018	15/09/2025	IPCA	5,08%
ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	Energia	ESULA1	18/10/2018	15/09/2025	IPCA	5,08%
ENERGISA MINAS GERAIS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A	Energia	FLCLA0	09/10/2018	15/09/2025	IPCA	5,08%
ENERGISA PARAIBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A	Energia	SAEL15	18/10/2018	15/09/2025	IPCA	5,08%
ENERGISA TRANSMISSAO DE ENERGIA S.A.	Energia	ETEN11	26/12/2018	15/12/2025	IPCA	4,92%
ENERGISA TRANSMISSAO DE ENERGIA S.A.	Energia	ETEN31	26/12/2018	15/12/2025	IPCA	4,98%
EQUATORIAL ENERGIA S.A.	Energia	EQTL22	08/12/2017	15/11/2024	IPCA	5,77%
MÉDIA						5,36%

BÔNUS SOBERANO BRASIL				
Título	Setor	Código	Data de Vencimento	Retorno Real
Tesouro IPCA+ 2026	Governo	NTNB Princ	15/08/2026	4,53%
Diferença entre Bônus Corporativos Infraestrutura e Bônus Soberano Brasil				0,87%

Dessa forma, sugere-se a adoção da diferença entre a média do bônus corporativo da listagem apresentada, e o bônus do tesouro nacional NTN26, de maneira a resultar em uma taxa de 0,60%.

4. CUSTO MÉDIO PONDERADO DO CAPITAL

Ante a exposição realizada dos componentes de formação do custo médio ponderado do capital, é obtido o valor atualizado de 5,08%, percentual pleiteado por esta Associação como o valor de WACC real a ser aplicado para o próximo ciclo tarifário da GASMIG, conforme detalhamento na tabela abaixo.

	Proposta SEDE	Proposta ABRACE
Estrutura de Capital		
(A) Participação de Capital Próprio (W_E)	100%	41,12%
(B) Participação de Capital de Terceiro (W_D)	0%	58,88%
Custo de Capital Próprio (r_E)		
(1) Taxa de Livre Risco	4,82%	1,99%
(2) Taxa de Retorno de Mercado	11,44%	11,44%

(3) Prêmio Risco de Mercado = (2)-(1)	6,62%	9,45%
(4) Beta Desalavancado	0,43	0,43
(5) IR + CSLL (T)	34,00%	34,00%
(6) Beta Alavancado = $(4) * [1 + ((B)/(A)) * (1 - (5))]$	0,43	0,84
(7) Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro = (6)*(3)	2,85%	7,95%
(8) Prêmio Risco Brasil	3,74%	2,97%
(9) Taxa de Inflação Americana	2,38%	2,38%
(10) r_E Nominal = (1)+(7)+(8)	11,41%	12,91%
(11) r_E Real = $[(10)+1]/[1+(9)]-1$	8,82%	10,29%
Custo de Capital de Terceiros (r_D)		
(12) Taxa de Livre Risco = (1)	-	1,99%
(13) Prêmio Risco Brasil = (8)	-	2,97%
(14) Risco de Crédito	-	0,87%
(15) r_D Nominal antes de impostos = (12)+(13)+(14)	-	5,83%
(16) r_D Nominal após impostos = (15)*[1-(5)]	-	3,85%
(17) r_D Real após impostos = $[(1)+(16)]/[1+(9)]-1$	-	1,44%
WACC		
WACC DDI (Depois de Imposto)	8,82%	5,08%