

Nota Técnica SEDE/DIEN nº 16/2022

*Respostas às Contribuições no âmbito da
Consulta Pública nº 32/2022 para Determinação da
Receita Requerida para o Processo da Segunda
Revisão Tarifária Ordinária (RTO) da
Concessionária Gasmig - Resultados Finais*

**DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO**



**MINAS
GERAIS**

**GOVERNO
DIFERENTE.
ESTADO
EFICIENTE.**

Março/2022



Índice

1. Introdução	5
2. ABRACE e FIEMG	5
2.1. Índice Inflacionário	5
2.2. Outorga Compensatória	8
2.3. Compensações (Receita em Excesso)	9
2.4. Compensações (Antecipação da Revisão)	9
2.5. Base de Remuneração Regulatória (Análise de Razoabilidade das Tubulações)	10
2.6. Base de Remuneração Regulatória (Fiscalização dos ativos)	10
2.7. Investimentos	11
2.8. Custos Operacionais (Rede Interna)	13
2.9. Custos Operacionais (Pessoal)	13
2.10. Penalidades	14
2.11. Parcela Comercialização	15
2.12. Mercado	16
2.13. Fator X	17
2.14. Estrutura Tarifária	19
3. VALE	20
3.1. Outorga Compensatória	20
3.2. Investimentos	20
3.3. Custos Operacionais (Rede Interna)	20
3.4. Custos Operacionais (Limite de Repasse)	21
3.5. Parcela de Comercialização	21
4. GASMIG	22
4.1. Volume Termoelétrico	22
4.2. Mercado Livre	22
4.3. Base de Remuneração Regulatória (Arrendamento)	23
4.4. Base de Remuneração Regulatória (Tubulações)	24
4.5. Ativos em Estoque	26
4.6. Investimentos	27
4.7. Custos Operacionais (PMSO)	28
4.8. Custos Operacionais (Custos da gestão de fornecimento de gás e transporte)	29



GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS
SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
Superintendência de Política Mineral, Energética e Logística

4.9.	Custos Operacionais (P&D)	30
4.10.	Receitas Irrecuperáveis	31
4.11.	Perdas Regulatórias	31
4.12.	Compensações (Antecipação da Revisão)	33
4.13.	Parcela de Comercialização	34
4.14.	Compensações (Receita em Excesso)	35
5.	ABEGÁS	35
5.1.	Investimentos	35
5.2.	Mercado Livre	36
5.3.	Custos Operacionais (PMSO)	36
6.	Resultados Finais	37
6.1.	Custos Operacionais	37
6.2.	Base de Remuneração Regulatória	38
6.3.	Receita em Excesso	41
6.4.	Atualização IGP-M	41
6.5.	Receita Requerida	42
6.6.	Margem Média e Índice de Reposicionamento Tarifário Ordinário (IRTO)	43
7.	Referências	45



Conteúdo de equações

Equação 1 – Receita Requerida	12
Equação 2 – Reposicionamento da margem da concessionária.....	43
Equação 3 - Valor presente da receita verificada	43

Conteúdo de figuras

Figura 1 – PMSO por m ³ volume apresentada na contribuição da Gasmig	29
Figura 2 – Porcentagem de perdas totais de gás (PPTG) Algás 2021	33

Conteúdo de tabelas

Tabela 1 – Comparação da Gasmig com Comgás	16
Tabela 2 – Distribuição da receita requerida entre os usuários	16
Tabela 3 – Determinação do fator X explícito (valores de jun/21).....	18
Tabela 4 – Comparação das receitas obtidas com fator X explícito e implícito [milhões R\$]	18
Tabela 5 – Detalhamento dos ativos 35316-0, 39482-0, 39486-0 e 42215-0 enviado inicialmente.....	25
Tabela 6 – Detalhamento novo dos ativos 35316-0, 39482-0, 39486-0 e 42215-0	25
Tabela 7 - Cálculo dos custos unitários dos ativos 35316-0, 39482-0, 39486-0 e 42215-0	25
Tabela 8 - Cálculo do custo unitário do ativo 40655-0.....	26
Tabela 9 – Projeção dos custos operacionais totais após contribuições	37
Tabela 10 – Ajuste do montante reconhecido do ativo 35316-0, 39482-0, 39486-0, 42215-0 e 40665-0.....	38
Tabela 11 – Comparativa BRR inicial	38
Tabela 12 – BRR inicial líquida ajustada a partir das contribuições	40
Tabela 13 – Comparação dos valores da receita em excesso (em valores de jun/21).....	41
Tabela 14 – Comparação IGP-M	41
Tabela 15 – Receita Requerida (em valores de jun/21)	42
Tabela 16 – Montantes das receitas requeridas dos serviços de distribuição e comercialização.....	42
Tabela 17 – Margem média de distribuição e comercialização	43
Tabela 18 – Reposicionamento tarifário ordinário	44

Conteúdo de gráficos

Gráfico 1 – Variação dos índices de preços.....	6
Gráfico 2 – Variância dos índices de preços.....	7
Gráfico 3 – Comparação das receitas obtidas com fator X explícito e implícito [milhões R\$].....	19
Gráfico 4 – Detecção de outliers – perdas regulatórias	32
Gráfico 5 – Custos operacionais totais após contribuições.....	37
Gráfico 6 – Base de remuneração regulatória (BRR inicial)	40



1. Introdução

No marco do processo estabelecido pelo aviso de abertura de Consulta Pública (CP), publicado no Diário Oficial de Minas Gerais no dia 27 de janeiro de 2021, que estabeleceu os procedimentos e prazos para a Consulta Pública referente à Receita Requerida para o 2º processo de Revisão Tarifária Ordinária (RTO) da Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig), são apresentadas a seguir as respostas da Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico (SEDE) às contribuições recebidas durante a Consulta Pública nº 32/2022 da Nota Técnica SEDE/DIEN Nº 07/2022.

Foram recebidas contribuições das seguintes instituições: Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS); Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) e Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais (FIEMG); Gasmig; e Vale do Rio Doce S.A (VALE).

A SEDE agradece todas as contribuições recebidas.

As respostas estão organizadas em um único documento. Cada capítulo identifica as contribuições de determinado participante, separadas por tema regulatório.

Um resumo com todas as mudanças que impactam os cálculos da receita requerida está demonstrado no Capítulo 6 – Resultados Finais.

2. ABRACE e FIEMG

2.1. Índice Inflacionário

Contribuição 1

(...)

“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.”

(...)

Resposta da SEDE

Como demonstrado pelos agentes, a utilização do IGP-M (Índice Geral de Preços-Mercado) não corresponde ao índice de atualização mais adequado ao passo que a distribuição de gás natural se constitui em uma atividade prestada ao consumidor final e que tal índice não somente capta



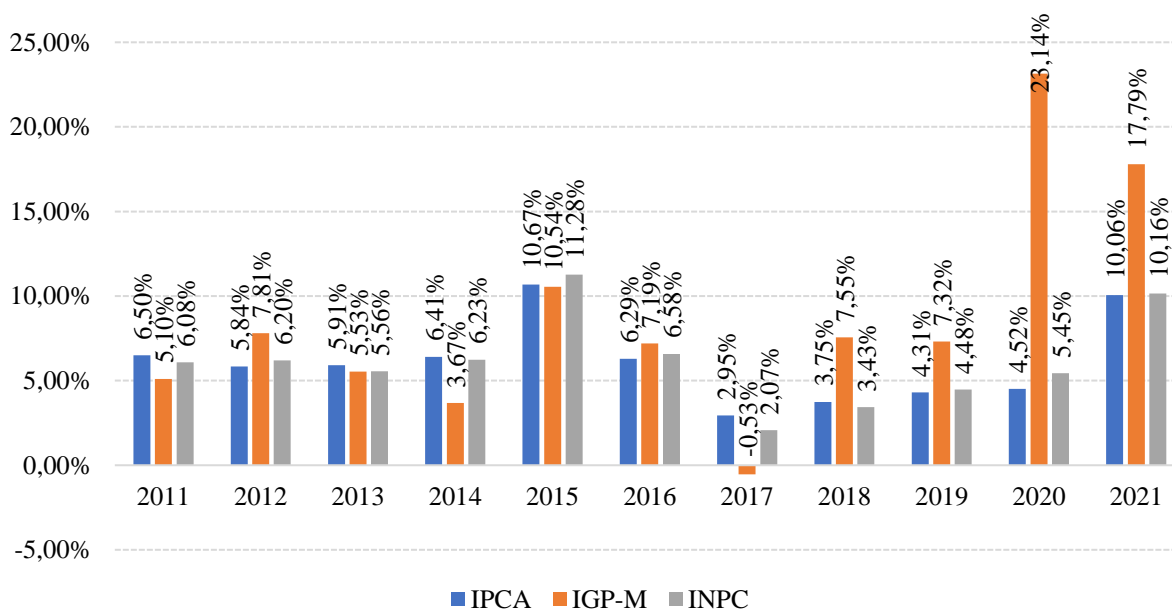
GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS
SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
Superintendência de Política Mineral, Energética e Logística

o movimento dos preços na etapa final de venda, mas inclui também a apuração primária e intermediária desses.

Em adição, o IGP-M é composto por três índices: Índice de Preços ao Produtor Amplo (IPA), Índice de Preços ao Consumidor (IPC) e Índice Nacional de Custo de Construção (INCC), em O IPA responde por 60% do IGP-M e é influenciado pelas mudanças na taxa de câmbio, que apresenta um comportamento volátil, gerando alterações bruscas dos componentes tarifários que são atualizados nos processos de revisão e reajuste tarifário.

A volatilidade do IGP-M pode ser constatada observando-se a comparação da evolução do IGP-M, INPC (Índice Nacional de Preços ao Consumidor) e do IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) entre 2011 e 2021 no gráfico abaixo. É possível verificar que o IGP-M detém um crescimento médio histórico de 9,86% no período, que é superior ao do IPCA, de 6,07%, e do INPC, de 6,16%. O crescimento do IGP-M é ainda mais acentuado quando se compara a evolução dos índices de 2018 a 2021, quando o IGP-M apresentou incremento de 66,11%, enquanto o IPCA e o INPC cresceram 24,12% e 25,25%, respectivamente.

Gráfico 1 – Variação dos índices de preços

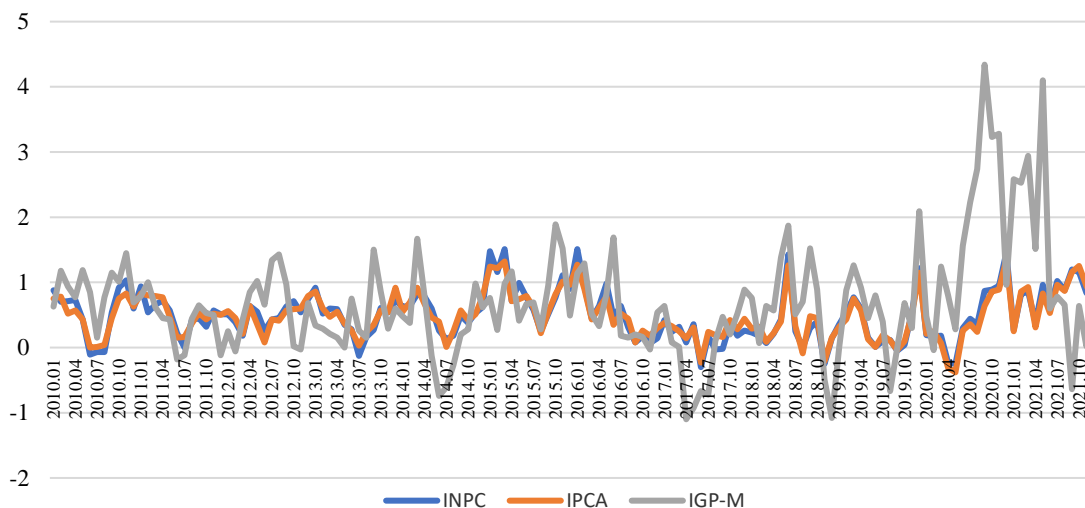


Fonte: IPEA, 2021. Elaboração Própria.

A mesma constatação é observada através da variância dos índices ao longo da série histórica. O IGP-M apresenta a maior variância da análise, com 0,0076%, o INPC registra variância de 0,0014% e o IPCA, detém a menor variância do comparativo, com 0,0012%. Assim sendo, o IPCA se classifica como o índice inflacionário com maior estabilidade ao longo do tempo. O gráfico a seguir demonstra a variância dos três índices inflacionários ao longo dos 12 anos.



Gráfico 2 – Variância dos índices de preços



Fonte: IPEA, 2021. Elaboração Própria.

Além desses pontos convergentes no intuito de mudança do índice de atualização, também é de interesse da SEDE que as decisões regulatórias reflitam os movimentos de aperfeiçoamento de outros reguladores e as melhores práticas regulatórias. O IPCA vem sendo empregado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para alguns contratos de transmissão de energia elétrica e para distribuidoras de energia elétrica que renovaram ou aditivaram o contrato de concessão e pela Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP) para a Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (SABESP) e para a Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS).

Entretanto, como destacado pelos agentes, essa alteração de índice de atualização monetária para o IPCA, em detrimento do uso do IGP-M engendra a necessidade de mudança do contrato de concessão da Gasmig com o estado de Minas Gerais.

Os segundo e terceiro termos aditivos ao contrato de concessão, em seus artigos 14.4.1 e 14.5.3, definem que “a cada ano ou no menor prazo permitido legalmente, a margem do serviço de distribuição será reajustada pelo índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M), publicado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV)” e que “a base de ativos da CONCESSIONÁRIA, para efeitos regulatórios e de fixação e revisão de tarifas, (...), em ambos os casos devidamente atualizados pelo Índice Geral de Preços- Mercado (IGP- M), publicado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV)”.

Tendo exposto os esclarecimentos necessários, a SEDE opta por acatar a contribuição da ABRACE e FIEMG, com efeitos futuros, mediante novo aditivo contratual a ser celebrado com a Gasmig, não sendo aplicado ao processo de revisão tarifária vigente.



2.2. Outorga Compensatória

Contribuição 2

(...)

“considera-se também mais coerente a aplicação do IPCA, em função da composição da formação deste indicador”

(...)

“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”

(...)

“sugere-se aplicação de WACC diferenciado para valoração do custo de capital da outorga, a 5,99%”

(...)

Resposta da SEDE

Em relação a modificação do emprego do índice do IGP-M em favor do IPCA, o posicionamento foi apresentado na seção 2.1, não havendo razão para que a outorga seja atualizada por um índice diferente dos demais componentes.

Quanto a remuneração da outorga compensatória por valor diferenciado, a alteração requisitada engendraria modificações contratuais, visto que o tratamento para a outorga compensatória está definido legalmente no terceiro termo aditivo do contrato de concessão entre Gasmig e o estado de Minas Gerais.

A remuneração da outorga compensatória pelo WACC, definido nos processos de revisão tarifária, está prevista no aditivo contratual, uma vez que considera o montante da outorga como parte integrante da base de remuneração regulatória, conforme este trecho transcrito: *“o valor pago a título de OUTORGA COMPENSATÓRIA, calculado conforme cláusula 14.3.4, será considerado como ativo intangível regulatório e dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA”*.

Posto isso, a SEDE não acata as contribuições referentes a outorga, mantendo o estabelecido na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022. A alteração do índice inflacionário para o IPCA será para todos os componentes da receita requerida, com efeitos futuros, mediante novo aditivo contratual a ser celebrado com a Gasmig, atendendo à contribuição 1, não sendo aplicado ao processo de revisão tarifária vigente.



2.3. Compensações (Receita em Excesso)

Contribuição 3

(...)

“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”

Resposta da SEDE

As tarifas definidas no momento das revisões tarifárias incorporam as projeções de receitas, custos e investimentos a serem auferidos ao longo de todo o ciclo tarifário. Portanto, na medida em que os investimentos planejados para o ciclo tarifário estejam cobertos nas tarifas pagas pelos usuários e estes investimentos não se realizem, a receita maior auferida pela distribuidora não retorna benefícios para os consumidores. Neste sentido, os montantes que foram arrecadados em função destes investimentos projetados, que foram frustrados por razões diversas, devem ser revertidos em prol da modicidade tarifária.

Sendo assim, a SEDE acata o pleito e reconsidera, no cálculo da Receita em Excesso, os investimentos em expansão e interiorização dos anos de 2020 e 2021.

2.4. Compensações (Antecipação da Revisão)

Contribuição 4

(...)

“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.”

(...)

Resposta da SEDE

A antecipação da 2ª RTO da Gasmig, conforme mencionado na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022, foi motivada pelo impacto da COVID-19 e do desastre ambiental de rompimento de barragem da VALE que repercutiu no mercado realizado informado pela distribuidora. A antecipação da revisão tarifária resulta da premissa de recalcular os valores da Receita Requerida da 1ª RTO, mantendo-se as regras vigentes à época de sua realização.

Neste caso, em vez do processo tarifário anterior considerar um horizonte de 5 anos, na antecipação, o recálculo considera um período de 4 anos com vistas a retornar às projeções para



um ano antes do final do ciclo tarifário. Ou seja, a antecipação consiste em retroceder no tempo visando a redução da duração do ciclo tarifário, mantidas as condições vigentes no momento do cálculo da 1ª RTO.

Diante do exposto, a SEDE não acata a contribuição da ABRACE e FIEMG, mantendo o cálculo apresentado na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.

2.5. Base de Remuneração Regulatória (Análise de Razoabilidade das Tubulações)

Contribuição 5

(...)

“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 contudente a extensão da avaliação da razoabilidade dos custos para os demais equipamentos”

Resposta da SEDE

A SEDE a considera improcedente a crítica dos agentes dado que tais tubulações correspondem a mais de 90% da base incremental da Gasmig, o que, portanto, as torna representativas dessa base de ativos. A SEDE ratifica que as tubulações são ativos adequados para representar análise da base incremental, uma vez que funcionam como uma boa *proxy* do total de ativos incrementais da distribuidora.

2.6. Base de Remuneração Regulatória (Fiscalização dos ativos)

Contribuição 6

(...)

“sugerimos a adoção pela Secretaria de medidas de fiscalização dos ativos, sejam blindadas ou incrementais”

(...)

Resposta da SEDE

A realização de nova análise da BRR da 1ª RTO não se faz necessária, dado que não houve processo novo de fiscalização e que essa base já foi anteriormente avaliada e aprovada na 1ª RTO. Para a 2ª RTO da Gasmig, a SEDE amortizou a base blindada, definida na última revisão



tarifária, retirando as baixas de ativos e a atualizou pelo índice monetário. Destaca-se que o método *Rolling Forward*, caracterizado pela segregação da base regulatória de ativos em base blindada e base incremental, tem amplo precedente regulatório, sendo um método consagrado na regulação.

A mudança da base de ativos após sua blindagem implicaria riscos ao ente regulado e ao setor de distribuição de gás natural, pois é o caráter estável e previsível desse montante de ativos que gera segurança à empresa de que seus investimentos serão “recuperados” e remunerados adequadamente. Tal efeito não é desejável para o órgão regulador que almeja atuar de maneira consistente, garantindo que as normas regulatórias sejam estáveis ao longo do tempo, respeitando decisões regulatórias precedentes.

2.7. Investimentos

Contribuição 7

(...)

“custos dos projetos propostos ainda se encontram em níveis significativamente elevados (...) indicam a inviabilidade econômica dos projetos”

(...)

“solicitamos a glosa completa dos projetos, e, antes de qualquer aprovação de investimentos, que seja realizada uma análise de viabilidade econômica prévia e fundamentada”

(...)

“sugere-se a retirada dos custos em investimentos, e aprovação da sua incorporação somente após entrada em operação, considerando análise de viabilidade econômica”

Resposta da SEDE

Em que pese o fato de a SEDE ter aplicado glosas relevantes ao montante de investimentos a fim de eliminar aqueles que não apresentam adequada viabilidade econômica e que não geram benefícios comprovados aos consumidores – os investimentos reconhecidos pela SEDE foram 55% inferiores ao montante proposto pela Gasmig –, a ABRACE e FIEMG solicita a glosa total dos projetos de investimentos.

A SEDE julga fundamental perseguir o objetivo de modicidade tarifária, de forma a não onerar sobremaneira os usuários, mas também o de assegurar a sustentabilidade econômico-financeira, permitindo que a concessionária desempenhe os investimentos tão necessários à expansão do serviço de distribuição de gás natural no estado de Minas Gerais.

Assim, ainda que a incorporação na receita requerida de investimentos previstos, mesmo que excluídos aqueles potencialmente desnecessários e imprudentes, pressione a tarifa para cima, a garantia dos gastos com futuros investimentos é essencial para não desincentivar a empresa a investir e para viabilizar a expansão da cobertura de gás canalizado, permitindo o alcance de



maior parcela da população mineira.

Sobre o questionamento dos agentes quanto à incorporação dos investimentos anteriormente à operação desses ativos, cabe aqui ressaltar que somente foram considerados nesse ciclo tarifário os investimentos cujas obras terminassem durante o próximo ciclo tarifário (2022-2026) na respectiva data em que os projetos começam a gerar demanda.

Este tratamento está em consonância com a metodologia definida na Nota Técnica nº 04/2017, a qual estabelece que somente os investimentos projetados ao longo dos 5 anos devem compor o cálculo da receita requerida. Trata-se de uma abordagem prospectiva que está de acordo com a maturidade do setor de distribuição de gás natural, o qual ainda necessita de estímulo para realização de investimentos.

Equação 1 – Receita Requerida

$$RR_{SD\ t} = OPEX_t + BRRB_{t,k} + DEP\%_k + BRRL_t + TCC_{ai} - RecServTax_t; t = 1 \dots 5$$

Onde:

OPEX_t: Custos operacionais totais eficientes de administração, operação e manutenção do serviço de distribuição de gás natural do ano t;

BRRB_{t,k}: Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB) do serviço de distribuição, que é o valor bruto da Base de Capital (Base empregada para o cálculo do custo de capital) do serviço de distribuição no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação que não estão completamente depreciados, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de distribuição;

DEP%_k: Taxa de depreciação dos ativos, especificada por tipo de ativo k;

BRRL_t: Base de Remuneração Regulatória Líquida (do serviço de distribuição), que é o valor líquido da Base de Capital do serviço de distribuição no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação líquidos da depreciação, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de distribuição;

TCC_{ai}: Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais antes dos impostos; e

RecServTax_t: Receitas do ano t, relativas à prestação dos serviços taxados.

Portanto, o valor dos investimentos acrescido dos Juros sobre Obras em Andamento (JOA), que são calculados para remunerar a Gasmig pelo período de duração das obras, são considerados apenas quando há previsão de demanda gerada pelo projeto. No caso dos investimentos associados ao Projeto Centro Oeste, por exemplo, existe projeção de investimentos para o período entre 2022 e 2026, contudo a demanda se inicia apenas em 2024. Neste caso, para o Projeto Centro Oeste, o valor investido acrescido do JOA só entra na BRR em 2024.



A partir dos motivos supracitados, a SEDE avalia que a contribuição da ABRACE e FIEMG em relação à questão mencionada imediatamente acima já está contemplada nas decisões anteriores da SEDE. No que tange à glosa total dos investimentos, previstos pela Gasmig e posteriormente selecionados pelo órgão regulador, o pleito dos agentes é improcedente e, portanto, não passível de ser acatado.

2.8. Custos Operacionais (Rede Interna)

Contribuição 8

(...)

“solicitamos a retirada completa dos custos com redes internas em qualquer item de composição do custo tarifário”

(...)

Resposta da SEDE

A instalação da rede interna representa um investimento desenvolvido em propriedade de terceiros e, conforme definições do contrato de concessão, o usuário possui a responsabilidade exclusiva pela sua execução. Neste sentido, a rede interna não representa um ativo da concessionária e não deve compor a Base de Remuneração Regulatória. Por outro lado, o contrato de concessão estabelece a função da concessionária em “zelar pela integridade dos bens vinculados a prestação de serviços, bem como segurá-los”, portanto, a distribuidora atua como operadora e mantenedora dos bens vinculados à prestação.

Por outro lado, a SEDE reconhece a importância que o desenvolvimento da rede interna por parte da distribuidora representa para a ligação dos usuários residenciais, expansão e universalização do serviço. Por este motivo, assim como na 1ª RTO da Gasmig, a SEDE mantém a adoção da metodologia que considera os gastos com rede interna como custos de promoção ou marketing destinado à expansão e universalização do serviço e rejeita o pleito dos agentes.

Esta definição está alinhada à prática regulatória, vide metodologia adotada pela Agência Reguladora de Energia e Saneamento do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA) e ARSESP, em que os montantes de custos associados à adequação e conversão de rede interna dos usuários compõem o OPEX.

2.9. Custos Operacionais (Pessoal)

Contribuição 9



(...)

“solicitamos a adoção dos custos mínimos também para o item de pessoal no cálculo da composição dos custos de operação”

(...)

Resposta da SEDE

A projeção dos custos operacionais é permeada pelo incentivo à eficiência de custos da distribuidora. Desta forma, a decisão da SEDE em adotar os custos de pessoal projetados pela Gasmig passa pelo entendimento de que estes valores representam melhor a eficiência da distribuidora, tendo em vista que o custo mínimo histórico de pessoal da Gasmig se mostrou superior aos valores projetados pela distribuidora.

Segundo entendimento da contribuição da ABRACE e FIEMG, a diferenciação de critério de projeção entre custos MSO (materiais, serviços e outros) e custos de pessoal “corrobora com a perpetuidade da ineficiência e oneração excessiva dos consumidores de Minas Gerais”. A definição do critério de projeção dos custos operacionais foi precedida de análise criteriosa do histórico da distribuidora e direcionada à promoção da eficiência do serviço. Desta forma, após análise dos dados, a SEDE definiu que o melhor critério de projeção dos custos MSO seria baseado no custo mínimo histórico ao invés de adotar as projeções apresentadas pela Gasmig para o período entre 2022 e 2026. Conforme apresentado na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022, “a projeção destes custos para o período entre 2022 e 2026 foi inferior à média regulatória, mas superior à média histórica e mínimo da Gasmig”.

Por sua vez, o tratamento diferenciado dos custos de pessoal foi motivado pelo comportamento do histórico da Gasmig em comparação com as projeções apresentadas no Plano de Negócios da distribuidora. Conforme justificado na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022, “a SEDE considera adequada a proposta da Gasmig quanto à projeção dos custos de Pessoal a partir do driver de usuários total” tendo em vista que os “custos de pessoal projetados pela Gasmig para o período entre 2022 e 2026 são inferiores à média regulatória e inferiores aos valores mínimos da Gasmig entre 2014 e 2020”.

Desta forma, contrário ao entendimento da contribuição da ABRACE e FIEMG, caso na Receita Requerida da 2ª RTO da Gasmig fosse considerado o custo mínimo histórico de pessoal, as tarifas definidas corroborariam “com a perpetuidade da ineficiência e oneração excessiva dos consumidores de Minas Gerais”. Isto porque, ao considerar um custo de pessoal superior ao patamar projetado pela Gasmig apenas para a uniformização de critérios de projeção dos custos operacionais, a tarifa dos usuários incorporaria uma ineficiência de custos, dado que estaria considerando custos superiores à capacidade de gestão da distribuidora.

2.10. Penalidades

Contribuição 10

“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”

(...)

“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.”

Resposta da SEDE

Como mencionado pelos próprios agentes, as penalidades não se classificam como um componente tarifário integrante da receita requerida. Dessa forma, o pleito não é relativo à discussão da presente Consulta Pública, que versa exatamente sobre a definição da Receita Requerida, não sendo assim pertinente discorrer aqui sobre o assunto. O debate sobre a instituição de conta gráfica de penalidades deve ser objeto de futura resolução da SEDE.

2.11. Parcela Comercialização

Contribuição 11

(...)

“solicitamos a efetividade da separação das atividades e de seus custos, assim como a promoção da devida transparência metodológica”

(...)

“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”

(...)

Resposta da SEDE

A separação efetiva das atividades de distribuição e comercialização requer a distinção entre os custos relacionados à compra e venda de gás natural e aos demais custos. A SEDE entende que com o desenvolvimento do mercado livre essa distinção é de suma importância, mas como não foi enviada a abertura dos custos da Gasmig pela concessionária não é possível apurar a segregação dos custos de distribuição e comercialização com base em dados da empresa para essa RTO. Para a próxima RTO a SEDE buscará a implantação de mecanismo que promova o envio dos dados necessários pela distribuidora para a efetiva segregação dos custos.

Diante da ausência de dados, foi utilizada a média da proporção de custos de comercialização de distribuidoras de gás canalizado de São Paulo. A adoção do percentual de custos de comercialização da Comgás, pleiteado pelos agentes oneraria indevidamente a distribuidora



GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS
SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
Superintendência de Política Mineral, Energética e Logística

com a aplicação da realidade de uma empresa que possui porte consideravelmente superior ao da Gasmig.

Como pode ser observado na tabela a seguir, o volume vendido de gás natural, a receita líquida, a extensão de rede e o número de clientes da Gasmig se encontram em patamar consideravelmente inferior ao da Comgás.

Tabela 1 – Comparação da Gasmig com Comgás

Empresas	Volume (mil m³/dia)	Receita Líquida (mil R\$)	Extensão da Rede (mil km)	Número de Clientes
GASMIG	2.584	1.663.357	1,3	61.414
COMGÁS	11.560	8.749.591	19,5	2.101.357

Fonte: GASMIG (2020) e COMGÁS (2020).

Além disso, a adoção de um percentual maior com o intuito de penalizar a empresa não está previsto em nenhuma regulamentação do país e, na prática, os consumidores cativos é que seriam penalizados, visto que a receita requerida não é alterada. Esse percentual apenas define qual tipo de consumidor irá pagar por determinada parcela da receita requerida. Conforme apresentado na tabela abaixo, quando adotado um percentual mais elevado, o consumidor cativo fica responsável pelo pagamento de uma parcela maior dos custos por meio da tarifa de comercialização.

Tabela 2 – Distribuição da receita requerida entre os usuários

Tipo Tarifa	Quem paga?	Receita Requerida (6,24%)	Receita Requerida (9,00%)
Distribuição	Todos	R\$ 3.020.659.050,21	R\$ 2.931.844.564,68
Comercialização	Mercado cativo	R\$ 201.148.163,72	R\$ 289.962.649,25
TOTAL		R\$ 3.221.807.213,93	R\$ 3.221.807.213,93

Sendo assim, a SEDE mantém o percentual para a Tarifa de Serviço de Comercialização (TSC) utilizado na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.

2.12. Mercado

Contribuição 12

(...)



“solicitamos reconsideração dos cálculos de volume projetado, adotando-se, no mínimo, o mesmo volume equivalente à demanda termelétrica percebida no ano de 2019 (...) de maneira a considerar os efeitos do prolongamento da crise hídrica”

(...)

Resposta da SEDE

De forma geral, a evolução do mercado térmico apresenta um comportamento volátil ao longo dos anos em função do despacho que depende de mudanças climáticas e de outras variáveis de características sazonais. Desta forma, a consideração de apenas um ano, como sugerido na contribuição da ABRACE e FIEMG, não seria suficiente para retratar a realidade do mercado térmico.

A projeção da geração térmica é dificultada em função de ser impactada por diversos fatores como chuva, infraestrutura e novas tecnologias. Sendo assim, a SEDE mantém a projeção utilizada na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.

2.13. Fator X

Contribuição 13

(...)

“solicitamos a consideração da aplicação efetiva do Fator X”, aponta que “a simples adoção de custos mínimos não representa aplicação de Fator X”

(...)

Resposta da SEDE

A metodologia de avaliação da projeção dos custos operacionais adotada pela SEDE visa “que a concessionária mantenha (ou melhor) o nível de eficiência histórico nos custos operacionais”, conforme definido na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017. Para tanto, são comparadas as projeções apresentadas pela Gasmig no Plano de Negócios com o histórico de custos da própria distribuidora e de outras cinco concessionárias.

A partir desta comparação, seleciona-se o critério que melhor incentiva a eficiência da prestação de serviços que, no caso dos custos MSO (materiais, serviços e outros) para a 2ª RTO da Gasmig, reflete-se no custo mínimo histórico. A consideração de custos mínimos, por sua vez, incentiva a busca pela eficiência, uma vez que a distribuidora estará motivada em perseguir um melhor desempenho dentro do ciclo tarifário. Logo, este mecanismo enseja que a distribuidora seja mais eficiente do que a sua média histórica.

Ressalta-se ainda que, no caso dos custos com MSO, o custo mínimo histórico considerado para projeção de custos encontra-se abaixo da média regulatória de outras concessionárias, conforme



GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS
SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
Superintendência de Política Mineral, Energética e Logística

justificado na resposta à contribuição 9.

No que tange à aplicação do fator X, diferente do entendimento da ABRACE e FIEMG, a metodologia adotada pela SEDE na 2ª RTO da Gasmig, assim como na 1ª RTO consiste no fator X implícito. Neste sentido, no cálculo do Índice de Reposicionamento Tarifário Ordinário (IRTO), os ganhos de eficiência são internalizados aos custos operacionais na medida em que são considerados os custos operacionais com níveis de eficiência objetivos.

Na tabela abaixo é apresentado cálculo de fator X explícito, considerando a mudança dos custos operacionais projetados pela Gasmig aos custos operacionais objetivos propostos pela SEDE na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.

Tabela 3 – Determinação do fator X explícito (valores de jun/21)

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Tarifa média [R\$/m³]	0,6188	0,6143	0,6098	0,6054	0,6009
Fator X	0,731%				

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Receita com tarifa ajustada [R\$]	764.946.510	791.992.579	794.297.131	793.796.925	800.397.480

VP Receita com tarifa ajustada [R\$]	3.087.693.799
VP Receita Requerida [R\$]	3.087.693.799
Verificação	-

O fator X obtido com a metodologia explícita é de 0,731%.

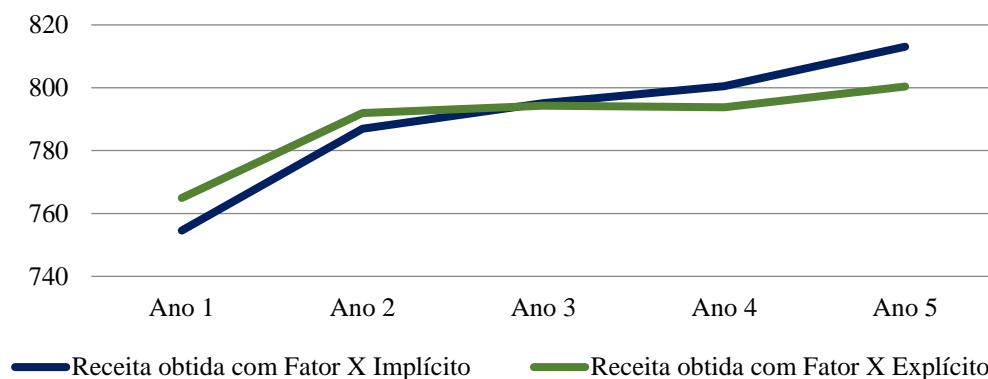
A tabela e o gráfico a seguir apresentam a comparação da evolução das receitas obtidas com o fator X explícito e implícito.

**Tabela 4 – Comparação das receitas obtidas com fator X explícito e implícito
[milhões R\$]**

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Receita obtida com Fator X Implícito	754,58	787,01	795,11	800,47	813,07
Receita obtida com Fator X Explícito	764,95	791,99	794,30	793,80	800,40



**Gráfico 3 – Comparação das receitas obtidas com fator X explícito e implícito
[milhões R\$]**



Além de resultados próximos em cada ano, o fator X implícito e explícito retornam o mesmo valor presente de receita de R\$ 3,087 bilhões. Portanto, ao considerar custos operacionais com níveis de eficiência objetivos definidos a partir do custo mínimo histórico, o IRTTO incorpora implicitamente o fator X ao cálculo tarifário, não necessitando de demais ajustes.

2.14. Estrutura Tarifária

Contribuição 14

(...)

“solicitamos que seja definida a metodologia de cálculo da estrutura tarifária, com a prévia e devida promoção de consulta pública”

(...)

Resposta da SEDE

A contribuição da ABRACE e FIEMG sobre estrutura tarifária não é pertinente ao debate dessa Consulta Pública, dado que também não se classifica como um componente tarifário da receita requerida. Ademais, a estrutura tarifária da Gasmig foi redefinida recentemente em novembro de 2019, por meio da Resolução nº 08/2019, quando a SEDE julgou adequada a proposta da Gasmig.

Cabe ressaltar que a estrutura tarifária ainda será objeto de discussão desse processo de revisão tarifária. Imediatamente após a definição da Receita Requerida a concessionária apresentará sua proposta de estrutura tarifária para avaliação da SEDE. Caso existam distorções na proposta da Gasmig, será realizada Consulta Pública sobre o tema.



3. VALE

3.1. Outorga Compensatória

Contribuição 15

(...)

“Outorga: retirada, ou remuneração por WACC 100% de terceiros e atualização pelo IPCA;”

(...)

Resposta da SEDE

Idem ao apresentado na seção 2.2. A SEDE não acata os pleitos.

3.2. Investimentos

Contribuição 16

(...)

“Investimentos: retirada dos custos em investimentos, e aprovação da sua incorporação somente após entrada em operação, considerando análise de viabilidade econômica;”

(...)

Resposta da SEDE

Idem ao apresentado na seção 2.7. A SEDE rejeita o pleito.

3.3. Custos Operacionais (Rede Interna)

Contribuição 17

(...)

“Retirada completa dos custos com redes internas em qualquer item de composição do custo tarifário;”

(...)



Resposta da SEDE

Idem ao apresentado na seção 2.8. A SEDE rejeita o pleito.

3.4. Custos Operacionais (Limite de Repasse)

Contribuição 18

(...)

“Instituição de limites de repasses de custos operacionais;”

(...)

Resposta da SEDE

A Gasmig está sujeita à regulação por incentivos baseada no modelo *Price-Cap*. Com base nesta metodologia, no momento da revisão tarifária, os custos operacionais a vigorarem pelo próximo ciclo tarifário são avaliados pelo Regulador e não cabe uma análise dos custos da concessionária ano a ano. Além disso, uma das premissas da regulação por incentivos consiste na introdução de mecanismos de eficiência que permitam o compartilhamento do ganho de produtividade com a modicidade tarifária, que ocorre através do Fator X.

As tarifas devem ser definidas de forma que os critérios adotados permitam tanto a cobertura de custos operacionais eficientes quanto à garantia da sustentabilidade econômico-financeira. A instituição de limites de repasse dos custos operacionais não assegura a cobertura de custos eficientes e penaliza a distribuidora, colocando em risco a sustentabilidade econômico-financeira da prestação do serviço. Por fim, a SEDE reitera que considera adequado o critério adotado para a 2ª RTO apresentado na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.

3.5. Parcela de Comercialização

Contribuição 19

(...)

“Separação efetiva das atividades de distribuição e comercialização e, consequentemente, de seus custos, assim como a promoção da devida transparência metodológica;”

Resposta da SEDE

Idem ao apresentado na seção 2.11. A SEDE rejeita o pleito.



4. GASMIG

4.1. Volume Termoelétrico

Contribuição 20

(...)

“A GASMIG solicita que o volume do segmento termoelétrico seja estimado considerando a média dos últimos 14 anos (período 2007-2020), mantendo o critério empregado Nota Técnica SEDE nº 01/2019 (1º RTO).

Como alternativa e para enrobustecer o processo de estimação de volumes térmicos no processo tarifário atual e futuros, poderá também ser utilizada a média dos volumes da série temporal mais extensa disponível”

(...)

Resposta da SEDE

A SEDE considera que o período de 12 anos para o horizonte da série já permite capturar uma quantidade de observações adequada, visando suavizar os efeitos atípicos e volatilidade do mercado térmico. A extensão da série para períodos muito longos repercute na alteração do mix de despachos das usinas termoelétricas no Brasil e não retrata adequadamente as mudanças climáticas vivenciadas no país.

Sendo assim, a SEDE não acata a contribuição da Gasmig e mantém o volume térmico projetado na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.

4.2. Mercado Livre

Contribuição 21

(...)

“Manter a previsão apresentada pela GASMIG no plano de negócios e reduzir a um mínimo a diferença entre as tarifas do mercado livre e o mercado cativo (máx. 2%) pelo menos neste próximo ciclo tarifário”

(...)

Resposta da SEDE

A projeção da concessionária de que mais de 67% do volume projetado para o próximo ciclo



tarifário (2022-2026) migrará para o mercado livre não tem precedente nas experiências de outros estados. Ressalta-se que mesmo em São Paulo, que não possui limite de volume para migração, não houve migração tão acelerada como a Gasmig prevê para os próximos anos.

Ademais, embora a Gasmig atualmente possua contratos com cláusula de não onerar a concessionária em caso de migração dos usuários para o mercado livre, o encerramento do contrato com a Petrobras previsto para 31 de dezembro de 2023 pode tornar a situação para os próximos anos imprevisível. Isto porque, a partir desta data não há uma definição de qual será a supridora contratada pela Gasmig, e, portanto, quais serão as condições do contrato e o incentivo à migração para o mercado livre.

Diante dessas incertezas, a SEDE mantém a proposta apresentada na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022, considerando a migração de metade do volume proposto pela Gasmig. A proposta da SEDE também considera que o usuário, nos termos da regulamentação existente, pode migrar parcialmente para o mercado livre, tendo parte do volume contratado junto a Gasmig e parte contratada no mercado livre.

Quanto ao estabelecimento de um percentual mínimo de diferença entre as tarifas do mercado cativo e livre, além da ausência de fundamentação sobre o percentual proposto, enquanto a concessionária não detalhar seus custos de modo que a SEDE possa avaliar e classificar os custos como relacionados ou não, à compra e venda de gás natural, a melhor prática é a adoção de um *benchmarking* para segmentação da margem em Tarifa de Uso do Serviço de Distribuição (TUSD) e TSC.

4.3. Base de Remuneração Regulatória (Arrendamento)

Contribuição 22

(...)

“A incorporação dos arrendamentos dentro da Base de Remuneração Regulatória foi realizada acompanhando os procedimentos contábeis praticados pela GASMIG, que segue os procedimentos do Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2) Operações de Arrendamento Mercantil”

(...)

“Os custos de arrendamento (...) deverão ser reconhecidos na tarifa. As duas opções para a incorporação na receita requerida são (i) considerar como ativos ou (ii) considerar como custos operacionais adicionais.”

(...)

Resposta da SEDE

Segundo definições do Comitê de Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2), “arrendamento é o contrato, ou parte do contrato, que transfere o direito de usar um ativo (ativo subjacente) por



um período de tempo em troca de contraprestação.” Portanto, pela definição da norma contábil, o arrendamento deve ser considerado no ativo. Por outro lado, para fins regulatórios, os custos de arrendamento ou aluguel são considerados nos custos operacionais, como por exemplo na 4ª RTO da COMGÁS definida através da Nota Técnica NT.F-0030/2019 que considera estes custos dentro da parcela de outros custos operacionais cujas “*despesas incluem seguros, aluguéis, comunicação e marketing, taxas entre outros*”.

Tendo em vista que os arrendamentos foram contabilizados pela Gasmig como ativo e não nos custos operacionais projetados PMSO, a SEDE realizará a incorporação destes custos de arrendamento nos custos operacionais até o fim dos contratos, cuja vigência se encerra em dezembro de 2022.

4.4. Base de Remuneração Regulatória (Tubulações)

Contribuição 23

“A GASMIG envia, no anexo I, uma planilha com a justificativa técnica do incremento no custo de investimento de alguns dos ativos indicados na Nota Técnica SEDE-DIEN nº07-2022”

(...)

“GASMIG solicita que sejam considerados os custos unitários propostos no Plano de Negócios”

(...)

Resposta da SEDE

A SEDE procedeu análise de razoabilidade dos custos dos ativos de tubulação. A partir da informação enviada pela Gasmig de preços unitários de ativos com diferentes especificações (material e diâmetro) pagos pela concessionária, a SEDE realizou análise de box plot, excluindo valores atípicos – custos unitários que excedessem o valor do limite superior de seu tipo de tubulação.

Ressalta-se que os *outliers* resultantes dessa avaliação preliminar foram informados à Gasmig, permitindo que a concessionária avaliasse os dados e justificasse o motivo dos custos elevados de tais ativos. Posteriormente ao envio dessas justificativas, a SEDE ajustou o cálculo, reduzindo a quantidade de exclusões.

Dessa forma, a planilha “Contribuições GASMIG Anexo I - Justificativa Técnica” que foi incorporada pela Gasmig a esse processo de Consulta Pública com novas justificativas foi analisada pela SEDE, resultando na reclassificação de cinco ativos, anteriormente tidos como *outliers*, conforme detalhado a seguir.

Ativo 35316-0, 39482-0, 39486-0 e 42215-0

No arquivo “1- Requerimento de Informação GASMIG - RES_SEDE_Formulário I” fornecido
Nota Técnica SEDE/DIEN nº 16/2022



GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS
SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
Superintendência de Política Mineral, Energética e Logística

pela Gasmig, os ativos 35316-0, 39482-0 e 39486-0 apresentavam comprimentos de 1 metro e o ativo 42215-0, 1,2 metro.

Tabela 5 – Detalhamento dos ativos 35316-0, 39482-0, 39486-0 e 42215-0 enviado inicialmente

nº Ativo	Especificação Técnica	Quantidades associadas
35316-0	Tubo DN 32 mm PEAD	1-M
39482-0	Tubo DN 32 mm PEAD	1-M
39486-0	Tubo DN 32 mm PEAD	1-M
42215-0	Tubo DN 32 mm PEAD	1,2-M

Na presente contribuição, a Gasmig informou que os valores da extensão desses ramais estariam errados, tendo corrigido as extensões conforme o novo detalhamento enviado pela Gasmig, explicitado na tabela abaixo:

Tabela 6 – Detalhamento novo dos ativos 35316-0, 39482-0, 39486-0 e 42215-0

nº Ativo	Especificação Técnica	Quantidades associadas
35316-0	Tubo DN 32 mm PEAD	8,10-M
39482-0	Tubo DN 32 mm PEAD	7,0-M
39486-0	Tubo DN 32 mm PEAD	16,3-M
42215-0	Tubo DN 32 mm PEAD	10,8-M

Considerando as novas extensões informadas pela Gasmig, os quatro ativos deixam de ser *outliers* e apresentam os seguintes custos unitários:

Tabela 7 – Cálculo dos custos unitários dos ativos 35316-0, 39482-0, 39486-0 e 42215-0

nº Ativo	Especificação Técnica	Quantidades associadas (m)	Data Início Serviço	Valor Ativo ajustado Total (mil R\$)	Custo Unitário
35316-0	Tubo DN 32 mm PEAD	8,1	01.09.2019	1.252,62	244,98
39482-0	Tubo DN 32 mm PEAD	7,0	01.08.2020	1.195,39	231,66
39486-0	Tubo DN 32 mm PEAD	16,3	01.08.2020	2.356,36	196,11
42215-0	Tubo DN 32 mm PEAD	10,8	01.05.2021	1.088,30	103,70

Tais valores foram ajustados na base de ativos inicial.



Ativo 40655-0

O ativo **40655-0** foi considerado pela SEDE como *outlier* na análise preliminar do regulador por conta de seu custo elevado. Entretanto, nesse processo de Consulta Pública, a Gasmig apresentou as razões pelas quais o custo desse ativo foi destoante dos demais.

O custo atípico dessa obra, composto pela solda e furação em carga e pelos serviços civis de instalação de ERP, é explicado pelo fato de a furação de carga ser desempenhada por equipe especializada e pela extensão curta da tubulação, conforme explicado pela Gasmig. De posse dessa justificativa, a SEDE passa a considerar o valor originalmente informado pela Gasmig para esse ativo na base incremental da distribuidora.

Tabela 8 - Cálculo do custo unitário do ativo 40655-0

nº Ativo	Especificação Técnica	Quantidades associadas (m)	Data Início Serviço	Valor Ativo ajustado Total (mil R\$)	Custo Unitário
40655-0	Tubo DN 4" API 5L Gr B	9,8	01.12.2020	39.976,99	4.870,61

4.5. Ativos em Estoque

Contribuição 24

(...)

“GASMIG solicita que seja reconhecido a taxa média da amostra, considerando que a expansão do serviço no mercado residencial, comercial e outras regiões prevista para o período 2022-2026 irá requerer um maior estoque que o histórico registrado”

(...)

Resposta da SEDE

A SEDE considera adequado manter os valores declarados pela própria distribuidora em seus demonstrativos financeiros para não ocorrer uma perda de eficiência nos próximos anos.

Adicionalmente, os ativos em estoque correspondem a um percentual da Base de Remuneração Bruta, que considera a projeção de investimentos aprovada para o próximo ciclo tarifário, os quais foram reduzidos significativamente em função de ausência de comprovação de futura viabilidade e benefícios para o consumidor.



4.6. Investimentos

Contribuição 25

“Por outro lado, a SEDE aplicou uma glosa para os projetos de saturação, considerando o limite superior obtido da análise da base de ativos incremental.”

(...)

“Por tanto, o reconhecimento de custos unitários sugerido pela SEDE não será suficiente para realizar os investimentos propostos para expansão”

(...)

“Portanto, em função da distribuição esparsa dos principais centros polarizadores de Minas e da existência de uma malha mínima de gasodutos de transporte servindo o Estado, seu atendimento demanda elevados investimentos na construção de extensas redes de distribuição para se alcançar tais localidades, daí os projetos de expansão elencados pela GASMIG.

Cabe ressaltar também que os investimentos propostos se justificam pela necessidade da GASMIG de criar as condições o fornecimento de gás natural onde quer que exista demanda geradora de empregos e atue como indutora do desenvolvimento econômico do Estado de Minas Gerais.

Dessa forma, a GASMIG solicita que os investimentos propostos sejam reconhecidos sem as glosas sugeridas pela SEDE.”

Resposta da SEDE

A SEDE reconhece que os investimentos essenciais à dispersão geográfica do serviço de distribuição de gás natural em um estado com grande território são elevados e também ratifica a importância considerar investimentos para a expansão do serviço de distribuição de gás canalizado no estado de Minas Gerais.

Entretanto, cabe a SEDE, não somente estimular a expansão da atividade de distribuição, como também, como citado pela própria companhia, promover a modicidade tarifária, através da não oneração dos usuários pela admissão de investimentos vultosos que não possuem comprovados benefícios para os consumidores.

Ainda considerando a contribuição da Gasmig, a empresa não apresentou novas informações que demonstrem a viabilidade plena dos projetos propostos e que, por conseguinte, justifiquem a retirada das glosas feitas pela SEDE. Quanto ao comentário da Gasmig sobre o caso dos investimentos do Projeto de Saturação, a comparação com os limites superiores demonstra que a projeção realizada está inadequada.

Assim sendo, a SEDE permanece no seu entendimento de que os investimentos que foram anteriormente glosados não apresentam viabilidade econômica para serem incorporados à receita requerida e, portanto, rejeita tal contribuição da Gasmig.



4.7. Custos Operacionais (PMSO)

Contribuição 26

(...)

“os valores projetados pela GASMIG se ajustam ao requerimento de eficiência média e deverão ser considerados na sua totalidade para o cálculo da receita requerida”

(...)

“As projeções de MSO realizadas pela GASMIG deveriam ser reconhecidos na sua totalidade para o cálculo da receita requerida”

(...)

Resposta da SEDE

No modelo de regulação por *Price-Cap* aplicado à Gasmig, as tarifas definidas no processo de revisão tarifária devem ser suficientes para a cobertura de custos eficientes. Para tanto, a definição destes custos eficientes ocorre a partir dos dados históricos do prestador e, no caso da Gasmig, o mecanismo de indução de eficiência baseia-se na aplicação do Fator X implícito.

Desta forma, o Fator X estará incorporado às tarifas na medida em que os custos operacionais (i) sejam definidos a partir de critérios objetivos, (ii) incentivem à eficiência da gestão do prestador e (iii) permitam o compartilhamento de ganhos de produtividade em prol da modicidade tarifária. A avaliação da eficiência da distribuidora, por sua vez, foi realizada a partir da comparação com a média regulatória dos custos operacionais de outras 5 distribuidoras de gás canalizado e do desempenho histórico da própria Gasmig.

Para tanto, procedeu-se a análise dos custos MSO (materiais, serviços e outros) por volume, em função de se tratar de um indicador mais estável comparado aos demais indicadores (usuário e quilômetro de rede), considerando o custo incorrido entre 2014 e 2020, exceto o ano de 2017 por ter sido considerado *outlier*. Conforme ressaltado na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022, a análise de eficiência da Gasmig frente aos pares demonstrou que os custos incorridos pela distribuidora são menores do que a média regulatória.

A definição dos custos MSO a partir do custo mínimo histórico, entre 2014 e 2020, induzem o prestador à maior eficiência tendo em vista que o patamar já foi atingido e é passível de ser alcançado novamente. O fato das projeções de custo MSO apresentadas no Plano de Negócios da Gasmig estarem abaixo da média regulatória consiste numa eficiência em relação aos seus pares, contudo distancia-se da eficiência ora alcançada pela própria distribuidora. Neste sentido, a SEDE considera adequada a abordagem adotada na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022 de que os custos MSO sejam projetados em função do custo mínimo histórico tendo em vista que estes valores induzem a uma maior eficiência na prestação de serviços.

No que tange a projeção dos custos de Pessoal, a projeção de custos apresentada pela Gasmig foi considerada apropriada pela SEDE, pois os custos de Pessoal constantes no Plano de Negócios se mostraram em níveis adequados de eficiência, uma vez que as projeções se situaram abaixo do custo mínimo histórico e do custo médio das distribuidoras comparadas.



GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS
SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
Superintendência de Política Mineral, Energética e Logística

A comparação de custos operacionais, PMSO por volume, apresentada na contribuição da Gasmig, **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, evidencia o contraste entre os custos operacionais incorridos pela distribuidora face à média de outras 13 distribuidoras de gás¹.

Figura 1 – PMSO por m³ volume apresentada na contribuição da Gasmig

Empresa	2016	2017	2018	2019	2022	2023	2024	2025	2026
Gasmig	0,0932	0,0539	0,1092	0,0946	0,121	0,128	0,141	0,153	0,158
Bahiagas (p)	0,1350	0,1392	0,1201	-					
CEG (p)	0,1403	0,1259	0,1266	0,1219					
Cegas (p)	0,0637	0,0754	0,1479	0,1027					
Cigas (p)	0,0374	0,0360	0,0295	-					
Comgas (p)	0,1873	0,1735	0,1642	0,1683					
Compagas (p)	0,5833	0,3518	0,2649	0,1853					
Copergas (p)	0,0310	0,0338	0,0355	-					
GasBrasiliano (p)	0,2546	0,2673	0,2583	0,2595					
GNSPS (p)	0,1396	0,1362	0,1251	0,1203					
MSGAS (p)	0,4103	0,4112	0,3538	0,4265					
PBGas (p)	0,3297	0,3679	0,3263	0,3122					
SCGas (p)	0,1570	0,1511	0,1313	-					
Sulgas (p)	0,1851	0,1849	0,1495	0,1377					
Média	0,2042	0,1888	0,1718	0,2038					

Conforme apresentado na contribuição da Gasmig, “a avaliação considerando o volume distribuído apresenta a Gasmig como uma das empresas com menor custo por unidade de volume distribuída”. Além disso, a partir dos custos PMSO por volume da Gasmig listados na contribuição, observa-se que a média destes custos entre 2016 e 2019 é de aproximadamente R\$ 0,08773 por m³ enquanto a projeção média para o período entre 2022 e 2026 aproxima-se de R\$0,1402 por m³, cerca de 60% superior ao custo histórico. Portanto, embora os custos projetados pela Gasmig se mostrem inferiores à média das 13 distribuidoras apresentadas na contribuição, não é prudente considerá-los tendo em vista que o custo alcançado pela própria Gasmig demonstra-se consideravelmente mais eficiente do que o custo projetado no Plano de Negócios.

4.8. Custos Operacionais (Custos da gestão de fornecimento de gás e transporte)

Contribuição 27

(...)

“Incorporar, dentro das projeções de custos operacionais, a projeção de Custos da gestão de fornecimento de gás e transporte propostas pela concessionária como um componente adicional de custo”

(...)

¹ Bahiagas, CEG, Cegas, Cigas, COMGÁS, Compagas, Copergas, Gás Brasileiro, GNSPS, MSGAS, PBGas, SCGas e Sulgas.



Resposta da SEDE

Embora a Gasmig justifique na sua contribuição que *“os custos propostos estão atrelados à manutenção da nova estrutura que a concessionária pretende adotar para atender e cumprir com todos os requerimentos e obrigações estabelecidas pela reforma setorial (novo mercado de gás)”*, para que haja adequada avaliação destes custos é necessário que a distribuidora detalhe seus custos operacionais.

Logo, embora estes custos de gestão de fornecimento de gás e transporte se refiram a um novo item de custo, associado à abertura do mercado do gás, cabe à Gasmig detalhar os custos operacionais de maneira que seja possível atribuir a cada custo o mercado que o gerou: livre ou cativo.

Como a empresa não apresentou detalhamento dos seus custos não foi possível realizar uma avaliação adequada dos custos de gestão de fornecimento de gás e transporte. Soma-se a isto, o fato de que a distribuidora não demonstrou incorrer em novos custos que justifiquem a incorporação dos custos de gestão de fornecimento de gás e transporte projetados no Plano de Negócios como custo adicional ao PMSO. Desta forma, a SEDE julga adequada a metodologia apresentada na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022 com entendimento de que os custos da gestão de fornecimento de gás e transporte compõem os custos com MSO que foram projetados pela SEDE, e, portanto, não acata o pleito da Gasmig.

4.9. Custos Operacionais (P&D)

Contribuição 28

(...)

“solicita-se que seja incorporada como rubrica adicional nos Custos Operacionais da concessionária um montante destinado ao financiamento de projetos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico, conservação e racionalização do uso do gás natural, seguindo a abordagem adotada por outras agências reguladoras, incorporando uma taxa de 0,25% da receita anual para o financiamento dos projetos de P&D”

(...)

Resposta da SEDE

A SEDE não acata a contribuição da Gasmig, uma vez que não há previsão para reconhecimento de custos com projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) na regulamentação atual.



4.10. Receitas Irrecuperáveis

Contribuição 29

(...)

“solicita que as projeções de perda de receita devidas à inadimplência dos usuários deverão ser estimadas considerando os índices definidos em forma segregada para cada categoria de clientes (residencial, industrial, etc.)”

(...)

Resposta da SEDE

O componente tarifário de inadimplência regulatória representa as receitas faturadas que não foram recuperadas pela distribuidora independentemente da sua gestão. Este componente, por sua vez, reflete a inadimplência total sofrida pela empresa em relação ao faturamento total e não é segmentado na tarifa.

Desta forma, a metodologia de cálculo das receitas irrecuperáveis adotada para o 2º ciclo tarifário da Gasmig será mantida nos moldes definidos através da Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.

4.11. Perdas Regulatórias

Contribuição 30

(...)

“Em primeiro lugar, nenhum dos dados da amostra utilizada pela SEDE pode ser considerado como “outlier” após uma análise estatística da amostra.”

(...)

“GASMIG solicita que, em função dos dados e metodologia apresentados pela SEDE, seja reconhecido como nível de perdas regulatórias reconhecidas o valor da média da amostra das empresas utilizada”

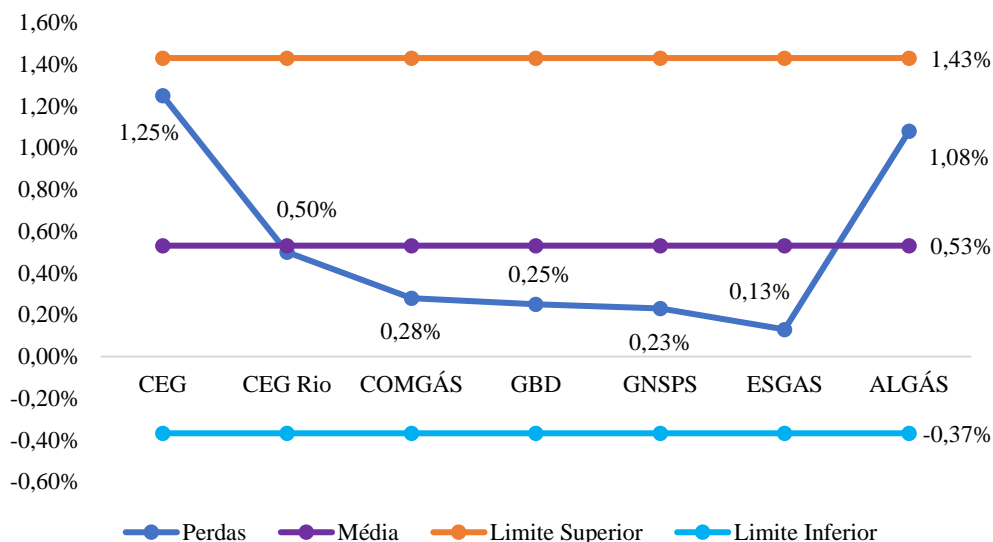
(...)

Resposta da SEDE

A SEDE considera adequada uma parte da contribuição da Gasmig. A partir de análise estatística, observa-se que os percentuais das sete distribuidoras de gás consideradas no benchmarking não se configuram como *outliers*, conforme representado no gráfico a seguir.



Gráfico 4 – Detecção de outliers – perdas regulatórias



Neste sentido, a SEDE acata a solicitação da Gasmig para utilizar a média dos percentuais de perdas regulatórias reconhecidas pelas agências reguladoras das distribuidoras avaliadas.

Contudo, devido a suas particularidades, as distribuidoras COMGÁS, CEG e ALGÁS terão suas observações excluídas da amostra. Com relação à COMGÁS e à CEG, a retirada destes percentuais se faz necessária em decorrência do material das tubulações da rede ser constituído de ferro e por estas tubulações apresentarem relativa antiguidade, o que as torna suscetíveis a níveis mais elevados de perdas na distribuição de gás natural.

No caso da ALGÁS, os percentuais de perdas são mensurados e divulgados mensalmente pelo regulador (ARSAL), assim como os percentuais médios anuais. Desta forma, os percentuais contabilizados para a ALGÁS não representam as perdas regulatórias, mas as perdas verificadas mensalmente. Por este motivo, o percentual de perdas da ALGÁS será excluído do *benchmarking* de perdas regulatórias reconhecidas pelos reguladores de distribuição de gás natural que subsidia o cálculo das perdas regulatórias no âmbito da 2ª RTO da Gasmig. Além disso, conforme apresentado na figura a seguir, as perdas verificadas na ALGÁS apresentam alta volatilidade, variando-se entre 0,63% e 3,59% no ano de 2021, sendo que em alguns meses se configuram como *outliers*.



Figura 2 – Porcentagem de perdas totais de gás (PPTG) Algás 2021

PPTG - PORCENTAGEM DE PERDAS TOTAIS DE GÁS (Volume em 1000m³/mês)								
Mês	Adquirido	Vendido	Consumido	Perda (+) Ganho (-)	Mensal	Média Móvel		Padrão (+/-)
						4 Meses	12 Meses	
jan/21	16.861	16.600	0	261	1,55%	-	0,43%	2,0%
fev/21	17.169	16.986	0	183	1,07%	1,84%	0,27%	2,0%
mar/21	19.641	19.320	0	321	1,63%	1,73%	0,55%	2,0%
abr/21	17.986	17.728	0	258	1,43%	1,42%	0,65%	2,0%
mai/21	19.209	18.552	0	657	3,42%	1,89%	0,83%	2,0%
jun/21	15.467	14.912	0	555	3,59%	2,52%	1,03%	2,0%
jul/21	14.218	14.058	0	160	1,13%	2,39%	1,05%	2,0%
ago/21	19.251	18.910	0	341	1,77%	2,48%	1,10%	2,0%
set/21	20.219	20.091	0	128	0,63%	1,78%	1,08%	2,0%
out/21	16.586	16.436	0	150	0,90%	1,11%	1,82%	2,0%
nov/21	16.084	15.940	0	144	0,90%	1,05%	1,72%	2,0%
dez/21	20.581	20.273	0	308	1,50%	0,98%	1,63%	2,0%

Fonte: ARSAL (2022).

Portanto, o valor de perdas regulatórias calculado para a Gasmig em função da média dos percentuais reconhecidos das distribuidoras de gás natural, desconsiderando-se os valores da CEG, COMGÁS e ALGÁS pelos motivos anteriormente expostos, resultam em um Índice Global de Perdas (IGP) igual a 0,28%.

4.12. Compensações (Antecipação da Revisão)

Contribuição 31

(...)

“GASMIG solicita que não seja aplicada a compensação calculada pela SEDE relativa à antecipação da 2ª RTO”

(...)

“Em caso de a SEDE manter sua metodologia de cálculo para estimar os efeitos da antecipação (...) GASMIG solicita que seja modificada segundo acima explicitado, para evitar o efeito do desequilíbrio econômico-financeiro produzido pela metodologia de estimação da compensação financeira”

(...)



Resposta da SEDE

As tarifas definidas no 1º ciclo tarifário da distribuidora incorporam receitas, custos e investimentos projetados para um período de 5 anos. Com a antecipação da 2ª RTO, que gera uma redução no horizonte de aplicação das tarifas, os usuários já pagaram pelos custos e investimentos de 2022, que passará a compor o próximo ciclo tarifário. Por este motivo, a alteração do ciclo tarifário repercute nas tarifas que já foram pagas e deve ser feito um ajuste financeiro para a compensação dos valores a mais pagos pelos usuários. Entretanto, tal ajuste não configura uma penalização à distribuidora, apenas retira-se da receita requerida do próximo ciclo tarifário o que os usuários já pagaram em relação ao ano de 2022, que inicialmente integrava o ciclo tarifário anterior e agora vai integrar o próximo ciclo tarifário.

Quanto ao cálculo proposto pela Gasmig, primeiro cabe mencionar que a antecipação da revisão tarifária resulta da premissa de recalcular os valores da Receita Requerida da 1ª RTO, mantendo-se as regras vigentes à época de sua realização, alterando apenas o horizonte original de 5 anos para 4 anos, não havendo qualquer razão para alterar o cálculo original, muito menos que justifique a exclusão da compensação financeira e manutenção da outorga no cálculo inicial.

Ademais, alguns dos números apresentados pela Gasmig não foram precedidos de cálculo, não sendo possível sua reprodução e avaliação. Portanto, a SEDE define pela manutenção dos termos estabelecidos na Nota Técnica SEDE-DIEN nº 07/2022.

4.13. Parcela de Comercialização

Contribuição 32

(...)

“A GASMIG sugere que o encargo de comercialização remunere somente as despesas de gestão dos contratos de gás e transporte detalhadas na projeção do OPEX no plano de Negócios”

(...)

Resposta da SEDE

Conforme descrito na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, *“a receita requerida do serviço de comercialização regulada cobre os custos e ativos relacionados com a atividade de compra e venda de gás natural dos consumidores cativos e os consumidores potencialmente livres que sejam atendidos pela concessionária.”*

No entanto, enquanto a concessionária não detalhar seus custos, permanece inviável a avaliação e a classificação dos custos como relacionados, ou não, com a atividade de compra e venda de gás natural. Portanto, a SEDE mantém a metodologia utilizada na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022 para segmentação da margem de distribuição e comercialização.



4.14. Compensações (Receita em Excesso)

Contribuição 33

“A GASMIG não conseguiu realizar todos os investimentos previstos na 1ª RTO, devido principalmente a situação de conjuntura estabelecida no ponto anterior, produto de fatores exógenos à concessionária e não por uma motivação econômica.

Ademais, a menor quantia de investimentos foi produto da demora na aprovação do plano de investimentos e a aplicação das tarifas correspondente ao primeiro ciclo, período 2018-2022”

(...)

“GASMIG solicita que a SEDE considere as características particulares tanto de desenvolvimento do primeiro processo de Revisão Tarifária Ordinária quanto dos efeitos da pandemia de COVID 19 e do rompimento da barragem de rejeitos de minério de ferro da mina do Córrego do Feijão da Vale, para eliminar o cálculo das Receitas em Excesso auferidas detalhadas na Nota Técnica SEDE-DIEN nº 07-2022”

(...)

Resposta da SEDE

Apesar dos efeitos na atividade econômica do país e do processo tarifário ter sido aprovado posteriormente, cabe lembrar que as tarifas definidas em cada revisão tarifária incorporam as projeções de receitas, os custos e os investimentos a serem auferidos ao longo de todo o ciclo tarifário. Desta forma, na medida em que as tarifas pagas pelos usuários permitam a cobertura dos investimentos planejados e estes não se realizem, a distribuidora auferirá receitas que não retornam em benefícios para os consumidores. Portanto, os montantes arrecadados em decorrência dos investimentos projetados e que foram frustrados por razões diversas devem ser retornados à modicidade tarifária. Desse modo, a SEDE não acata este pleito da Gasmig.

5. ABEGÁS

5.1. Investimentos

Contribuição 34

(...)

“Nesse sentido, sugerimos que as glosas realizadas pela Sede no item 7.1.4 da Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022 sejam retiradas, visto que podem desacelerar o processo de universalização do gás natural bem como o desenvolvimento econômico e social do Estado”

(...)



Resposta da SEDE

Idem ao apresentado na seção 4.6. Pleito sem justificativa, no qual não foi apresentada fundamentação sobre a viabilidade dos investimentos.

5.2. Mercado Livre

Contribuição 35

(...)

“O conceito de competitividade do consumidor livre reside na possível vantagem de conseguir adquirir uma molécula mais barata em relação ao mercado cativo, por esse motivo não consideramos adequada a diferenciação de custos entre mercado livre e mercado cativo”

(...)

Resposta da SEDE

A concessionária presta dois serviços distintos que devem ser precificados separadamente para que o usuário pague apenas pelo serviço utilizado. Tal distinção está prevista nas leis e regulamentos de outros estados. Sendo assim, a SEDE mantém a diferenciação dos serviços de distribuição e comercialização adotada na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.

5.3. Custos Operacionais (PMSO)

Contribuição 36

(...)

“Considerando que as projeções da Gasmig estão abaixo da média regulatória e o constante crescimento da base de clientes da distribuidora, sugerimos que a projeção da Gasmig seja acatada”

(...)

Resposta da SEDE

Idem ao apresentado na contribuição 26. A SEDE rejeita o pleito.



6. Resultados Finais

A partir da avaliação dos documentos entregues pelos participantes no processo de Consulta Pública da Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022 “*Proposta da Receita Requerida do Processo da Segunda Revisão Tarifária Ordinária (RTO) da Concessionária Gasmig*”, a SEDE identificou um total de 36 contribuições ou comentários.

A totalidade das contribuições foi respondida, sendo que 3 dessas contribuições foram aceitas parcial ou totalmente de forma a gerar efeito imediato na presente RTO, conforme apresentado a seguir.

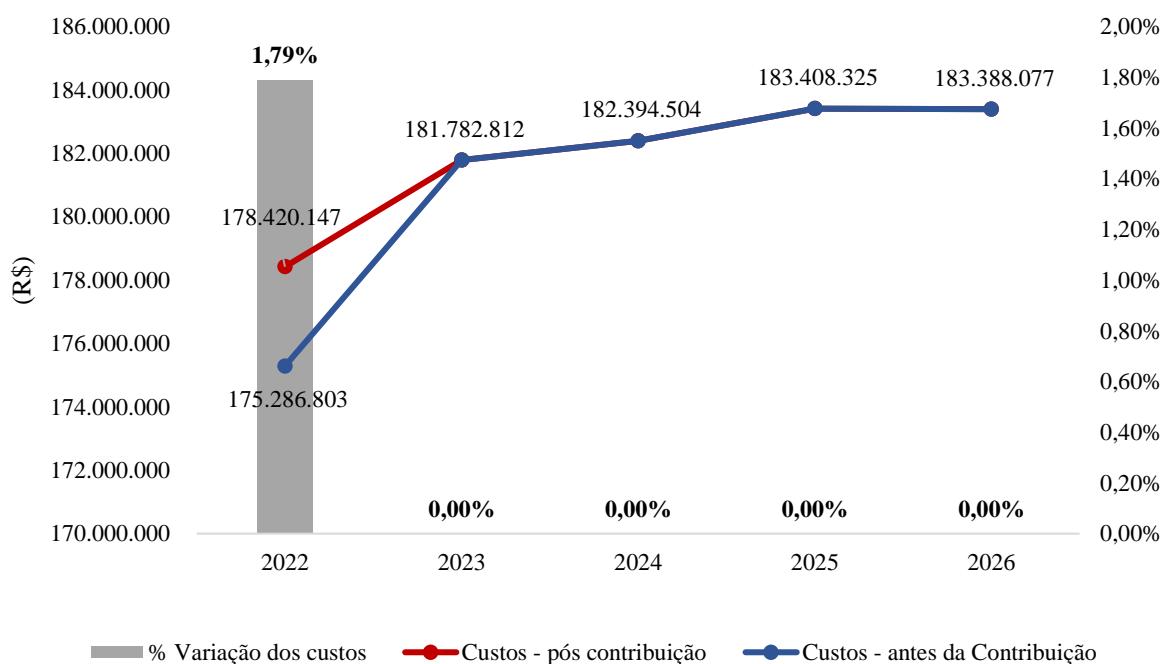
6.1. Custos Operacionais

Em atendimento ao pleito da Gasmig para consideração dos custos de arrendamento como custos operacionais, foram adicionados estes custos até o fim dos contratos, ou seja, se encerrando em 2022. Desta forma, a projeção dos custos operacionais totais obtida é a seguinte:

Tabela 9 – Projeção dos custos operacionais totais após contribuições

Categoria	2022	2023	2024	2025	2026
Custos Operacionais	178.420.147	181.782.812	182.394.504	183.408.325	183.388.077

Gráfico 5 – Custos operacionais totais após contribuições





6.2. Base de Remuneração Regulatória

6.2.1 Outliers de Tubulação

Conforme respondido na seção 4.4, foram modificados os montantes reconhecidos para os ativos 35316-0, 39482-0, 39486-0 e 42215-0 como consequência do ajuste na extensão das redes. Adicionalmente, o ativo 40655-0 deixou de ser considerado um *outlier* por conta da justificativa enviada pela Gasmig para o custo destoante dessa tubulação. Considerando as novas extensões de rede e aceitando o custo do ativo 40665-0, os ativos deixam de ser considerados *outliers*.

Tabela 10 – Ajuste do montante reconhecido do ativo 35316-0, 39482-0, 39486-0, 42215-0 e 40665-0

nº Ativo	Especificação Técnica	Quantidades associadas (m)	Valor Ativo ajustado Total (mil R\$)	Custo Unitário
35316-0	Tubo DN 32 mm PEAD	8,1	1.252,62	244,98
39482-0	Tubo DN 32 mm PEAD	7,0	1.195,39	231,66
39486-0	Tubo DN 32 mm PEAD	16,3	2.356,36	196,11
42215-0	Tubo DN 32 mm PEAD	10,8	1.088,30	103,70
40655-0	Tubo DN 4" API 5L Gr B	9,8	39.976,99	4.870,61

6.2.2 Análise dos Ativos que Entraram em Operação no 2º Semestre de 2021

Além dos ajustes especificados na seção 6.2.1, a base incremental preliminar, apresentada na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022, foi modificada também pela análise de razoabilidade dos ativos da Gasmig incorporados no segundo semestre de 2021. Essa análise posterior ao lançamento da Consulta Pública se deve ao envio tardio das informações por parte da Gasmig. O envio dos respectivos valores esteve fora do cronograma estabelecido pela SEDE, impossibilitando o exame das informações em tempo hábil.

Diante do aceite das justificativas da Gasmig para os cinco ativos indicados anteriormente e da análise de razoabilidade do montante de ativos incorporados pela Gasmig no 2º semestre de 2021, o valor da base incremental foi modificado conforme segue na tabela abaixo. A tabela traz a comparação entre a BRR Bruta inicial preliminar, apresentada na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022, e a BRR Bruta inicial após análise das contribuições.

Tabela 11 – Comparativa BRR inicial

Classe de ativos	BRR Inicial Bruta CP nº 32/2022 (R\$)	BRR Inicial Bruta Após Contribuições (R\$)	Diferença (R\$)
Servidões permanentes	15.904.529,16	15.904.529,16	-
Terrenos	18.135.333,55	18.135.333,55	-
Tubulações	3.108.034.843,51	3.108.067.301,30	32.457,79



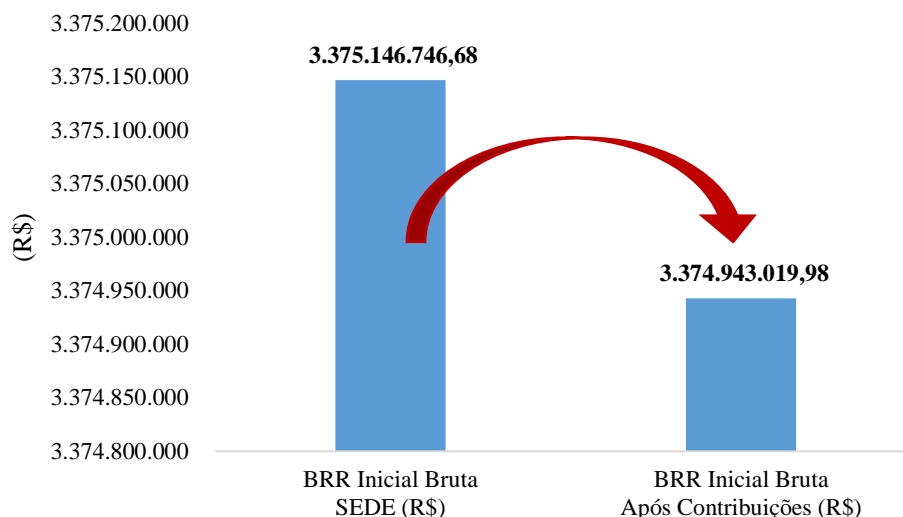
GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS
SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
Superintendência de Política Mineral, Energética e Logística

Classe de ativos	BRR Inicial Bruta CP nº 32/2022 (R\$)	BRR Inicial Bruta Após Contribuições (R\$)	Diferença (R\$)
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	25.388.599,18	25.388.599,18	-
Máquinas e Equipamentos Operacionais	28.746.306,84	28.746.306,84	-
Veículos e Equipamentos de Transporte	325.131,26	325.131,26	-
Equipamentos e Móveis Administrativos	1.906.141,73	1.906.141,73	-
Conjunto de Regulagem e Medição – CRM	89.975.330,22	89.975.330,22	-
Estação de Transferência de Custódia – ETC	1.339.143,00	1.339.143,00	-
Equipamentos de Processamento de Dados	1.579.990,01	1.579.990,01	-
Caixa de Válvula	10.459.425,09	10.459.425,09	-
Válvulas para Gás	25.495.073,86	25.495.073,86	-
Sistema de Odorização	1.202.547,62	1.202.547,62	-
Sistema Proteção Catódica	-	-	-
Software	29.822.951,59	29.822.951,59	-
Aportes de Terceiros	-	-	-
TOTAL	3.358.315.346,64	3.358.347.804,43	32.457,79
Ativos adquiridos entre Julho e Dezembro de 2021	16.831.400,03	16.595.215,54	- 236.184,49
TOTAL	3.375.146.746,68	3.374.943.019,98	- 203.726,70
Bônus de Outorga	1.339.265.902,83	1.339.265.902,83	-

A BRR inicial bruta foi reduzida em 0,01% a partir da realização de análise dos ativos incorporados no segundo semestre de 2021 e os ajustes nos valores dos ativos 35316-0, 39482-0, 39486-0, 42215-0 e 40665-0.



Gráfico 6 – Base de remuneração regulatória (BRR inicial)



A BRR inicial líquida reconhecida é a seguinte:

Tabela 12 – BRR inicial líquida ajustada a partir das contribuições

Classe de ativos	BRR Líquida Após Contribuições (R\$)
Servidões permanentes	15.904.529
Terrenos	18.135.334
Tubulações	1.889.570.092
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	17.837.138
Máquinas e Equipamentos Operacionais	12.729.892
Veículos e Equipamentos de Transporte	80.626
Equipamentos e Móveis Administrativos	917.997
Conjunto de Regulagem e Medição – CRM	47.125.976
Estação de Transferência de Custódia – ETC	327.944
Equipamentos de Processamento de Dados	671.052
Caixa de Válvula	3.504.416
Válvulas para Gás	11.080.152
Sistema de Odorização	742.307
Sistema Proteção Catódica	-
Software	12.231.042
Aportes de Terceiros	-
TOTAL	2.030.858.495



GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS
SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
Superintendência de Política Mineral, Energética e Logística

Ativos adquiridos entre Julho e Dezembro de 2021	16.277.876
TOTAL	2.047.136.372
Bônus de Outorga	1.258.098.272

6.3. Receita em Excesso

O valor da compensação referente ao excesso de receita auferida pela Gasmig no ciclo tarifário de 2017 a 2021 foi modificado neste processo de Consulta Pública, uma vez que o pleito da ABRACE e FIEMG relativo ao tema, exposto previamente na seção 2.3 foi acatado. Seguindo a contribuição dos agentes, a SEDE passa a considerar no cálculo da Receita em Excesso todos os investimentos não realizados pela Gasmig, inclusive os investimentos em expansão e interiorização de 2020 e 2021.

Motivada pelo fato de que os projetos não realizados estavam embutidos na tarifa vigente, onerando o consumidor, coube a SEDE reverter esse valor em excesso, arrecadado pela Gasmig, à modicidade tarifária. Assim, a Receita em Excesso a ser descontada nessa 2ª RTO foi estipulada em R\$ 41.630.835, valor 39,70% maior do que o definido preliminarmente na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022. A tabela a seguir demonstra a comparação entre esses dois valores.

Tabela 13 – Comparação dos valores da receita em excesso (em valores de jun/21)

Descrição	R\$
Receita em Excesso (CP nº 32/2022)	29.800.315
Receita em Excesso após contribuições	41.630.835

6.4. Atualização IGP-M

A Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022 foi produzida antes da divulgação do IGP-M de janeiro de 2022. Por isso, nela foi utilizada, para a atualização monetária, a 2ª prévia da FGV para o referido mês. Como o valor do IGP-M de janeiro de 2022 já foi divulgado, a presente Nota Técnica faz sua atualização. Com isso, o resultado desta nota será apresentado em valores de fevereiro de 2022.

Tabela 14 – Comparação IGP-M

IGP-M de janeiro (CP nº 32/2022)	IGP-M de janeiro oficial	Diferença
1,95%	1,83%	– 6,00 %



6.5. Receita Requerida

A nova receita requerida obtida a partir da avaliação das contribuições é a seguinte:

Tabela 15 – Receita Requerida (em valores de jun/21)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Custo de Capital		274.598.418,02	275.508.252,05	268.011.573,91	305.145.577,82	321.242.811,73
Base de Ativos – Baixas+ Investimentos		270.138.529,27	270.997.070,53	263.472.404,90	300.448.226,14	316.443.207,57
Capital de Giro		3.208.333,26	3.208.333,26	3.208.333,26	3.208.333,26	3.208.333,26
Estoque Reconhecido		1.251.555,49	1.302.848,26	1.330.835,76	1.489.018,42	1.591.270,90
Custo de Capital da Outorga		166.017.673,13	160.662.264,32	155.306.855,51	149.951.446,70	144.596.037,89
OPEX		178.420.147	181.782.812	182.394.504	183.408.325	183.388.077
Depreciação		131.809.907,59	132.493.725,96	146.348.755,38	154.522.367,43	133.452.565,26
Base de Ativos		122.266.068,13	118.526.291,38	116.094.499,65	113.124.443,13	88.601.556,43
Investimentos		6.659.235,59	10.297.964,97	26.584.786,12	37.728.454,68	41.173.096,00
IEA		2.884.603,87	3.669.469,61	3.669.469,61	3.669.469,61	3.677.912,84
Depreciação da Outorga		40.583.815,24	40.583.815,24	40.583.815,24	40.583.815,24	40.583.815,24
Outros Custos		206.473,32	206.429,35	206.607,25	211.120,86	209.980,70
Compensação pela Antecipação da Revisão	- 34.082.774,90					
Receita em Excesso 1ª RTP	- 41.630.834,70					
Receita com Serviços Taxados		-	-	-	-	-
Outras Receitas		-	-	-	-	-
TOTAL (R\$)	- 75.713.609,60	791.636.434,25	791.237.298,99	792.852.111,61	833.822.652,56	823.473.288,15

Segundo a divisão entre distribuição e comercialização definida na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022 e mantida pela SEDE, o valor presente da receita requerida apresenta os seguintes montantes:

Tabela 16 – Montantes das receitas requeridas dos serviços de distribuição e comercialização

\$FEV/22	Total	Distribuição	Comercialização
VP Receita Requerida (Milhões R\$)	3.208,17	3.007,88	200,30

Cabe ressaltar, que, como a Revisão Tarifária não foi concluída em fevereiro de 2022, no momento de sua aplicação haverá um ajuste financeiro devido ao atraso que impactará na receita requerida. Como a SEDE aplicou um reajuste na margem em fevereiro deste ano com base na



atualização pelo IGP-M, esse ajuste financeiro pelo atraso na 2ª RTO, deverá ser em favor do consumidor.

6.6. Margem Média e Índice de Reposicionamento Tarifário Ordinário (IRTO)

As margens médias dos serviços de distribuição e comercialização são as seguintes:

Tabela 17 – Margem média de distribuição e comercialização

\$FEV/22	Total	Distribuição	Comercialização
VP Receita Requerida (Milhões R\$)	3.208,17	3.007,88	200,30
VP Volume (Milhões m³)		5.058,13	2.950,12
Margem Média (R\$/m³)	0,6626	0,5947	0,0679

O Índice de Reposicionamento Tarifário Ordinário é calculado como a relação entre o valor presente da Receita Requerida (RR) e o valor presente da Receita Verificada (RV), segundo a equação a seguir.

Equação 2 – Reposicionamento da margem da concessionária

$$IRTO = \frac{VP_{RR}}{VP_{RV}} - 1$$

Onde:

IRTO: Índice de Reposicionamento Tarifário Ordinário da margem da concessionária, resultante do processo de Revisão Tarifária Ordinária.

VP_{RR}: Valor Presente da Receita Requerida.

VP_{RV}: Valor Presente da Receita Verificada.

Para apurar o resultado do IRTO, é necessário calcular a RV, que corresponde ao valor presente das receitas anuais obtidas pela aplicação da margem vigente sobre o mercado projetado para o ciclo tarifário:

Equação 3 - Valor presente da receita verificada

$$VP_{RV} = \sum_k \left(\sum_1^5 \frac{TUSD_{vig_k} \times Dem_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t} + \sum_1^5 \frac{TSC_{vig_k} \times Dem_{C_{t,k}}}{(1 + TCC_{di})^t} \right)$$

Onde:

VP_{RV}: Valor Presente da Receita Verificada;



GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS
SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
Superintendência de Política Mineral, Energética e Logística

$TUSD_{vig_k}$: Tarifa de uso do serviço de distribuição vigente do segmento tarifário k;

$Dem_{t,k}$: Demanda projetada para o serviço de distribuição para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume, capacidade contratada);

TCC_{di} : Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após os impostos;

TSC_{vig_k} : Tarifa do serviço de comercialização vigente do segmento tarifário k;

$DemC_{t,k}$: Demanda projetada para o serviço de comercialização para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume, capacidade contratada).

Conforme descrito na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022, no cálculo do reposicionamento tarifário a receita verificada foi obtida com as margens vigentes em dezembro de 2021, portanto, o reposicionamento tarifário representa um aumento de 4,34% sobre aquelas margens. Como a SEDE aplicou em fevereiro de 2022 um reajuste tarifário de 16,00% sobre as margens que estavam vigentes até janeiro de 2022, por meio da Nota Técnica SEDE/DIEN nº 06/2022, o reposicionamento tarifário sobre as margens atualmente vigentes gera uma redução média de 10,05%.

Tabela 18 – Reposicionamento tarifário ordinário

	Total	Distribuição	Comercialização
VP Receita Requerida (Milhões R\$ de Jan/22)	3.208,17	3.007,88	200,30
VP Receita Verificada Adotando Margem Vigente até Jan/22 (Milhões R\$)	3.074,67	2.935,61	139,06
IRTO Médio sobre Margem Vigente até Jan/22	4,34%	2,46%	44,04%
VP Receita Verificada Adotando Margem Vigente desde Fev/22 (Milhões R\$)	3.566,57	3.405,27	161,30
IRTO Médio sobre Margem Vigente desde Fev/22	-10,05%	-11,67%	24,17%

Os consumidores livres terão uma redução média na margem tarifária de 11,67% em relação às margens atualmente vigentes.

Adicionalmente, como a Revisão Tarifária não foi concluída em fevereiro de 2022, caberá no momento de sua aplicação um ajuste financeiro devido ao seu atraso para compensar o consumidor pelos meses em que a margem está vigorando sem considerar os resultados da Revisão.



7. Referências

ABEGÁS (2022). Contribuições à Consulta Pública “Determinação da Receita Requerida para o Processo de Revisão Tarifária da Gasmig”. 18 de fevereiro de 2022.

ABRACE e FIEMG (2022). Contribuições ABRACE e FIEMG. Consulta Pública SEDE-MG Nº 32/2022. 2º Processo de Revisão Tarifária GASMIG. Receita Requerida.

GASMIG (2022). Companhia de Gás de Minas Gerais. Nota Técnica SEDE-DIEN Nº 07-2022 - Proposta de Receita Requerida. Contribuições e comentários. Fevereiro de 2022.

MINAS GERAIS. Contrato de concessão para a exploração Industrial, Comercial, Institucional e Residencial dos serviços de gás canalizado no estado de Minas Gerais. Disponível em: http://www.desenvolvimento.mg.gov.br/assets/gasmig/contrato-concessao-servico-mg/contrato_de_concessao_gasmig.pdf. Acesso em fevereiro de 2022.

MINAS GERAIS. Primeiro termo aditivo do contrato de concessão. Disponível em: http://www.desenvolvimento.mg.gov.br/assets/gasmig/contrato-concessao-servico-mg/3_TA_contrato_de_concessao_gasmig.pdf. Acesso em fevereiro de 2022.

MINAS GERAIS. Segundo termo aditivo do contrato de concessão. Disponível em: http://www.desenvolvimento.mg.gov.br/assets/gasmig/contrato-concessao-servico-mg/2_TA_contrato_de_concessao_gasmig.pdf. Acesso em fevereiro de 2022.

MINAS GERAIS. Terceiro termo aditivo do contrato de concessão. Disponível em: http://www.desenvolvimento.mg.gov.br/assets/gasmig/contrato-concessao-servico-mg/3_TA_contrato_de_concessao_gasmig.pdf. Acesso em fevereiro de 2022.

SEDE (2017). Nota Técnica SEDE/SPMEL nº 04/2017. Metodologia de revisão tarifária da concessionária Gasmig. Disponível em: http://www.desenvolvimento.mg.gov.br/assets/gasmig/revisao-tarifa/2_consulta_publica_metodologia_revisao_tarifaria.zip. Acesso em fevereiro de 2022.

SEDE (2021). Nota Técnica SEDE/SPMEL nº 71/2021. Respostas às Contribuições para Determinação da Taxa de Custo de Capital para o Processo da Segunda Revisão Tarifária Ordinária (RTO) da Concessionária Gasmig. Disponível em: <http://www.desenvolvimento.mg.gov.br/assets/projetos/1085/86fd0bff5d07c4e62bc32d854fad6c65.zip>.

SEDE (2022). Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022. Proposta da Receita Requerida do Processo da Segunda Revisão Tarifária Ordinária (RTO) da Concessionária Gasmig. Janeiro de 2022. Disponível em: [Consultoria Técnico-Legislativa - CTL \(consultapublica.mg.gov.br\)](http://consultapublica.mg.gov.br). Acesso em fevereiro de 2022.

VALE S.A. Contribuições para a Consulta Pública SEDE MG nº 36/2022. Fevereiro de 2022.