

CONTRIBUIÇÕES ABRACE E FIEMG

CONSULTA PÚBLICA SEDE-MG Nº 32/2022

2º PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA GASMIG RECEITA REQUERIDA

FEVEREIRO DE 2022

1

ABRACE

 SBN - Quadra 01 Bloco B nº 14, salas 701/702 Ed. CNC
Asa Norte - Brasília - DF - 70041 902

 (61) 3878-3500

 www.abrace.org.br

FIEMG

Av. do Contorno, 4456 – Belo Horizonte/MG
CEP: 30110-028

Geral: (31) 3263-4200
www.fiemg.com.br

Participantes:	ABRACE - Associação Brasileira de Grande Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
	FIEMMG - 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.

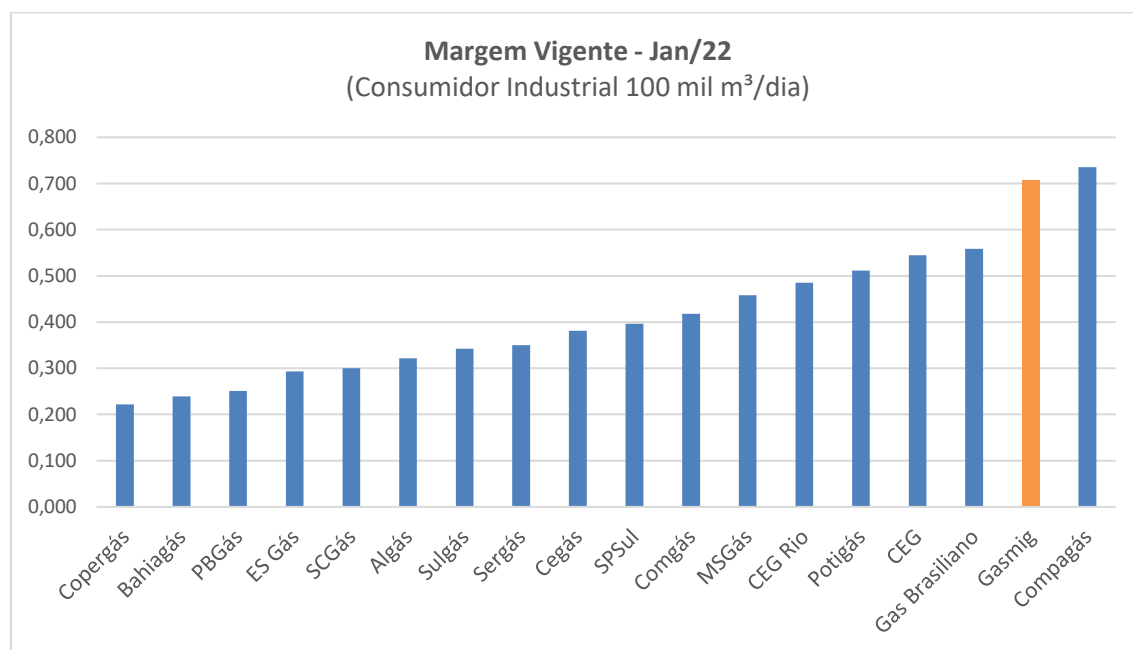
Ante o exposto, evidencia-se a relevância da participação ativa do agente regulador, do agente regulado e dos consumidores sobre o processo, assim como a necessidade da periodicidade do processo de revisão com a máxima transparência, para garantia da manutenção da busca pela eficiência.

Previamente ao aprofundamento da discussão dos itens de composição da presente revisão tarifária, destacamos que a proposta de atualização da margem apresentada pela Secretaria implica em aumento sobre a margem de 4,79%.

Margem Média	0,6654 R\$/m³
Índice de Reposicionamento Tarifário	4,79%

Acerca desta proposição, cabe observar que as margens praticadas atualmente pela Gasmig já representam uma das mais altas do país. Para fins ilustrativos, o gráfico

seguinte apresenta um comparativo de margem média praticada ao consumidor de classe industrial, com consumo médio de 100 mil m³/dia.



Percebe-se que a Gasmig ocupa a segunda maior margem aplicada a essa classe tarifária, e a presente proposta de aumento da margem, no mínimo preservará sua incômoda posição, e reduzindo a atratividade do consumo de gás natural no estado.

Feitas as considerações iniciais, seguem contribuições acerca da determinação de cada componente de formação da margem média da Gasmig.

1. RECEITA REQUERIDA

Para melhor análise da composição da receita requerida, cada classe de custo foi trazida a valor presente, por meio da aplicação do VPL (Valor Presente Líquido), descontado o WACC. O resultado da soma destes custos ao longo de todo o ciclo tarifário está representado na tabela abaixo, com o respectivo percentual equivalente. Verifica-se que a proposta da Sede totaliza receita de R\$ 3,2 bilhões, considerando atualização monetária, projetada para ser auferida ao longo do ciclo tarifário.

Item	R\$ (VP)	%
Custos Operacionais	709.159.020	22,97%
Receitas Irrecuperáveis	814.604	0,03%
Depreciação da Gestão	545.844.792	17,68%

Custo de Capital	1.124.535.341	36,42%
Custo de Capital da Outorga	612.168.382	19,83%
Depreciação da Outorga	159.054.750	5,15%
Compensação pela Antecipação da Revisão	- 34.082.775	-1,10%
Receita em Excesso 1ª RTP	- 29.800.315	-0,97%
TOTAL	R\$ 3.087.693.799	
TOTAL Atualizado (IGP-M 4,3%)	R\$ 3.221.807.161	

A partir desta tabela, surpreende-nos a expressiva participação dos custos da outorga na composição da referida receita requerida. Ao somar o custo de capital da outorga e a sua depreciação, percebe-se que ela representa aproximadamente 25% da receita requerida total.

Para maior aprofundamento da discussão da outorga, assim como os demais itens que formam a receita requerida, o texto foi dividido em sessões específicas para cada um destes itens.

1.1. OUTORGA

Conforme explicitado na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022, o montante adicionado à base de remuneração regulatória foi de R\$ 888.600.628,92, em moeda de fevereiro de 2019, com vida útil de 33 anos. Dessa forma, a parcela de depreciação, a ser cobrada anualmente, é de R\$ 40.583.815. Desde sua incorporação à base, foram descontados dois períodos de depreciação, acumulando em depreciação, o montante de R\$ 81.167.630.

Entretanto, é sugerida pela Sede, além da cobrança pela depreciação, a cobrança pelo custo de capital da outorga, remunerado pelo WACC regulatório, antes de impostos, atualmente valorado a 13,20%. É em função desta remuneração pelo custo de capital que gerou expressivo impacto do custo da outorga sobre a margem.

Em adição, cabe ressaltar que o índice de inflação elegido pela Secretaria para efetuar a atualização do montante da outorga a valores de jun/2021 foi o IGP-M, aumentando em 50,7% o valor da outorga inicial.

Outorga Inicial (fev/2019)	Outorga Atualizada (jun/2021 – IGP-M 50,7%)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido
R\$ 888.600.628,92	R\$ 1.339.265.903	R\$ 81.167.630	R\$ 1.258.098.272

Acerca desta medida adotada pela Secretaria, cabem algumas reflexões: (i) incorporação da outorga na base de ativos; (ii) opção do indicador de inflação; e (iii) aplicação do WACC.

1.1.1. INCORPORAÇÃO DA OUTORGA NA BASE DE ATIVOS REGULATÓRIOS

A base de ativos regulatórios, conceitualmente, corresponde ao valor dos ativos disponibilizados para a prestação do serviço regulado. Trata-se de elemento aplicável exclusivamente a empresas monopolistas prestadoras de serviços de natureza pública, de modo a prover condições ao agente concedente a regular a eficiência do serviço prestado e prudência dos investimentos realizados.

Por outro lado, a outorga se caracteriza pelo ato administrativo de transferir a execução de serviços públicos às pessoas jurídicas integrantes da administração indireta, entidades paraestatais, empresas privadas e particulares. No caso da Gasmig, por sua vez, o processo de outorga conduziu à cobrança de valor previamente determinado em acordo de vontade entre as partes (poder concedente e concessionária).

Ante essa breve contextualização, resta claro que a outorga nada condiz com a prestação e eficiência do serviço de distribuição. Não é investimento em ativo, não é recurso para aplicação sobre qualquer custo para prestação do serviço. Trata-se de apenas um valor cobrado pelo poder concedente para permitir que a concessionária continue explorando a prestação do serviço de distribuição de gás no estado.

A distorção gerada pela inclusão deste montante à base de ativos regulatórios da distribuidora não é apenas conceitual, tem impacto direto à tarifa ao consumidor e na atração de investimentos: o pagamento do montante da outorga, que deveria ser assumido pela concessionária, está sendo repassado diretamente à tarifa, com retornos consideráveis para concessionária às custas do consumidor.

Para fins de exercício, foi simulado o custo final da outorga ao longo do seu tempo de vida útil, caso mantidas as condições de cálculo atualmente propostas pela Sede. Considerando o montante inicial, a forma de remuneração de custo de capital, mantido a WACC constante de 13,20%, ao final dos 33 anos, o consumidor terá pago aproximadamente R\$ 4,3 bilhões à concessionária de distribuição por uma outorga que, conceitualmente, nem deveria ser cobrada.

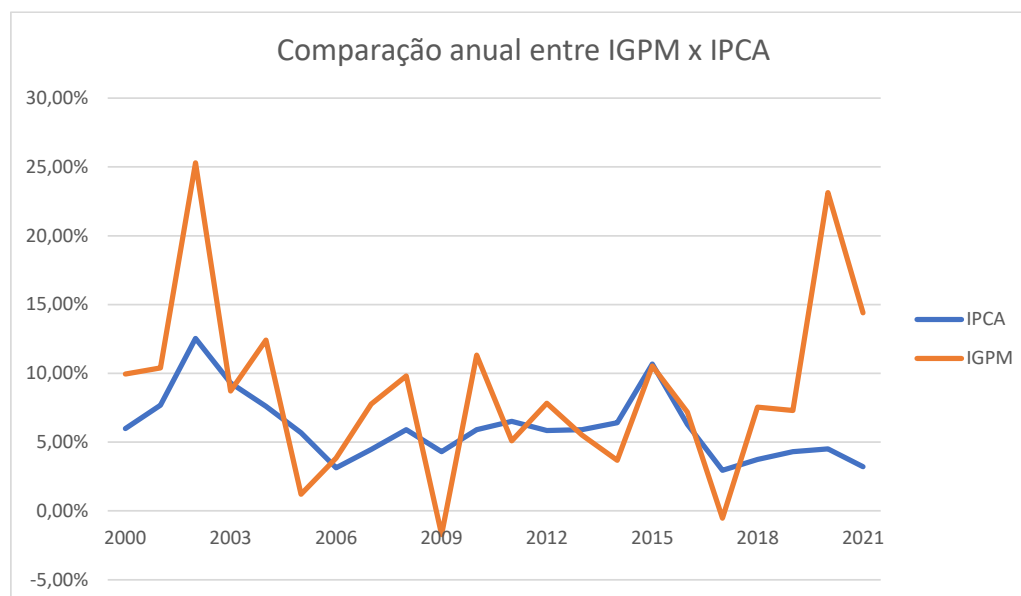
1.1.2. INDICADOR DE INFLAÇÃO

Sobressaindo à discussão da coerência sobre a incorporação da outorga na base de ativos regulatórios, chamamos atenção à opção adotada pela Sede em aplicar o IGP-M para atualização monetária da outorga.

O IGP-M, índice calculado e divulgado pelo Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas (FGV IBRE), foi concebido para ser uma medida abrangente da variação de preços, englobando diversas etapas de uma cadeia produtiva – ou seja, abrange não só os preços que chegam na ponta final de venda, como também os do meio do processo. Trata-se de uma combinação de três índices de preços, que consideram efeitos de (i) variação de preço na produção agropecuária e no atacado, com influência do dólar; (ii) preços no varejo e de serviços consumidos pelas famílias; e (iii) variação de materiais de construção e mão de obra. Em função da sua abrangência e influência do dólar, tende a ser um indicador mais volátil.

Por outro lado, o indicador de inflação oficial do país, o IPCA, considera somente produtos e serviços ao consumidor e faz uma média das variações. Na cesta de produtos considerados no seu cálculo, destacam-se os custos de combustíveis e energia como um dos itens.

Para fins de ilustração, o gráfico seguinte apresenta a comparação de comportamento entre os dois indicadores.



Fonte: ABRACE. Dados do IBGE e FGV.

Conforme citado, a volatilidade do IGP-M é uma característica marcante quando comparado ao IPCA. Tal observação se consolida como uma das justificativas para a adoção do IPCA para atualização monetária de custos de longo prazo, como é o caso da outorga em discussão. E, sob a perspectiva da atividade de distribuição de gás natural, por tratar-se de prestação de serviço ao consumidor final, considera-se também mais coerente a aplicação do IPCA, em função da composição da formação deste indicador.

Dessa forma, sugere-se que, caso seja mantido o entendimento de que a outorga deve permanecer na base de ativos regulatórios, o indicador IPCA seja utilizado como índice de inflação para atualização da outorga.

Aproveitando a oportunidade, destaca-se que este mesmo entendimento é aplicável à toda a metodologia de revisão tarifária. A aplicação do IGP-M para atualização dos componentes da receita requerida também implica em variações elevadas de custos que poderiam ser minimizados com a incorporação do IPCA. Dessa forma, sugerimos a reconsideração de adoção do indicador do IPCA para os processos de revisão tarifária da Gasmig. Entendemos que para tal medida uma atualização contratual da concessão seria compulsória, implicando no processo de negociação de aditivo entre as partes. Apesar da dificuldade processual, observamos que o estado de São Paulo efetivou 7º

termo aditivo contratual com suas distribuidoras nesse mesmo sentido, substituindo os indicadores de inflação em seus contratos para IPCA, com o fito de compatibilizar os parâmetros às melhores práticas.

1.1.3. APLICAÇÃO DO WACC

Conforme citado anteriormente, o custo de capital da outorga foi valorado ao WACC regulatório, antes de impostos, de 13,20%. Entretanto, cabe rememorar que esse percentual de WACC foi calculado com base em uma estrutura de capital composta com apenas 8,24% de capital de terceiros.

É de conhecimento público que a fonte de recursos da outorga, por sua vez, foi obtida pela Gasmig a partir de fundos de emissão de promissórias comerciais de seus investidores. Em outras palavras, trata-se de fonte de capital 100% de terceiros.

Diante de tal contradição, em se mantendo o entendimento que a outorga deve ser incorporada à base de ativos, considera-se mais coerente a aplicação da remuneração pelo WACC regulatório, valorado à estrutura de capital condizente com a fonte de recursos da outorga, de 100% de terceiros. Utilizando-se os mesmos valores aprovados em processo de revisão do cálculo do WACC para o presente ciclo tarifário, o WACC equivalente, antes de impostos, deve ser de 5,99%.

Estrutura de Capital	WACC vigente	WACC 100% terceiros
(A) Participação de Capital Próprio (W_E)	91,76%	0,00%
(B) Participação de Capital de Terceiro (W_D)	8,24%	100%
Custo de Capital Próprio (r_E)		
(1) Taxa de Livre Risco	4,82%	4,82%
(2) Taxa de Retorno de Mercado	11,44%	11,44%
(3) Prêmio Risco de Mercado = (2)-(1)	6,62%	6,62%
(4) Beta Desalavancado	0,4523	0,4523
(5) IR + CSLL (T)	34,00%	34,00%
(6) Beta Alavancado = (4)*[1+(((B)/(A))*(1-(5)))]	0,4791	0,4791
(7) Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro = (6)*(3)	3,17%	3,17%
(8) Prêmio Risco Brasil	3,74%	3,74%
(9) Taxa de Inflação Americana	2,38%	2,38%
(10) r_E Nominal = (1)+(7)+(8)	11,73%	11,73%
(11) r_E Real = [(10)+1]/[1+(9)]-1	9,14%	9,14%

Custo de Capital de Terceiros (r_D)		
(12) Taxa de Livre Risco = (1)	4,82%	4,82%
(13) Prêmio Risco Brasil = (8)	3,74%	3,74%
(14) Risco de Crédito	1,18%	1,18%
(15) r_D Nominal antes de impostos = (12)+(13)+(14)	9,74%	9,74%
(16) r_D Nominal após impostos = (15)*[1-(5)]	6,43%	6,43%
(17) r_D Real após impostos = [(1)+(16)]/[1+(9)]-1	3,95%	3,95%
WACC		
WACC real	8,71%	3,95%
WACC ADI (Antes de Imposto)	13,20%	5,99%

Dessa forma, sugere-se aplicação de WACC diferenciado para valoração do custo de capital da outorga, a 5,99%.

Como resultado, considerando-se a aplicação do WACC diferenciado e a atualização do montante pelo IPCA, obtém-se expressiva redução do custo final da outorga assim como nas parcelas de custos de capital da outorga ao longo do ciclo tarifário. O resultado dos montantes é apresentado na tabela abaixo.

	SEDE	ABRACE
Outorga fev/2019	R\$ 888.600.629	R\$ 888.600.629
Inflação	1,507 (IGP-M)	1,127 (IPCA)
Outorga jun/2021	R\$ 1.339.265.903	R\$ 1.002.005.707
WACC ADI	13,20%	5,99%
Custo de Capital da Outorga		
2022	166.017.673,13	55.158.200,80
2023	160.662.264,32	52.727.230,27
2024	155.306.855,51	50.296.259,73
2025	149.951.446,70	47.865.289,20
2026	144.596.037,89	45.434.318,67
CUSTO TOTAL OUTORGA (33 anos)	4.343.650.245,57	2.110.478.289,62

1.2. CUSTOS DE CAPITAL

Dentro da composição do custo de capital, é considerada a remuneração de pagamento de duas bases de ativos: a base blindada e a base incremental. Acerca da primeira, o montante está valorado a R\$ 3,1 bilhões, em moeda referente a fev/2021, decorrente

da aprovação da base durante o primeiro ciclo tarifário e sua consequente blindagem. Entretanto, cabe destacar que apesar da aprovação e blindagem dos montantes, tais ativos nunca passaram por um processo de fiscalização efetiva.

Acerca da segunda parcela, a base incremental, a proposta exposta pela Sede é de aprovação de R\$ 187,7 milhões. Sobre este montante foi considerada a soma dos custos de aquisição de diversos tipos de equipamentos necessários para a prestação do serviço de distribuição. Entretanto, o processo de análise da razoabilidade dos montantes pela Secretaria limitou-se a somente uma das classes desses equipamentos: tubulações. Apesar do significativo trabalho de redução de custos, considera-se contundente a extensão da avaliação da razoabilidade dos custos para os demais equipamentos.

Além da base de ativos, também foram considerados custos de capital de giro, estoque reconhecido, investimentos e depreciação dos ativos que compõem a base.

No que concerne ao estoque reconhecido, segundo Nota Técnica da Sede, trata-se de ativos em estoque mínimo necessários para atendimento a falhas na operação e danos na infraestrutura da concessionária. Entretanto, para a sua valoração, foi aplicada uma simples fórmula, com base nos dados financeiros da concessionária, sem o devido processo de fiscalização. Novamente, tratam-se de números que adicionam custos ao consumidor sem a inspeção pelo agente regulador e transparência para sociedade.

Em relação aos investimentos previstos, diante da relevância e distorções identificadas, discute-se no tópico abaixo. Entretanto, previamente a essa discussão, faz-se relevante abordar com maior cautela a importância da realização de um processo de fiscalização dos ativos da concessionária.

1.2.1. FISCALIZAÇÃO

A concessão do serviço de distribuição de gás incorre em uma clássica relação de assimetria de informação entre o principal, poder concedente, e o agente, concessionária. Tal assimetria é ampliada em função dos conflitos de interesses entre tais agentes, visto que o poder concedente cobrará, em teoria, maximização da

eficiência do serviço prestado, enquanto que a concessionária, por outro lado, buscará maximização dos seus lucros.

Dado este cenário, foram estabelecidas boas práticas regulatórias no intuito de aumentar o grau de confiança das informações prestadas pela concessionária. Trata-se de estrutura de governança, fundada em processos de auditoria tanto internos quanto externos. E sobre este último, cabe ao poder concedente averiguar, por meio de fiscalizações das informações declaradas pela concessionária. É direito do consumidor, configurando em dever do agente concedente do serviço, primar pela comprovação da existência dos ativos declarados, estabelecer metodologias de fomento à busca pela eficiência na prestação dos serviços, assim como estabelecer sanções necessárias em caso de descumprimento de suas determinações.

Diante o exposto, não restam dúvidas quanto à relevância da realização de auditoria da base de ativos da concessionária, assim como demais itens de custos que compõem a tarifa ao consumidor. Dessa forma, sugerimos a adoção pela Secretaria de medidas de fiscalização dos ativos, sejam blindadas ou incrementais, assim como estabelecimento deste processo como medida regular em intervalos determinados de tempo.

1.2.2. INVESTIMENTOS

Dentre os itens de composição de custos em investimentos, os projetos de expansão representam a maior parcela, com 93,2% de participação nos custos ao longo do ciclo tarifário, com base nos valores propostos pela Secretaria. Apesar de ter sofrido significativas reduções em relação ao pleito da Gasmig, ainda permanece o questionamento da eficiência econômica dos projetos previstos.

Com base nas informações prestadas em Nota Técnica e planilhas disponibilizadas pela Secretaria, os projetos “Centro Oeste” e “Extrema” apresentam custos elevados que superam a margem atualmente aplicada pela distribuidora.

Para fins de análise, os custos propostos pela Secretaria, já considerando as reduções dos montantes, foram projetados para toda a extensão da vida útil dos respectivos

projetos. Em seguida, com base nos volumes de atendimento previstos para tais projetos, foram obtidos o seu respectivo custo médio.

Os resultados estão compilados na tabela a seguir.

Projeto	Investimento (R\$ milhões)	Custo de Capital (R\$ milhões)	Vida Útil	Volume (m³/dia)	Tarifa Média (R\$/m³)
Extrema	R\$ 200,9	R\$ 615	29,4	60.000	0,95
Centro Oeste	R\$ 410,5	R\$ 1.271	29,4	90.000	1,31
Extrema + Centro Oeste	R\$ 611,4	R\$ 1.885	29,4	150.000	1,17

Conforme mencionado, é possível perceber que os custos dos projetos propostos ainda se encontram em níveis significativamente elevados. Ressalte-se, ademais, que estes valores calculados somente se referem aos custos de capital, não considerando custos adicionais relevantes, como por exemplo, no aspecto operacional.

Tais resultados indicam a inviabilidade econômica dos projetos, apontando para expansão de rede insustentável e ineficiente, com riscos de agregar baixo volume de demanda a custos superiores ao que é praticado atualmente. Ou seja, a expansão proposta provoca um aumento da margem média – uma deseconomia de escala que deve ser rechaçada pelo regulador.

Diante o exposto, solicitamos a glosa completa dos projetos, e, antes de qualquer aprovação de investimentos, que seja realizada uma análise de viabilidade econômica prévia e fundamentada.

Em adição à presente discussão, questiona-se a motivação da incorporação dos custos previstos de tais investimentos, previamente à sua entrada em operação. É de próprio entendimento da Secretaria, conforme afirmado em Nota Técnica, de que “os investimentos serão incorporados à Base de Remuneração Regulatória (BRR) quando o projeto entrar em operação”. Com base nesse entendimento, sugere-se a retirada dos custos em investimentos, e aprovação da sua incorporação somente após entrada em operação, considerando análise de viabilidade econômica.

1.3. CUSTOS OPERACIONAIS

Na composição dos custos operacionais, foi apresentado pela Sede a proposta de incorporação de custos que sobressaem aos custos referentes ao PMSO (pessoal, materiais, serviços e outros). Trata-se da inclusão de custos com redes internas, que em termos práticos, incorpora, em valores presentes, o montante de aproximadamente R\$ 41,6 milhões. A este valor, cabe ressaltar a contradição de valores apontados pela Sede ao longo da própria Nota Técnica: em custos de capital, o custo líquido dos referidos ativos é de R\$ 38,7 milhões.

Tal incorporação de custos é proposta sem qualquer justificativa, e contradiz o próprio entendimento da Sede, que retirou tais custos da base de ativos por não pertencerem à concessionária. Este mesmo entendimento havia sido tomado no primeiro ciclo tarifário, ao não incluir tais custos durante o referido processo.

Todavia, a medida determinada pela Secretaria, além de contrariar qualquer entendimento, de maneira infundada, retrocede no seu conceito, incorporando custos referentes, além do presente ciclo tarifário, os custos do ciclo anterior.

Trata-se de medida que coloca em risco o princípio da eficiência, modicidade tarifária, e, sobretudo, da legalidade ao contrariar o contrato de concessão, que não prevê consideração de ativos que não são de sua propriedade como fontes de remuneração em custos de operação.

Diante à grave opugnação aos direitos do consumidor e aos princípios básicos que regem o presente processo de revisão tarifária, solicitamos a retirada completa dos custos com redes internas em qualquer item de composição do custo tarifário.

Além da discussão dos custos com redes internas, não poderia deixar de destacar o constrangimento percebido com os resultados dos comparativos entre os indicadores de custos de operação das distribuidoras, conforme apresentados na Nota Técnica. As exacerbadas discrepâncias dos indicadores refletem a ineficiência da distribuidora frente as demais, oportunizando a implementação de medidas de fomento à busca por redução de custos em sua operação. Medidas como definição de limites de repasses de

custos operacionais, por exemplo, devem ser tomadas pelo agente regulador na busca pela eficiência da prestação do serviço.

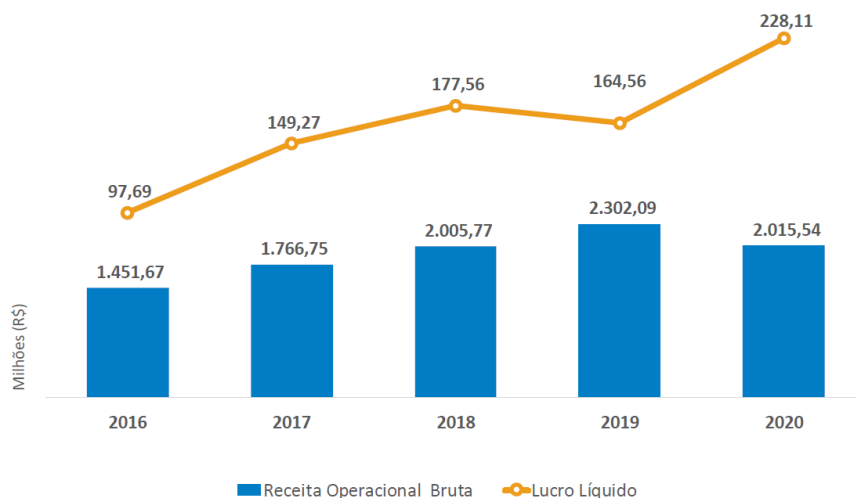
Em complemento, foi conferido pela Secretaria o repasse de custos operacionais com base no custo mínimo para os itens de MSO (materiais, serviços e outros), deixando de fora os custos com maior representatividade e ineficiência, que é o de pessoal. Trata-se de decisão discricionária, sem qualquer justificativa, que corrobora com a perpetuidade da ineficiência e oneração excessiva dos consumidores de Minas Gerais. Dessa forma, solicitamos a adoção dos custos mínimos também para o item de pessoal no cálculo da composição dos custos de operação.

2. COMPENSAÇÕES 2021

O cálculo de compensações, conforme apresentado nos documentos disponibilizados pela Sede, foram obtidos pela soma das receitas em excesso por investimentos não realizados e pela compensação pela antecipação da revisão tarifária.

No que concerne ao cálculo das receitas em excesso, houve diferimento dos montantes de investimentos na ordem de R\$ 126 milhões em relação ao valor aprovado na 1ª RTO e o efetivamente realizado. Sucintamente, a distribuidora não efetivou os investimentos previstos no ciclo, investindo montantes significativamente inferiores, porém custeados pelos consumidores durante todo o período tarifário. Apesar do reconhecimento do excesso de receita auferida pela concessionária, a Sede sugere desconsiderar os investimentos referentes aos anos 2020 e 2021. Tal medida minimiza os montantes a devolver pela concessionária, com base na justificativa dos efeitos econômicos decorrentes da COVID. Entretanto, a este efeito, cabe observar que os resultados financeiros apresentados pela própria distribuidora apontam divergências quanto à afirmativa anterior. Conforme apresentado a seguir, os resultados em 2020 atingiram níveis de apenas 12% inferior aos de 2019. E, com base nos dados de até o 3º trimestre de 2021, apontava-se recuperação econômica na empresa.

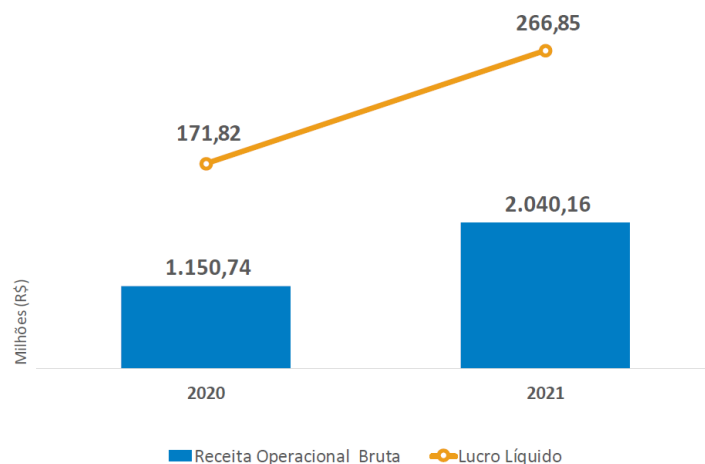
RESULTADOS FINANCEIROS



Fonte: Relatório Anual Gasmig



RESULTADOS FINANCEIROS ATÉ O 3º TRIMESTRE DE 2021



Fonte: Relatórios Trimestrais

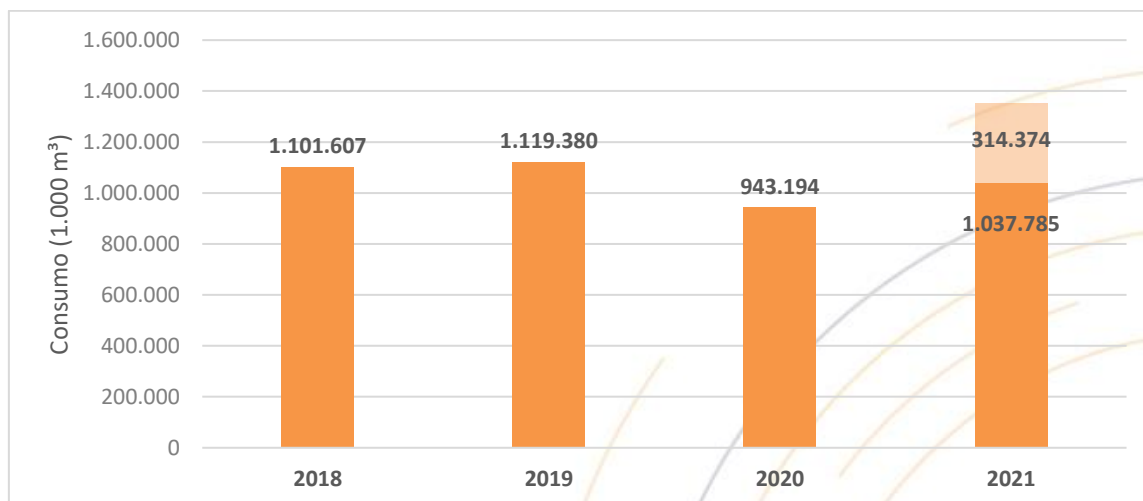


Diante o exposto, solicita-se reconsideração dos valores não investidos nos anos de 2020 e 2021, rememorando que tais montantes não têm finalidade de custeio de diferimento de receitas realizadas e que o consumidor já realizou o pagamento destes montantes sem qualquer benefício.

No tocante à compensação pela antecipação da revisão, seguimos o raciocínio da retirada dos custos da outorga na remuneração requerida do período tarifário. E, caso

sejam mantidos seus custos, propõe-se considerar a remuneração por WACC 100% de terceiros.

Ademais, questiona-se uma das justificativas apresentadas em Nota Técnica para a antecipação da presente revisão tarifária, especificamente à retração do volume no período de 2020 e 2021. Com base nos dados publicados pela ABEGÁS, foi compilado no gráfico seguinte os volumes de consumo no período 2018-2021.



Em 2021 os dados disponibilizados de volume foram somente até o mês de setembro. Para o restante do período, foram considerados os volumes dos meses correspondentes de outubro à dezembro realizado em 2020.

Em complemento, o boletim de acompanhamento da indústria publicado pelo Ministério de Minas e Energia corrobora com os dados da Abegás, ao apontar consumo médio em 2021 superior aos consumos médios percebidos no período 2017-2021.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (milhões de m³/dia)	Média 2017	Média 2018	Média 2019	Média 2020	dez-20	jan-21	fev-21	mar-21	abr-21	mai-21	jun-21	jul-21	ago-21	set-21	out-21	nov-21	Média 2021
Algás (AL)	0,623	0,623	0,540	0,459	0,480	0,535	0,607	0,623	0,591	0,598	0,497	0,453	0,610	0,670	0,530	0,531	0,568
BahiaGás (BA)	3,606	3,814	3,782	3,425	3,498	3,548	3,599	3,109	3,532	3,629	3,790	4,072	3,731	3,484	3,907	3,951	3,668
ES GÁS (ES)	2,734	2,791	2,587	2,371	2,680	2,602	2,620	1,867	2,576	2,725	2,768	2,865	2,703	2,215	2,820	2,835	2,600
Cebgás (DF)	0,004	0,005	0,006	0,004	0,005	0,005	0,006	0,005	0,005	0,006	0,007	0,007	0,000	0,008	0,008	0,009	0,006
Ceg (RJ)	13,072	11,516	10,125	8,644	14,190	10,731	7,414	13,582	12,260	11,099	14,141	14,489	12,988	13,160	15,926	15,593	12,853
Ceg Rio (RJ)	8,119	5,689	6,289	5,841	10,027	9,836	8,189	9,601	8,290	7,470	10,425	10,496	9,907	8,819	10,676	7,700	9,219
Cegás (CE)	1,587	0,834	1,207	0,599	0,589	2,050	1,487	0,471	0,484	0,523	0,553	0,562	0,568	0,535	0,577	0,573	0,762
Cigás (AM)	3,019	3,917	4,632	4,942	5,149	4,960	4,866	4,897	4,710	4,951	5,377	5,533	5,487	5,469	5,433	5,498	5,198
Comgas (SP)	11,761	14,237	14,239	13,451	15,190	14,648	15,126	16,017	16,541	16,011	16,845	16,089	17,115	17,716	16,811	15,404	16,211
Compagás (PR)	1,157	1,202	1,367	1,556	2,730	2,047	2,507	2,708	1,769	1,648	2,715	3,107	1,828	1,930	2,693	1,510	2,224
Copergás (PE)	4,583	4,808	4,662	4,407	5,632	5,586	5,248	2,887	3,649	4,534	5,244	5,591	4,043	4,981	3,767	5,396	4,630
Gas Brasileiro (SP)	0,683	0,713	0,713	0,632	0,682	0,722	0,722	0,772	0,677	0,687	0,731	0,838	0,879	1,029	1,096	1,072	0,839
Gasimig (MG)	3,603	3,018	3,067	2,584	2,862	3,770	3,566	3,900	3,807	3,327	4,093	4,227	4,007	3,494	3,823	3,990	3,818

É possível perceber que há representativa retomada da demanda, confirmando os dados dos resultados financeiros apresentados pela Gasmig em seus relatórios. Entretanto, contradiz os argumentos apontados na Nota Técnica da Sede. Diante dessas inconsistências, questiona-se a veracidade das informações apresentadas na consulta pública usadas para justificar a antecipação do processo tarifário.

3. PARCELA COMERCIALIZAÇÃO

A parcela de custos pelo desenvolvimento da atividade de comercialização da Gasmig foi obtida com base na média simples de percentuais de custos de comercialização das distribuidoras Comgás, GNSPS e GBD. Acerca desta medida, resta a crítica sobre a falta de metodologia de definição dos custos efetivos pela comercialização, decorrente da falta de separação das atividades intrínsecas da distribuição com a da comercialização.

Esta medida de separação deve ser fortemente defendida pelo agente regulador, por um lado, com o viés de resguardar o princípio da transparência dos custos, e, por outro, promover o desenvolvimento da atividade de comercialização no âmbito do mercado livre. Devemos rememorar que a atividade de comercialização no mercado livre não compreende atividade de monopólio da concessionária, e a atuação deste agente sem a devida separação das atividades, tem o potencial de promover ao monopolista relevante vantagem comercial e informacional sobre os demais agentes comercializadores, levando, inclusive, à prática de subsídios cruzados entre as atividades.

Portanto, com o intuito de fomentar a competitividade no setor, solicitamos a efetividade da separação das atividades e de seus custos, assim como a promoção da devida transparência metodológica.

Em complemento, consideramos que o cálculo para a definição do percentual dos custos de comercialização, caso aplicado um percentual de distribuidora aleatória, sugerimos a escolha pelo maior percentual praticado no país. A falta de fornecimento dos dados deve representar uma penalidade à concessionária e não um prêmio.

Sobressaindo à discussão dos custos de comercialização, aproveitamos a oportunidade para questionar a metodologia de cálculo da composição da TUSD por segmento da estrutura tarifária, que por sua vez não foi mencionado ao longo dos documentos disponibilizados pela Sede.

4. MERCADO

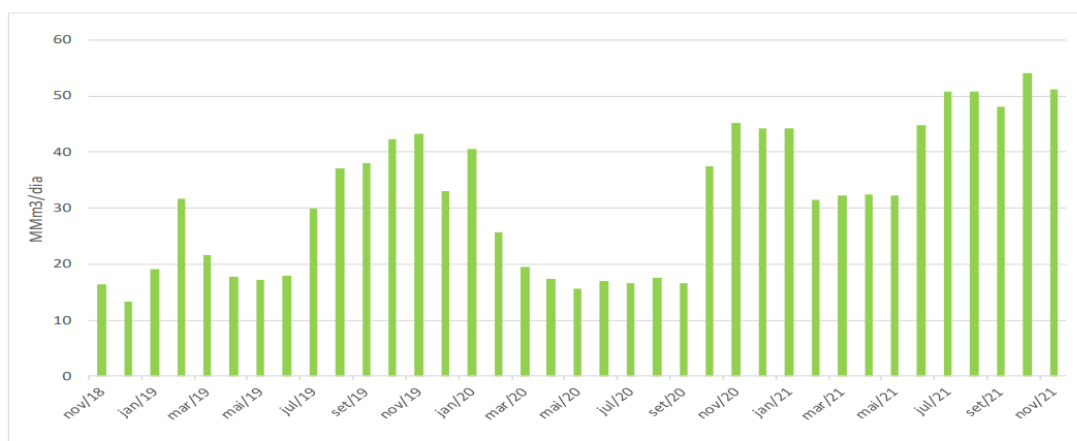
Para projeção de consumo do segmento termelétrico, foi adotado pela Secretaria o volume de consumo constante de 266.252 mil m³/ano. Trata-se de volume calculado com base na média histórica de consumo do segmento termelétrico no estado de Minas Gerais no período entre 2009-2020, resultando em volume inferior ao percebido em 2019.

Acerca desta medida, cabe ressaltar que a simples média histórica pode não refletir uma adequada projeção de volume de consumo deste segmento, sobretudo diante das circunstâncias hídricas previstas para os próximos anos. A intensificação da crise hídrica tende a exigir maior produção de energia elétrica pelas demais fontes de geração, a destacar as termelétricas.

Em complemento, os dados de consumo de gás no segmento termelétrico, com base nos dados divulgados no boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural do Ministério de Minas e Energia (MME), apontam volumes de consumo em 2021 em níveis superiores ao de 2019, opondo-se aos dados considerados na Nota Técnica da Sede.



Consumo de Gás Natural pelo segmento termelétrico



Fonte: ONS

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL • NOVEMBRO DE 2021

10

Ou seja, diante das projeções apresentadas pela Sede, pode haver uma subestimação de demanda no segmento termelétrico, diminuindo o volume projetado de mercado e, consequentemente, implicando em aumento na projeção da margem a ser repassado na tarifa ao consumidor.

Dessa forma, solicitamos reconsideração dos cálculos de volume projetado, adotando-se, no mínimo, o mesmo volume equivalente à demanda termelétrica percebida no ano de 2019, de 289.789 mil m³/ano, de maneira a considerar os efeitos do prolongamento da crise hídrica, evitando-se a subestimação dos valores.

5. FATOR X

Conforme apresentado pela Sede, o Fator X, novamente, não foi aplicado no presente processo de revisão tarifária.

Para fomentar a presente discussão, devemos evocar o objetivo do Fator X: repassar antecipadamente hipotéticos ganhos de eficiência da firma ou setor para os consumidores. Ou seja, o intuito fundamental é fixar antecipadamente para as empresas uma meta de transferência para os consumidores dos ganhos de produtividade. Esta ferramenta foi implementada dentro do conceito da regulação de regime de *price cap*,

de modo a simular condições de concorrência na atividade monopolística. Trata-se de medida fundamental para a promoção da tão defendida eficiência e modicidade tarifária.

Em contradição, a Secretaria afirma em Nota Técnica que a metodologia de Fator X foi implicitamente aplicada a partir da adoção de custos mínimos nos itens MSO (materiais, serviços e outros), que compõem os custos operacionais, conforme citados e discutidos anteriormente. Sobre este argumento, cabe destacar que a simples adoção de custos mínimos não representa aplicação de Fator X. Não houve neste processo de adoção de custos mínimos uma definição de metas de redução. Apenas está refletindo custos mais próximos ao que é efetivamente aplicado atualmente pela concessionária. Tal conclusão é obtida a partir da simples verificação dos custos históricos dos itens de MSO da Gasmig.

Dessa forma, a opção pela não determinação do Fator X demonstra grave imprudência por parte do agente regulador, que deve ser corrigido. Certos de que tal falha será corrigida, solicitamos a consideração da aplicação efetiva do Fator X.

6. ESTRUTURA VERTICAL E CASCATA TARIFÁRIA

A estrutura vertical, apesar de estar previamente definida como de competência discricionária da distribuidora, devemos destacar a relevância de definir metodologia que reflita de forma mais justa e adequada as responsabilidades de custos entre as diferentes classes consumidoras.

Os projetos de expansão, conforme defendidos pela concessionária em seus planos de investimentos, tem apresentado o objetivo de alcançar consumidores de classes residenciais e comerciais, típicos consumidores de baixo volume de consumo. Tal atitude, apesar de representar uma nobre iniciativa, não deve impor sobrecustos a outras classes de consumo que também dependem da competitividade do energético. Além da eficiência dos investimentos em expansão da rede, a regulação deve primar

pela metodologia tarifária, considerando estrutura vertical que reflita os custos que os novos consumidores impõem ao sistema.

Por outro lado, para os consumidores existentes, a definição de justa estrutura tarifária tende a minimizar a prática de subsídios cruzados entre as diferentes classes consumidoras, promovendo, consequentemente, a sustentabilidade tarifária.

Dessa forma, solicitamos que seja definida a metodologia de cálculo da estrutura tarifária, com a prévia e devida promoção de consulta pública.

Seguindo o mesmo raciocínio, a definição da cascata tarifária também é de competência da distribuidora, com metodologia opaca aos olhos do consumidor. Dessa forma, solicitamos transparência na composição e na metodologia de definição da cascata tarifária.

7. CONTA GRÁFICA DE PENALIDADES

Apesar de não compor a margem, aproveitamos a oportunidade para levantar a discussão a respeito da transparência dos custos e receitas auferidas pela distribuidora em relação às penalidades.

A distribuidora, em conformidade às obrigações contratuais de seus fornecedores, está sujeita a pagamento de eventuais penalidades, seja por erro de programação, encargo de capacidade, PGU, etc. Por outro lado, eventualmente ela auferirá receita de seus consumidores por penalidades, em condições bastante semelhantes aos de seus fornecedores. Fato é que não é incomum haver descompasso entre os custos e receitas por penalidades. Sobre este aspecto, deve-se lembrar que o contrato de concessão não prevê receitas por penalidades como item de receita da distribuidora. Entretanto, não há transparência sobre os seus montantes, seja de custo ou de receita.

Diante disso, solicitamos transparência dessas informações, e, em complemento, sugerimos a instituição de conta gráfica de penalidades como ferramenta de

acompanhamento e devolução dos montantes de receitas por penalidades por modicidade tarifária.

8. PROPOSTA ABRACE

Ante o exposto, segue breve listagem dos itens de sugestão para o presente processo de revisão tarifária.

- Outorga: retirada, ou remuneração por WACC 100% de terceiros e atualização pelo IPCA;
- Fiscalização: avaliação dos ativos, incluindo base blindada, incremental e estoque, assim como adotar processo contínuo de fiscalização durante intervalos temporais determinados;
- Investimentos: retirada dos custos em investimentos, e aprovação da sua incorporação somente após entrada em operação, considerando análise de viabilidade econômica;
- Retirada completa dos custos com redes internas em qualquer item de composição do custo tarifário;
- Instituição de limites de repasses de custos operacionais;
- Adoção dos custos mínimos também para o item de pessoal no cálculo da composição dos custos de operação;
- Consideração do montante total por receita em excesso dos investimentos não realizados no item de compensações para a receita requerida, de R\$ 126 milhões;
- Desconsideração do diferimento de receita requerida do ciclo tarifário anterior;
- Separação efetiva das atividades de distribuição e comercialização e, consequentemente, de seus custos, assim como a promoção da devida transparência metodológica;
- Adoção do maior percentual de custos de comercialização praticado no país;
- Esclarecimento da metodologia de cálculo da TUSD;
- Redefinição do volume projetado de demanda para segmento termelétrico para o equivalente de 2019, de 289.789 mil m³/ano, de maneira a considerar os efeitos do prolongamento da crise hídrica, evitando-se a subestimação dos valores;

- Aplicação explícita do Fator X;
- Definição metodológica da estrutura vertical, precedida por consulta pública;
- Transparência metodológica da cascata tarifária;
- Instituição de conta gráfica de penalidades.

Como resultado das sugestões apresentadas, as tabelas seguintes compilam os valores propostos pela Associação da composição da receita requerida e da respectiva margem média para presente revisão tarifária.

Receita Requerida:

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Custos Operacionais		123.297.126	135.890.168	146.153.614	155.629.676	164.722.313
Receitas Irrecuperáveis		188.007	188.568	188.151	185.882	181.982
Depreciação da Gestão		130.166.507	129.583.080	129.503.048	128.867.080	106.667.028
Custo de Capital		274.625.032	270.138.481	258.601.741	231.591.742	211.732.511
Custo de Capital da Outorga		55.158.201	52.727.230	50.296.260	47.865.289	45.434.319
Depreciação da Outorga		40.583.815	40.583.815	40.583.815	40.583.815	40.583.815
Compensação pela Antecipação da Revisão	-34.082.775					
Receita em Excesso 1ª RTP	-73.030.427					
Receita Requerida	-107.113.202	624.018.689	629.111.343	625.326.629	604.723.483	569.321.967

Margem Média:

	SEDE	ABRACE
VP Receita Requerida Total (R\$)	3.221.807.214	2.393.644.408
Tarifa Média (R\$/m3)	0,6654	0,4648