



AGÊNCIA ESTADUAL DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS PÚBLICOS DELEGADOS DO RIO GRANDE DO SUL
Av. Borges de Medeiros, 659 - 13º andar - Bairro Centro - CEP 90020-023 - Porto Alegre - RS - www.agergs.rs.gov.br
CNPJ 01.962.045/0001-00

NOTA TÉCNICA Nº 5/2022 - DT

REVISÃO TARIFÁRIA ORDINÁRIA DA COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS

OUTUBRO/2022

Índice

- 1 - Introdução
- 2 – Base Legal
- 3 – Panorama do Mercado de Gás Natural Brasileiro e Gaúcho
- 4 - Análise
 - 4.1 - Volume Distribuídos
 - 4.2 - Base de Ativos Regulatória
 - 4.2.1 - Base de Ativos
 - 4.2.2 - Depreciação
 - 4.2.3 - Custo do Capital
 - 4.3 - Custo Operacional
 - 4.4 - Ajustes
- 5 - Conclusão

1 - Introdução

A presente Nota Técnica destina-se à análise exclusiva da Margem Bruta do serviço de distribuição de gás canalizado prestado pela Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - Sulgás para o exercício de 2022, ancorado pelo Contrato de Concessão. O objetivo é revisar a metodologia da Nota Técnica 01/2022 apresentada pela Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul colocando à mostra as considerações e recomendações desta Diretoria para deliberação de homologação do Conselho Superior da AGERGS.

Cabe a regulação garantir os pressupostos do artigo 2º da Lei 10.931/97 a qual comanda que constituem objetivos da AGERGS:

I - assegurar a prestação de serviços adequados, assim entendidos aqueles que satisfazem as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade nas suas tarifas;

II - garantir a harmonia entre os interesses dos usuários, concessionários, permissionários e autorizatários de serviços públicos;

III - zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro dos serviços públicos delegados.

Portanto, constituem motivadores principais desta Nota técnica garantir os objetivos citados.

A partir dos objetivos, realçamos conceitos importantes que são definidos na Lei 15.648/21, que dispõe sobre a exploração direta ou mediante concessão de serviços locais de gás canalizado, entre eles a definição do conceito de tarifas em seu artigo 2º. Item XLIV:

"Item XLIV – tarifa: valor monetário resultante da aplicação das tabelas tarifárias fixadas pelo Poder Concedente e pela agência reguladora, expresso em R\$ /m3 (reais por metro cúbico) de gás, nas condições de referência que é utilizado para efetuar o faturamento mensal dos usuários para fornecimento de gás em observância aos princípios de razoabilidade, da transparência e da publicidade e às especificidades da concessão;"

Diz também no artigo 40:

"As tarifas aplicáveis aos serviços de distribuição de gás canalizado deverão refletir a modicidade tarifária, manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, a busca da eficiência na prestação do serviço, a absorção de progresso tecnológico e o nível de atendimento da demanda.

Parágrafo único. Incumbe à agência reguladora fixar, reajustar, revisar, homologar ou encaminhar ao ente delegante tarifas, seus valores e estruturas.

Estabelece, ainda, no artigo 41º as premissas metodológicas a serem consideradas nas tarifas:

"As tarifas a serem aplicadas na delegação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado poderão ser reguladas por meio de metodologia de margem máxima de distribuição, visando a, sem prejuízo da modicidade tarifária, oportunizar à concessionária o justo retorno dos investimentos, bem como a obtenção de receitas suficientes para cobrir os custos adequados de operação, de manutenção e de impostos, exceto os impostos sobre a renda."

O Contrato de Concessão define a metodologia de cálculo das tarifas para distribuição de gás canalizado mediante o Anexo I. Assim, passa-se a ler a definição da tarifa média de gás natural, como soma do preço de venda do gás pela Petrobrás com a margem de distribuição resultante das planilhas de custos acrescidos da remuneração dos investimentos.

$$TM = PV + MB$$

M = Tarifa média a ser cobrada pela concessionária em R\$ /m3

PV = Preço de Venda pela Petrobrás em R\$ /m3

MB = Margem Bruta de distribuição da Concessionária em R\$ /m3

De modo particular somente analisaremos a Margem Bruta, como já supracitado, de acordo com o estabelecido no Anexo I do Contrato de Concessão:

"3 – A metodologia adotada está orientada para a definição da margem bruta de distribuição da CONCESSIONÁRIA, considerando-se que o preço de venda pela PETROBRÁS é fixado pelo Governo Federal.

4 – O cálculo da margem bruta da distribuição está estruturado na avaliação prospectiva dos custos dos serviços, na remuneração e depreciação dos investimentos vinculados aos serviços objetos da concessão, realizados ou a realizar ao longo do ano de referência para cálculo e, finalmente, na projeção dos volumes de gás a serem vendidos durante o ano, segundo o orçamento."

A parcela do Preço de Venda foi tratada especificamente nos expedientes 000330-39.00/22-3, 001671-39.00/21-7 e 000925-39.00/21-6, cabendo acrescentar que a formação do Preço de Venda (PV) se divide em preço de molécula e outra de transporte. A parcela de molécula está precificada em reais com reajuste trimestral acompanhando a cotação do Brent e câmbio. Ao passo que o transporte tem seu valor referencial fixado em reais com reajuste associado ao índice geral de preços - IGP-M. Novamente reforçamos que não será avaliada a Parcela de Venda – PV nesta Nota Técnica para efeito de composição dos preços.

Discorremos individualmente sobre cada item que compõe a estrutura tarifária, apresentando as normativas vigentes e respectivas análises.

2 – Base Legal

a) Lei 15.648/2021 - Dispõe sobre a exploração direta ou mediante concessão dos serviços locais de gás canalizado de que trata o art. 25, § 2º, da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, estabelece os princípios, as diretrizes e as normas relativas ao referido serviço no Estado do Rio Grande do Sul e altera a Lei nº 8.109, de 19 de dezembro de 1985, que dispõe sobre a Taxa de Serviços Diversos(0343793).

b) Contrato de Concessão firmado entre Governo do Estado do Rio Grande do Sul e Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - Sulgás em 19 de abril de 1994 (0343121).

3 – Panorama do Mercado de Gás Natural Brasileiro e Gaúcho

A regulação econômica de mercados ganhou força especialmente no contexto das transformações apresentadas pela economia mundial, em especial a partir de 1980, vindo a refletir-se no Brasil em meados dos anos 90. Restrições fiscais, busca de eficiência, reestruturações do setor público levaram aos processos de transferência e privatização de ativos e empresas, vivenciados pelo mercado brasileiro.

Nesse contexto, em nosso país, ao reduzir a participação do Estado em atividades econômicas, criaram-se as Agências Reguladoras (ANATEL, ANEEL, ANS, ANVISA e outras) as quais visam suprir as necessidades fiscalizadora e regulatória advindas do processo. Ainda que já existissem instituições muito conhecidas, antigas e difundidas em outros países, considera-se pioneira a Anatel, criada somente em julho de 1997, portanto bastante recente em nosso país.

Pode-se partir da definição em que a regulação se refere às políticas públicas nas quais o governo prescreve às empresas os principais aspectos de sua estrutura e desempenho econômico, do controle da entrada e saída de produtos, fixação de preços, da qualidade, condições dos serviços e a obrigação de servir a todos os consumidores sob condições razoáveis (KAHN,1970). Há que se falar, então, que regular implica em avaliar desempenho, alocação de recursos produtivos, em última instância, eficiência. Acrescenta a isso a necessidade de comparação entre firmas e alternativas econômicas.

Pode-se situar os conceitos-chaves à regulação econômica no campo da microeconomia e da economia industrial. Modernamente, o grande impulso ao seu desenvolvimento teve origens no início da década de 70 através de Stigler (1971) em que se buscava aplicar a teoria econômica ao comportamento político. Outros autores como Williamson (1975), Tirole (1988) e Virgili, Vernon e Harrington(1992) ajudaram a definir as bases e conexões entre regulação e Ciência Econômica.

Quando se pensa em Teoria da Regulação Econômica, o primeiro conceito em mente deve ser o de eficiência econômica, seja ela na produção, distribuição ou alocação de bens. O primeiro caracteriza-se pela melhor utilização da planta produtiva e tecnologia disponível, na busca de maximizar rendimento a custo mínimo. Já a distribuição consiste na diminuição ou eliminação de rendas advindas de monopólios, em geral naturais, através da concorrência. Na alocação falamos em eficiência de Pareto^[1]. Em resumo tratamos de três aspectos:

1. Eficiência produtiva no sentido de incentivar as firmas a alocarem recursos produtivos de forma a maximizar o produto e minimizar os custos.
2. Nos setores regulados, em geral, existe a situação de monopólio natural. Setores onde há barreiras à entrada ou saída e ganhos de escala necessitam de uso intensivo de capital. Como exemplo, os setores de infraestrutura, saneamento, transportes.
3. Sob o ponto de vista social, evitam-se desperdícios de recursos e produto.

Os monopólios naturais caracterizam-se por apresentarem economias de escala significativa, justificando, através da eficiência produtiva, o reduzido número de firmas. Assim a fragmentação da oferta desses bens, devido a escala mínima eficiente é requerida, portanto, nos casos de monopólios naturais. Tratando-se de coibir posições de preços monopolísticas e incentivo a melhorias na qualidade dada a ausência de forças competitivas, a regulação é necessária.

Pires e Piccinini (1999) definem objetivos específicos à regulação: (i) buscar eficiência econômica, garantindo o serviço de menor custo para o usuário; (ii) evitar o abuso do poder de monopólio, assegurando a menor diferença entre preços e custos, de forma compatível com os níveis desejados de qualidade do serviço; (iii) assegurar o serviço universal; (iv) assegurar a qualidade do serviço prestado; (v) estabelecer canais para atender a reclamações dos usuários ou consumidores sobre a prestação dos serviços; (vi) estimular a inovação (identificar oportunidades de novos serviços, remover obstáculos e promover políticas de incentivo à inovação); (vii) assegurar a padronização tecnológica e a compatibilidade dentre equipamentos; e, (viii) garantir a segurança e proteção ao meio ambiente.

Quando se fala no Mercado de Gás Natural no Brasil, recentemente, cabe destacar a aprovação em 2009 pelo Congresso Nacional da Lei 11.909/2009, também conhecida como Lei do Gás. Dentre seus principais objetivos destacava-se instituir o regime de concessão visando à abertura do mercado. Entretanto, este propósito não foi plenamente alcançado uma vez que as licitações não ocorreram e nem foram construídos os dutos previstos durante sua vigência. Para tanto, em 2021, foi aprovada e sancionada a nova Lei do Gás, Lei 14.134 a qual propunha a formação de mercado aberto e competitivo a fim de promover a concorrência e a atração de novos agentes para o mercado visando, em especial a redução do preço do gás natural para o consumidor. A principal inovação desta legislação se constituiu na substituição dos regimes de outorga da concessão pela autorização das atividades de transporte e estocagem. Essa norma, tem, nesse sentido, como foco reduzir a burocratização na expansão da malha de transporte de gás, atração de investidores, ganhos e de competitividade e redução dos custos de produção.

Do ponto de vista do CADE (Conselho de Administração e Defesa Econômica), o mercado de gás natural nacional relaciona-se a diversas atividades industriais, sendo, portanto, componente da política de segurança energética. Seja com aplicações na geração de energia elétrica, seja nos transportes por meio do gás veicular, bem como fonte de energia e abastecimento residenciais e comerciais. Quando se considera a oferta, a cadeia produtiva ela pode ser dividida em três níveis (Napolí e Araujo, 2021):

- 1) upstream, que inclui a exploração de áreas naturais e a produção propriamente dita, além do escoamento para as refinarias;
- 2) midstream, que abrange o processamento e transporte em dutos de alta pressão (gasodutos); e
- 3) downstream, que engloba a distribuição local por meio de dutos de menor pressão ou a granel.

Portanto, a atuação da Agência de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado do Rio Grande do Sul (AGERGS) se encontra centrada nesse último nível. Em termos regulatório, cabe a regulação de uma única concessionária recentemente passada ao controle da iniciativa privada, a Sulgás. No Rio Grande do Sul, sancionou-se em primeiro de junho de 2021 a Lei 15.648 a qual dispõe sobre os serviços locais de gás canalizado no estado. Deste diploma legal, cabe destacar alguns pontos:

- Instituição da Agência de Regulação de Serviços Públicos Delegados do Estado do Rio Grande do Sul (AGERGS) como ente regulador dos serviços de gás canalizado. A responsabilidade, até então, era da Secretaria de Meio Ambiente e Infraestrutura (SEMA);
- Prazo máximo para novas concessões de 30 anos, improrrogáveis, quando antes era de 50 anos;
- Possibilidade de contratação concomitante no mercado cativo e no livre - Consumidor Parcialmente Livre;
- Possibilidade de Construção de Gasodutos Dedicados pelos usuários livres cujas necessidades de movimentação de gás não possam ser atendidas pela distribuidora, mediante aprovação da AGERGS;
- Aplicação de Tarifa (TUSD) dos usuários livres com desconto comparado a do mercado cativo - expurgo dos custos relativos à comercialização do gás natural, cuja metodologia será definida pela Agência Reguladora;
- Necessidade de registro pela AGERGS do Agente Comercializador.

Do ponto de vista regulatório, a AGERGS deu início a efetiva regulação dos serviços com a aprovação do Regulamento dos Serviços de gás canalizado no Estado do Rio Grande do Sul. Já do ponto de vista tarifário, elaboraram-se três processos de reajustes tarifários de reajustes tarifários materializados nas Resoluções Decisórias AGERGS n° 630/21, 642/22 e 649/22. Sendo esta peça regulatória a pioneira do ponto de vista regulatório, operacionalizando os comandos do contrato de concessão.

[1] Uma alocação é a ótima de Pareto(1971) ao usar as possibilidades tecnológicas e os recursos da sociedade de forma que não haja modo alternativo para organizar produção e distribuição onde um consumidor possa estar melhor sem fazer com que outro fique pior.

4 - Análise

4.1 - Volume Distribuídos

Na operacionalização da regulação, o foco da literatura se encontra nos regimes tarifários caracterizados como o conjunto de regras de fixação de preços das empresas reguladas, assim como da estrutura de produtos/serviços sobre a qual incidem (Possas, Ponde e Fagundes, 1997).

Destacam-se três principais regimes tarifários:

1) Tarifação pela Taxa de Retorno (Custo Médio): Nesse método adiciona-se aos custos, a margem de remuneração, a título de taxa de retorno garantindo ao investidor o retorno considerado adequado frente ao custo de oportunidade. Apurando-se a tarifa pela divisão entre esses custos, acrescido dessa taxa de retorno. Possui alguns problemas típicos como a dificuldade de se avaliar custos eficientes, caráter controverso da definição de custos, indefinição a priori da taxa de retorno. Ainda, há o incentivo à apresentação de custos crescentes visando a majoração de tarifas, ou seja, pode-se gerar a situação onde a ineficiência torna-se inerente à tarifa. Acaba por ser o regime mais amplamente utilizado nos setores regulados no Brasil.

2) Regulação pelo Desempenho: Nele ocorre a medição dos desempenhos das empresas reguladas, comparando-os com uma empresa de referência, ou benchmark, entre as mais eficientes de sua categoria. Possui ponto positivo ao induzir o acompanhamento do aumento da produtividade e redução de custos praticados, uma vez que as firmas mais eficientes lucram o diferencial positivo de custos e as menos têm o incentivo de se aproximarem do benchmarking.

3) Price-Cap: Consiste no modelo desenvolvido por Littlechild (1983) onde se introduz uma regra de reajuste em algum preço público, como índices de preços, descontando-se um fator de redução exógeno que representa o aumento da produtividade (redução dos custos) a qual o regulador espera que o regulado obtenha a cada ano.

Observa-se então que, dos três métodos propostos, apenas no primeiro (Taxa de Retorno), o mais comum em diversos setores regulados brasileiros, em especial o de gás natural, não existe comparação clara a ser realizada entre padrões de eficiência. Quanto ao segundo, observa-se o desempenho, inteiramente baseado no método de benchmarking, seja por firmas reais de comparação, ou por firmas objetivas definidas a serem buscadas. Ainda, no Price-Cap, o fator-X, de produtividade, pode ser definido de forma a aproximar as firmas de algum índice determinado de produtividade, permitindo comparabilidade entre elas.

No caso apresentado, a Concessionária de Gás Natural encanado do Estado do Rio Grande do Sul, Sulgás, contratualmente, sempre se utilizou do primeiro método, o da taxa de retorno (Custo Médio). Nesse contexto, o problema regulatório perpassa duas variáveis importantes: os custos, os quais devem refletir os níveis eficientes e o volume distribuído. Lembrando que a taxa de remuneração se encontra definida a priori contratualmente.

Esta seção tratará diretamente da definição dos volumes distribuídos a serem considerado no processo de revisão tarifária. Há que se ressaltar, entretanto, que este, à primeira vista, poderia converte-se em variável de fácil apuração. Bastaria, sob certo raciocínio, apurar o quanto de gás foi distribuído e considerar este volume.

A primeira dificuldade surge, justamente, do contrato de concessão ora regulado. Textualmente nas cláusulas:

"14.4 - A tarifa será revista anualmente, levando-se em consideração as projeções dos volumes de gás a serem comercializados e os respectivos investimentos.

...

6.1.8 - A planilha de custos para cálculo da margem bruta - MB - será elaborada para o período de um ano, incluindo as diversas parcelas que integram a MB com seus valores unitários calculados com base no volume de vendas anual V.

...

8.1 - CUSTO OPERACIONAL A planilha apresentará as parcelas de custo unitário vigentes, os percentuais de aumento previsto para o mês seguinte os quais são aplicados a cada parcela para cálculo do novo valor a ser adotado. Os custos unitários serão atualizados trimestralmente, com novas estimativas de volumes quando houver alguma alteração expressiva no comportamento da economia brasileira que se reflita em uma alteração nas vendas de gás."

Quando se fala em volume, componente indispensável na apuração das tarifas via custo médio, não se está, no contrato de concessão elaborado, bastante anterior a própria existência desta Agência Reguladora, de volume efetivamente comercializado, mas de projeções. Portanto, do orçamento anual da Concessionária. Para este processo de Revisão Tarifária, conforme documentação anexa ao processo, a Sulgás apresentou, dentre todos os segmentos, a projeção de volume de 2.358.670 m³/dia. Ou seja, em termos orçamentários, o volume a ser considerado, projetado, deveria ser de **860.915.109** m³/ano. Recorrendo-se ao contrato, o qual determina que o valor utilizado seria de 80% do volume total orçado, para esta variável, seria de **688.732.087** m³/ano.

No momento em que se elabora esta peça regulatória, já foram elaborados três processos de reajustes tarifários materializados nas Resoluções Decisórias AGERGS n° 630/21, 642/22 e 649/22. Especialmente, no último processo, conforme a Informação 41 (0338502) a variável volume encontrou bastante atenção dos técnicos desta Diretoria de Tarifas, cita-se aquele documento:

"2. Outra questão se constituiu na substancial alteração no planejamento de volume. A regulação por custo médio, modelo amplamente utilizado e que também baliza o paradigma da Regulação do Gás Natural, pressupõe que sempre que se altera o volume, se estará alterando o preço da tarifa. Um maior volume, gera menor tarifa e vice-versa. No caso ora em tela, frente ao reajuste de janeiro:

Tabela 1- Volume Projetado:

	Volume Distribuído Projetado em Jan de 2022	Volume Distribuído Projetado em Março de 2022	Variação (%)
jan/22	41.624.382	35.594.614	-16,94%
fev/22	38.886.876	34.428.470	-12,95%
mar/22	43.305.109	41.472.141	-4,42%
abr/22	42.061.170	40.307.070	-4,35%
mai/22	44.058.781	38.619.211	-14,09%
jun/22	43.151.550	42.147.450	-2,38%
jul/22	44.484.845	44.067.275	-0,95%
ago/22	44.128.717	43.711.147	-0,96%
set/22	42.461.190	42.057.090	-0,96%
out/22	43.818.779	43.401.209	-0,96%
nov/22	42.343.860	41.939.760	-0,96%
dez/22	40.189.485	40.028.130	-0,40%
Total	510.514.744	487.773.567	-4,66%

Fonte: Elaboração Própria com dados da Concessionária

A tabela acima deve ser lida considerando o fato que para os meses de janeiro e fevereiro para o volume de março de 2022 não se está lidando com projeções, mas sim com o valor realizado. Mesmo assim, a diferença entre projetado e a realizado se mostrou significativa. Para a revisão tarifária, sugere-se fortemente que se analise as projeções e o planejamento de volume. Este fato impacta diretamente a formação do preço. Deve-se observar, também, que a concessionária reduziu de maneira mais ampla no primeiro semestre, mantendo a projeção relativamente constante para o segundo, isso minorou o efeito no preço, para este momento.

A área técnica da Concessionária, apresentou, conforme e-mail documentado no processo, os seguintes motivos para redução dos volumes:

"A redução ocorreu basicamente em 2 segmentos: industrial e cogeração.

No segmento industrial, um dos maiores clientes reduziu a demanda prevista em 40% nos 3 primeiros meses de 2022, devido a variações em seu processo produtivo. (-20.000 m3/dia da demanda anual)

Uma grande indústria deu férias coletivas de 1 mês, que não fora prevista no orçamento porque a mesma já havia parado por 3 meses em 2021. Isso subtraiu 7.000 m3/d da demanda anual.

Frustração da expectativa de ampliação em 15.000 m3/d de uma grande indústria por questões de baixa demanda de mercado.

Algumas paradas de manutenção não programada em uma grande indústria (-9.000 m3/dia no ano)

Na cogeração teremos em julho uma parada programada mais longa do que o previsto no orçamento, impactando em menos -15.000 m3/dia da demanda anual."

Havia, já desde a elaboração daquela peça regulatória preocupação com o efeito sobre os preços, sobre a tarifa efetivamente paga pelo usuário, das constantes alterações no orçamento de volume apresentado pela Concessionária. Tanto que, demandou-se, já naquela ocasião, explicações sobre essas alterações. A título de comparação, o orçamento anual da concessionária apresenta volume **679.297.073 m³** ano orçado para esta revisão e, no último reajuste, de 487.773.567 m³/ano. Diferença de 39,26%.

Deve-se, neste ponto, ressaltar os diversos alertas feitos pela área técnica quanto a necessidade de estruturação da regulação do gás natural encanado e as necessidades de especialização no setor e sob os riscos da regulação em andamento. Os técnicos da AGERGS, como apontado nas informações que subsidiaram os reajustes, estavam considerando a celeridade necessária frente as oscilações presentes neste mercado, a necessidade de regulação efetiva frente a situação anterior de auto regulação e o pioneirismo das peças anteriores.

Esta Diretoria, está iniciando o controles das informações, em especial dos volumes tratado neste tópico, no processo 000881-39.00/21-8 Projeto BI - Gás Canalizado, ou seja, **implementando a solução de Inteligência de Negócios Business Intelligence** para automatização das análises, monitoramento, consistência e controles de conferência de entrega dos dados e planilhas de informações contábeis e operacionais da Concessionária de Gás Canalizado - SULGÁS, bom como da normatização da Conta Gráfica pelo processo 001722-39.00/21-9.

Para esta revisão, existe a necessidade técnica, devido aos comandos do contrato de concessão, de se utilizar o valor maior, de 688.732.087 m³/ ano, o orçamentário, sob pena de estar desconsiderando o contrato. Portanto, o valor recomendado e utilizado para esta peça regulatória será esse.

Sublinha-se que não se desconhece o valor de 487.773.567 m³/ano, nem ele é necessariamente incorreto. Não há problema, a priori, de se rever orçamento, ou mesmo projeções, entretanto, a fim de resguardar a modicidade tarifária, sugere-se ao Conselho Superior da AGERGS:

1. Considerando a Resolução Normativa n° 34, de 18 de outubro de 2016 (0237665), que disciplina o processo administrativo da AGERGS para reajuste e a revisão de tarifas nos serviços públicos delegados. Nela os conceitos são assim apresentados:

"Considerando que a revisão tarifária é um instrumento de recomposição da tarifa no qual são examinados os critérios e os parâmetros de produção dos serviços, bem como a metodologia de cálculo, visando à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do serviço público delegado;

"Considerando que o reajuste tarifário, previsto no contrato ou na legislação aplicável, um instrumento de atualização das tarifas adotado em razão dos efeitos inflacionários, com finalidade de manter o equilíbrio econômico-financeiro do serviço público delegado."

Há resguardo, tanto no contrato, quanto nas normativas regulatórias da AGERGS para a utilização do valor citado. A revisão tarifária, tem como objetivo estabelecer os parâmetros e os critérios de cálculo tarifário.

2. Considerando que este é o primeiro processo de revisão tarifária, portanto mais completo e complexo que o de reajuste, também a importância do volume orçado, seja homologado e registrado na casa, não só o valor das tarifas, mas também o valor apresentado para o volume de **860.915.109 m³** ano.
3. Este valor seja tornado público e conste disponível no sítio da AGERGS como o valor do volume total orçado pela Concessionária para que fique disponível a todos os consumidores.

4. As alterações de volume orçado anual, nos reajustes sejam justificadas e comunicadas pela concessionária com antecedência a esta Agência, registrados e tornados públicos e disponíveis a todos os consumidores. Anteriormente, aos pedidos de reajuste.

4.2 - Base de Ativos Regulatória

O conceito dos investimentos considerados elegíveis para a base regulatória está destacado no Contrato de Concessão, cláusula 14.1 e 14.2 como segue:

14.1 - A tarifa será estabelecida de acordo com os critérios definidos no Anexo I – Metodologia de Cálculo da Tarifa para Distribuição de Gás Canalizado no Estado do Rio Grande do Sul

14.2 - Para fins de cálculo da remuneração do capital investido, os investimentos compreenderão todos os ativos da empresas utilizados, direta ou indiretamente, na exploração dos serviços de distribuição, incluídas as obras em andamento, que deverão ser capitalizadas com base em seus custos históricos acrescidos da correção monetária prevista no Anexo I, com encargos decorrentes dos recursos financeiros de terceiros e de remuneração de capital próprio aplicado durante a fase de construção, este à mesma taxa considerada para os investimentos da empresa.

O método de mensuração da Base de Ativos Regulatória é o Custo Histórico Corrigido que considera a adoção do preço de aquisição original proveniente dos registros contábeis, depreciado em 10 anos e atualizada pelo indicador monetário IGP. O Contrato de Concessão, Anexo I, reza:

8.2 - CUSTO DO CAPITAL

A remuneração do investimento e a depreciação terão os seus valores unitários corrigidos na planilha pela aplicação da variação mensal do IGP - Índice Geral de Preços publicado pela Fundação Getúlio Vargas, acrescido da diferença entre o percentual decorrente da aplicação do índice adotado no mês anterior e o índice real nesse mês, o qual só é conhecido no mês seguinte. Na ausência do IGP deverá ser utilizado outro índice que melhor representa a efetiva desvalorização da moeda.

8.3 - DEPRECIÇÃO

Será considerada uma depreciação linear de 10 (dez) anos para a rede de distribuição de gás e outros ativos da CONCESSIONÁRIA.

O valor da parcela corresponde a 0,10 (INV)

A Lei 15.648/2021 determina em seu artigo 41, § 1º que a base de ativos para prestação de serviços deverá receber certificação da agência reguladora, a fim de evitar a depreciação e remuneração do estoque de capital desnecessário ou ocioso. Cabe aqui destacar que a inovação legal de junho de 2021 não permite, em prazos tão exíguos, que se obtenha uma posição técnica adequada que certifique os ativos aqui apresentados, inclusive com a dificuldade atendimento de outras demandas concomitantes do setor, tais como, 3 (três) expedientes de atualização da molécula (PV) e elaboração de normativos regulatórios. O processo 000391-39.00/22-7 foi aberto em 27 de março de 2022 para tratar da certificação dos ativos.

Reafirmando, a Margem Bruta é composta com a seguinte fórmula paramétrica:

$$MB = \text{Custo de Capital} + \text{custo operacional} + \text{depreciação} + \text{ajustes} + \text{aumento de produtividade}$$

Onde:

Custo do capital = $(INV \times TR + IR) / V$

Depreciação = $0,10 \text{ INV} / V$

INV = Investimento realizado e a realizar ao longo do ano, deduzida a depreciação cobrada na tarifa.

TR = Taxa de remuneração anual do investimento considerando 20% a.a.

IR = Imposto de Renda e outros impostos associados a resultados.

V = 80% das previsões atualizadas das vendas para o período de um ano.

A Concessionária apresentou seu pleito:

BASE DE ATIVOS	
BASE DE ATIVOS (em 31/12/21)	1,040,061,561
NOVOS INVESTIMENTOS (2022)	46,974,474
DEPRECIACÃO ACUMULADA (até dez/21)	757,912,308
DEPRECIACÃO NO ANO (2022)	51,434,838
IMOBILIZADO LÍQUIDO (INV)	277,688,889
CUSTO DE CAPITAL	
TAXA DE REMUNERAÇÃO DO INVESTIMENTO (TR)	20%
REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (RI) = (INV x TR)	55,537,778
IPRJ + CSLL (IR)	75,984,446
CUSTO DE CAPITAL (CC) = (RI+IR)	131,522,224
CUSTO DE CAPITAL (CC) = (RI+IR) / V	0.1910
DEPRECIACÃO	
BASE DE ATIVOS TOTAL	1,087,036,035
BASE DE ATIVOS 100% DEPRECIADOS	506,120,775
BASE DE ATIVOS BRUTA	580,915,259
DEPRECIACÃO (0,10 BASE BRUTA)	58,091,526
DEPRECIACÃO (0,10 BASE BRUTA) / V	0.0843

Fonte: [Sulgás](#)

4.2.1 - Base de Ativos

Neste trabalho nos detivemos a verificar, por amostragem aleatória, a documentação suporte de investimentos realizados no exercício 2021, sua depreciação e sua consistência de saldos. Os anos pretéritos foram homologados pelo poder concedente, razão pela qual não retrocedemos os exames documentais, tendo em vista que serão objeto do já referido processo de certificação.

Os exames basearam-se na base dos ativos apresentada pela Sulgás no documento "Pleito Margem Regulatória" (0339689) planilhas:

- Intangível (IGP-DI) - Out.21
- Invest. Proj.nov.21 e dez.21
- Invest. Proj. 2022

Os bens estão individualizados patrimonialmente, contendo, entre outras informações, a conta contábil, classificação contábil, descrição, data de aquisição, valor depreciado e valor líquido.

A Concessionária apresentou os saldos contábeis de 31 de outubro de 2021 devidamente conciliados com o controle patrimonial de acordo com o documento – Anexo email Capex (0336720). As diferenças apresentadas são irrelevantes.

Os saldos dos **custos históricos** dos investimentos retratados no pedido de revisão apontam para a seguinte posição:

ITENS	R\$
BASE DE ATIVOS EM 31/12/2021	1.040.061.561
INVESTIMENTOS 2022	46.974.474
BASE DE ATIVOS BRUTA	1.087.036.035

Em um primeiro aspecto destaca-se que o saldo apresentado para composição da base regulatória dos ativos ano base 2021 está em conformidade com o controle patrimonial apresentado pela Concessionária e está assim subdividida:

BASE DE ATIVOS EM 31/12/2021	R\$
Ativos em Operação	990.651.737,69
Ativos em Formação	48.715.162,44
Ativos Projetados <u>nov</u> e dez/21 (Líquido)	694.631
TOTAL	1.040.061.561

Na sequência, foi utilizada a técnica análise documental que corresponde ao procedimento sistemático utilizado para comprovar se as transações da Concessionária são evidenciadas por documentos legítimos e pelo seu custo histórico. Para isso, foram selecionados aleatoriamente 11 (onze) itens do ano de 2021, como segue:

Conta Contábil	Classificação Conta	Descrição	Descrição	Data Aquisição	Valor Imobilizado
12311203	Operação	GASODUTO GAS NATURAL	EXPANSÃO MC VIAMÃO	01/02/2021	514.199,24
12311203	Operação	GASODUTO GAS NATURAL	EXPANSÃO MC GRAVATAÍ	01/08/2021	560.898,69
12311203	Operação	GASODUTO GAS NATURAL	ODORIZADOR PARA O GASODUTO	01/05/2021	625.830,15
12313304	Ativo em Formação	CONSTRUC GASODUTO METROPOLITANO	EXPANSÃO MC 68 - LOMBA DO PINHEIRO	01/08/2021	597.192,53
12313304	Ativo em Formação	CONSTRUC GASODUTO METROPOLITANO	EXPANSÃO INTERLIG IGREJINHA GRAMADO	01/10/2021	556.490,94
12313304	Ativo em Formação	CONSTRUC GASODUTO METROPOLITANO	EXPANSÃO INTERLIG IGREJINHA GRAMADO	01/02/2021	684.329,87
12313304	Ativo em Formação	CONSTRUC GASODUTO METROPOLITANO	EXPANSÃO MC GRAMADO	01/06/2021	481.308,40
12313304	Ativo em Formação	CONSTRUC GASODUTO METROPOLITANO	EXPANSÃO MC VIAMÃO	01/07/2021	421.398,34
12313304	Ativo em Formação	CONSTRUC GASODUTO METROPOLITANO	EXPANSÃO MC GRAMADO	01/08/2021	546.104,03
12313304	Ativo em Formação	CONSTRUC GASODUTO METROPOLITANO	EXPANSÃO NOVO HAMBURGO	01/09/2021	419.739,74
12321606	Operação	SOFTWARE	LICENÇA, SUP. TÍC. E UPGRADE DE SOFTWARE	01/10/2021	590.564,00

Apresentadas pela concessionária as respectivas notas fiscais comprobatórias das operações acima, assim como os respectivos registros em seus controles internos embasados pelo documento "Anexo Base de Ativos"(0343803). A seguir demonstramos o elenco de notas fiscais e fornecedores analisados em cada operação:

Chave	Descrição Bem Pat	Data Aquisição	Valor Imobilizado	Documento Comprobatório	Fornecedor
20210252-0	EXPANSÃO MC VIAMÃO	01/02/2021	514.199,24	NF 2021/52	Construtora Sintra
20210858-0	EXPANSÃO MC GRAVATAÍ	01/08/2021	560.898,69	NF 2021/284	Construtora Sintra
202105119-0	ODORIZADOR PARA O GASODUTO	01/05/2021	625.830,15	NF 2.263	Tormene Brasil
2021083-0	EXPANSÃO MC 68 - LOMBA DO PINHEIRO	01/08/2021	597.192,53	NF 113	HM Gases Combustíveis
2021107-0	EXPANSÃO INTERLIG IGREJINHA GRAMADO	01/10/2021	556.490,94	NF 120	HM Gases Combustíveis
20210231-0	EXPANSÃO INTERLIG IGREJINHA GRAMADO	01/02/2021	684.329,87	NF 12556	Trix Engenharia Civil
20210622-0	EXPANSÃO MC GRAMADO	01/06/2021	481.308,40	NF 202126	Top Vargas Eirelli
20210731-0	EXPANSÃO VIAMÃO	01/07/2021	421.398,34	NF 2021/221	Construtora Sintra
20210840-0	EXPANSÃO MC GRAMADO	01/08/2021	546.104,03	NF 202132	Top Vargas Eirelli
20210960-0	EXPANSÃO NOVO HAMBURGO	01/09/2021	419.739,74	NF 2021/325	Construtora Sintra
202110109-0	LICENÇA, SUP. TÍC. E UPGRADE DE SOFTWARE	01/10/2021	590.564,00	NF 000155	Gempi Gestão em TI

Em nossa opinião a documentação comprobatória analisada corresponde aos ativos integrantes da base regulatória em seu custo e data de aquisição.

Considerando os testes realizados de conformidade nos saldos apresentados em seus relatórios, bem como a apresentação de documentos hábeis, podemos concluir a existência de uma asseguuração razoável na base de ativos apresentada para o ano de 2021, ressalvada a certificação dos ativos dos anos pretéritos que ainda carecem de avaliação.

Importante trazer como ponto de atenção a Lei 15.648/21 que, em seu artigo 5º, define ao Poder Concedente a proposição do plano de expansão dos serviços de gás canalizado e diretrizes complementares para o plano de investimentos, assim como suas áreas de concessão. Em razão do ineditismo do tema regulatório frente a um mercado estabelecido e auto regulado, primamos por utilizar as premissas consolidadas anteriormente em outras revisões. Entretanto, face a determinação legal é imprescindível que os investimentos estejam amparados em planos elaborados de acordo com a política pública estabelecida pelo Poder Concedente para as próximas revisões tarifárias.

4.2.2 - Depreciação

A depreciação corresponde a 10% ao ano, conforme previsão do contrato de concessão, utilizando o critério de depreciação linear, ou seja, é aplicada de forma contínua ao longo do tempo de vida útil - 10 anos.

Realizamos os testes de depreciação nos itens da amostra realizada dos ativos em operação e verificamos que a metodologia está adequada ao estabelecido no contrato de concessão. As diferenças de centavos verificada abaixo decorrem de arredondamento.

Descrição Bem Pat	Posição Concessionária					CÁLCULO AGERGS	
	Data Aquisição	Data Cálculo:	Data Saldo	Valor Imobilizado	Valor Depreciado	Dias	Valor Depreciado
EXPANSÃO MC VIAMÃO	01/02/2021	02/01/2021	01/11/2021	514.199,24	38.459,35	273,00	38.459,29
EXPANSÃO MC GRAVATAÍ	01/08/2021	08/01/2021	01/11/2021	560.898,69	14.137,73	92,00	14.137,72
ODORIZADOR PARA O GASODUTO	01/05/2021	05/01/2021	01/11/2021	625.830,15	31.548,76	184,00	31.548,70
LICENÇA, SUP. TÍC. E UPGRADE DE SOFTWARE	01/10/2021	01/10/2021	01/11/2021	590.564,00	5.015,76	31,00	5.015,75

Fonte: Própria

Nossos testes discorreram sobre os itens totalmente depreciados, ou seja, aqueles que ultrapassariam 3.650 dias desde a sua data de aquisição e que ainda se manteriam na base de ativos para remuneração. Ao realizar os procedimentos foram encontrados ativos com mais de 3650 dias considerando a data de aquisição, sendo questionada a Concessionária a respeito.

A Concessionária justificou que se tratam de ativos que, mesmo tendo mais de 3.650 dias de sua aquisição, ainda se encontravam fora de operação, o que justificaria não ser depreciado. Ainda outros fatores como itens que transitam nos estoques. Tendo em vista essa situação, foi acrescentada no controle dos ativos na planilha teste de depreciação (0343806) a Coluna ("I") contendo a informação da data de início de operação e consequentemente da depreciação dos ativos. Alega que é possível verificar que os ativos com saldo líquido na data de 31/10/2021 ainda se encontram no período de depreciação.

Confirmamos a situação ao analisar a planilha ajustada da Sulgás.

A composição da depreciação na Margem Bruta está assim apresentada, considerando o Volume de Gás Distribuído no percentual de 80% para o ano de 2022 de 688.732.087 m³.

DEPRECIÇÃO	
BASE DE ATIVOS TOTAL	1.087.036.035
BASE DE ATIVOS 100% DEPRECIADOS	506.120.775
BASE DE ATIVOS BRUTA	580.915.259
DEPRECIÇÃO (0,10 BASE BRUTA)	58.091.526
DEPRECIÇÃO (0,10 BASE BRUTA / V)	0,0843

Fonte: Sulgás

4.2.3 - Custo de Capital

Neste tópico é avaliada a correção dos valores unitários dos pela aplicação do IGP em consonância cláusula 8.2 do Anexo I do contrato de concessão e a remuneração dos investimentos, segundo mesmo anexo contratual.

Os ativos da base regulatória, analiticamente apresentados na planilha "Intangível (IGP-DI) - Out.21", foram atualizados utilizando a variação do IGP-DI compreendida entre a data de aquisição e outubro de 2021. Para os meses de novembro e dezembro a depreciação foi projetada e atualizada. Em nosso entendimento a correção dos valores está aderente ao contrato de concessão.

A base de ativos líquida (INV) encontrada para remuneração do investimento (TR) está assim apresentada:

BASE DE ATIVOS	
BASE DE ATIVOS (em 31/12/21)	1.040.061.561
NOVOS INVESTIMENTOS (2022)	46.974.474
DEPRECIACÃO ACUMULADA (até dez/21)	757.912.308
DEPRECIACÃO NO ANO (2022)	51.434.838
IMOBILIZADO LÍQUIDO (INV)	277.688.889

A seguir, é aplicada a taxa de remuneração de 20%, prevista em contrato de concessão, sobre o Imobilizado Líquido (INV) de R\$ 277.688.889, resultando em R\$ 55.537.778 (ver tabela a seguir).

No que tange ao IRPJ e CSLL, acatamos o entendimento da Concessionária, pois o cálculo apresentado na Nota Técnica N° 3/2022 - DT (0351369) não levou em consideração os tributos no cálculo da Margem Bruta (R\$/m³) para fins de Receita Líquida, somente o efeito nas glosas dos custos. Logo, após os devidos ajustes, recalculamos a Margem Bruta no montante de R\$ 0,3545 m³, apurando o IRPJ e CSLL no valor de R\$ 72.003.330, como segue abaixo:

Resumo	
Margem Bruta	0,3545
Volume anual	860.915.109
Margem Bruta	305.194.406
(-) Depreciação	33.273.582
(-) Deduções Opex	73.318.026
(+) Outras Receitas	6.681.405
(+) Resultado Financeiro	6.490.297
(=) Base Tributável	211.774.500
IRPJ/CSLL 34%	72.003.330

Necessita-se reforçar que a divergência de informações recebidas para análise prejudicou a avaliação, demandando tempo adicional para a conclusão, sobretudo gerando dúvidas, uma vez que o orçamento aprovado pelo Conselho de Administração divergia de um dos arquivos enviados à AGERGS para revisão tarifária, ver Relatório DT (Doc SEI 0338705). Para as próximas revisões tarifárias, recomendamos o aprimoramento da governança da Cia, enviando o pleito de revisão tarifária para análise da Agência após a deliberação e aprovação do Conselho de Administração.

Passamos a apresentar o cálculo do custo de capital, considerando o Volume de Gás Distribuído no percentual de 80% estipulado para o exercício de 2022 de 688.732.087 m³ e o valor de R\$ 72.003.330 de IR e CSLL (IR).

CUSTO DE CAPITAL	
TAXA DE REMUNERAÇÃO DO INVESTIMENTO (TR)	20%
REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (RI) = (INV x TR)	55.537.778
IPRJ + CSLL (IR)	72.003.330
CUSTO DE CAPITAL (CC) = (RI+IR)	127.541.108
CUSTO DE CAPITAL (CC) = (RI+IR) / V	0.1852

Com isso, o custo de capital apurado é de R\$ 0,1852/m³.

4.3 - Custo Operacional

O Custo Operacional no Pleito da Companhia para cálculo da Margem Regulatória está assim discriminado, baseado em valores orçados para o ano de 2022, estruturado na avaliação prospectiva dos custos, conforme determina o item 4 do Anexo I do Contrato de Concessão (Doc SEI 0343121). As contribuições recebidas na consulta e audiência pública não foram recebidas, conforme Informação N° 92/2022- DT (Doc SEI 0350347). Quanto às questões abordadas pela Sulgás no Ofício n° 2022-0225 (Doc SEI 0352955), a manifestação da Diretoria de Tarifas está exarada na Informação N° 128/2022- DT (Doc SEI 0359005), a qual manteve a metodologia aplicada na Nota Técnica N° 3/2022 - DT (Doc SEI 0351369).

Os valores analiticamente discriminados estão demonstrados no Anexo Pleito Margem Regulatória (Doc SEI 0339689):

CUSTO OPERACIONAL	Total	Obs.:
TAXA DE REMUNERAÇÃO DOS CUSTOS/SERVIÇOS (TRS)	20%	
DESPESAS COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M)	12.934.834	a)
DESPESAS COM VENDAS (V)	8.350.175	b)
DESPESAS ADMINISTRATIVAS (A)	23.241.037	c)
DESPESAS COM PESSOAL (P)	41.462.980	d)
DESPESAS COM PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D)	500.000	e)
DESPESAS FINANCEIRAS (F)	194.995	f)
DIFERENÇA COM PERDAS	11.040.806	g)
DESPESAS FINANCEIRAS (F)=CUSTO DE CAPITAL DE GIRO	(6.318.888)	h)
CUSTO OPERACIONAL (O&M+V+A+P+P&D+F)	91.405.939	
CUSTO OPERACIONAL (O&M+V+A+P+P&D+F)*(1+TRS)	109.687.127	
Fonte: Sulgás		

Conforme o item 6 do Anexo I do Contrato de Concessão, a Taxa de Remuneração dos Serviços (TRS) é de 20%.

a) Despesas com Operação e Manutenção (O&M)

Referem-se a valores projetados para dispêndios com serviços de terceiros relativos à manutenção corretiva e preventiva, materiais empregados e/ou consumidos nas atividades de manutenção, energia elétrica do gasoduto, locações de veículos operacionais, licenciamento e fiscalização ambiental de obras, laudos e estudos, entre outros.

b) Despesas com Vendas (V)

Referem-se a valores projetados para dispêndios com conversão de instalações residenciais e comerciais, conversões veiculares, atendimento ao cliente, propaganda e publicidade, eventos, materiais de divulgação, locações de veículos comerciais, entre outros.

Destacamos que os custos com conversão de instalações residenciais e comerciais são gastos para fazer conversão de clientes (para início no serviço de abastecimento de condomínios e outras unidades consumidoras) suportadas pela Sulgás – política comercial de captação de clientes. Da mesma forma a conversão veicular.

c) Despesas Administrativas (A)

Referem-se a valores projetados para dispêndios com aluguéis, auditoria, serviços advocatícios, combustíveis e lubrificantes, condenações trabalhistas de terceiros, despesas legais e taxas, remuneração ao conselho fiscal e de administração, prêmios de seguros, pró-labore de diretores, serviços terceirizados, despesas tributárias, projetos sociais e ambientais, tecnologia de informação, entre outros.

Em nossas análises verificamos que compõe o montante das despesas administrativas R\$ 132.000 referente a Participação nos Lucros e Resultados de Administradores.

Por ausência de previsão de inclusão deste valor nas rubricas do Custo Operacional, efetuamos a glosa de R\$ 132.000, sendo considerado no pleito da margem regulatória o montante de **R\$ 23.109.037** para as despesas administrativas.

d) Despesas com Pessoal (P)

Referem-se a valores projetados para dispêndios com despesas com pessoal, abaixo relacionados (valores arredondados para R\$ mil, conforme planilhas apresentadas pela Sulgás):

Despesas com Pessoal	
13º Salário	1.563.000
Adicional Periculosidade	1.501.000
Assistência Médica	2.629.000
Estagiários	420.000
Férias	2.251.000
FGTS	1.605.000
Função Gratificada	2.060.000
Horas-extras	236.000
Previdência Social	4.263.000
Salários	10.871.000
Salário de Adidos	360.000
Segur. Prot. Trabalho (EPIS)	15.000
Seguro de Vida	60.000
Vale-Alimentação	4.084.000
Vale-Transporte	10.000
Auxílio-Creche	261.000
Auxílio-Educação	193.000
Sobreaviso	588.000
Participação nos Lucros	3.374.000
Adicional por Tempo de Serviço	1.419.000
Previdência Privada	1.618.000
Programa de Qualidade de Vida	112.000
Auxílio Ensino Fundamental	498.000
Auxílio Atividade Física	122.000
Prorrogação Salário Maternidade	14.000
INSS FAP	186.000
INSS Terceiros	1.076.000
Auxílio Dependente Deficiente	7.000
Auxílio Home-Office	66.000
Total	41.462.000

Conforme o item 6.1.1, do Anexo I do Contrato de Concessão, compõem as despesas com pessoal o grupo de elementos de custo que registra o valor dos salários e encargos dos empregados da Companhia.

Em nossos exames, verificamos que outras rubricas além de salários e encargos dos empregados da Companhia foram incluídas no cálculo, as quais foram glosadas:

Glosas	
Assistência Médica	2.629.000
Segur. Prot. Trabalho (EPIS)	15.000
Seguro de Vida	60.000
Vale-Alimentação	4.084.000
Auxílio-Creche	261.000
Auxílio-Educação	193.000
Participação nos Lucros	3.374.000
Previdência Privada	1.618.000
Programa de Qualidade de Vida	112.000
Auxílio Ensino Fundamental	498.000
Auxílio Atividade Física	122.000
Auxílio Dependente Deficiente	7.000
Auxílio Home-Office	66.000
Total	13.039.000

A CLT - Consolidação das Leis do Trabalho, em seu art. 458, parágrafo 2º, dispõe que não serão consideradas como salário as seguintes utilidades concedidas pelo empregador:

- I – vestuários, equipamentos e outros acessórios fornecidos aos empregados e utilizados no local de trabalho, para a prestação do serviço;
- II – educação, em estabelecimento de ensino próprio ou de terceiros, compreendendo os valores relativos a matrícula, mensalidade, anuidade, livros e material didático;
- III – transporte destinado ao deslocamento para o trabalho e retorno, em percurso servido ou não por transporte público;
- IV – assistência médica, hospitalar e odontológica, prestada diretamente ou mediante seguro-saúde;
- V – seguros de vida e de acidentes pessoais;
- ...

Ressaltamos que para inclusão dos valores do Vale-Transporte, há previsão expressa no Anexo I do Contrato de Concessão, em seu item 6.1.3 - Serviços Contratados.

Assim, após as glosas realizadas pela Diretoria de Tarifas, restaram as seguintes despesas com pessoal, admitidas no cálculo do Custo Operacional:

Despesas de Pessoal Admitidas	
13º Salário	1.563.000
Adicional Periculosidade	1.501.000
Estagiários	420.000
Férias	2.251.000
FGTS	1.605.000
Função Gratificada	2.060.000
Horas-extras	236.000
Previdência Social	4.263.000
Salários	10.871.000
Salário de Adidos	360.000
Vale-Transporte	10.000
Sobreaviso	588.000
Adicional por Tempo de Serviço	1.419.000
Prorrogação Salário Maternidade	14.000
INSS FAP	186.000
INSS Terceiros	1.076.000
Total	28.423.000

e) Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Referem-se a valores projetados para dispêndios com pesquisa e desenvolvimento, como projetos de desenvolvimento de válvulas de poliamida, desenvolvimento e análises do Biometano e processos de soldagens de válvulas PA11 e PA12.

f) Despesas Financeiras (F)

Referem-se a valores projetados para dispêndios com descontos concedidos e pagamentos de despesas bancárias.

g) Diferença com Perdas

Refere-se a diferença entre a quantidade de gás adquirida com o supridor e a quantidade de gás vendida aos clientes, monitorado através do indicador Percentual de Perdas Totais de Gás Natural – PPTG (demonstração do cálculo apresentada no Doc SEI 0342730).

Para o cálculo do pleito de Revisão Tarifária, foi considerado o intervalo de janeiro a novembro de 2021, período conhecido no momento do encaminhamento do pleito da revisão tarifária pela Sulgás à AGERGS.

h) Despesas Financeiras (F) = Custo de Capital de Giro

Conforme o Item 6.1.7 do Anexo I do Contrato de Concessão, considera-se Custo Financeiro o valor resultante da diferença entre as condições de pagamento do gás à Petrobrás e as condições do recebimento dos consumidores.

Em nossas análises, verificamos que o custo financeiro (-R\$ 6.318.888) foi calculado para o período de 01/01/2021 à 31/10/2021, faltando os meses de novembro e dezembro/2021 no cálculo da média entre os valores pagos à Petrobrás e recebidos dos consumidores relativos ao gás.

Conforme o Item 4, do Anexo I do Contrato de Concessão, "O cálculo da margem bruta da distribuição está estruturado na avaliação prospectiva dos custos dos serviços, na remuneração e depreciação dos investimentos vinculados aos serviços objeto da concessão, realizados ou a realizar ao longo do ano de referência para cálculo e, finalmente, na projeção dos volumes de gás a serem vendidos durante o ano, segundo o orçamento anual".

Assim, solicitamos à Sulgás o recálculo do Custo Financeiro, considerando o período completo do ano de 2021, ou seja, de 01/01/2021 a 31/12/2021, para que o período corresponda aos demais itens da estrutura tarifária.

Em resposta (Doc SEI 0342729), foi informado que, adicionando os custos financeiros dos meses de novembro e dezembro ao cálculo apresentado, a média encontrada é de -R\$ 8.176.802,76.

Portanto, o valor a ser considerado como Custo Operacional relativo a essa rubrica é de **-R\$ 8.176.803**.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADMITIDO DE CUSTO OPERACIONAL:

Após os ajustes e glosas citadas anteriormente, apuramos o seguinte Custo Operacional a ser considerado no cálculo do pleito da margem regulatória:

CUSTO OPERACIONAL APÓS AJUSTES E GLOSAS	Total
TAXA DE REMUNERAÇÃO DOS CUSTOS/SERVIÇOS (TRS)	20%
DESPESAS COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M)	12.934.834
DESPESAS COM VENDAS (V)	8.350.175
DESPESAS ADMINISTRATIVAS (A)	23.109.037
DESPESAS COM PESSOAL (P)	28.423.000
DESPESAS COM PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D)	500.000
DESPESAS FINANCEIRAS (F)	194.995
DIFERENÇA COM PERDAS	11.040.806
DESPESAS FINANCEIRAS (F)=CUSTO DE CAPITAL DE GIRO	(8.176.803)
CUSTO OPERACIONAL (O&M+V+A+P+P&D+F)	76.376.044
CUSTO OPERACIONAL (O&M+V+A+P+P&D+F)*(1+TRS)	91.651.253

4.4 - Ajustes

Este tópico corresponde aos ajustes na revisão ordinária de 2022 das projeções realizadas nos itens Custo de Capital (CC), Custo Operacional (CO) e Depreciação (DEP) em relação às efetivamente realizadas em 2021 como segue:

CUSTO DE CAPITAL (CC)	-0.0177
CUSTO OPERACIONAL (CO)	-0.0281
DEPRECIÇÃO (DEP)	-0.0022

Os ajustes a menor na Margem Bruta de 2022 totalizam R\$ 0,048/m³.

5 - Conclusão

Face a mudança da data base sugerida por esta Diretoria para 01 de junho de cada ano e que a aplicação da presente revisão tarifária possui provável deliberação para o mês de outubro do corrente ano, indicamos a recomposição para o período de junho a outubro, ou seja, de 5 (cinco meses). Correspondente ao período de janeiro a maio de 2022, reafirmamos o posicionamento de analisarmos na revisão tarifária de 2023, mas com a premissa de avaliar os efeitos encontrados e na metodologia ora aplicada.

Para tanto, segue a apuração da recomposição, já integrantes na Margem Bruta de R\$ 0,3545 a remuneração contratual e os valores devidamente projetados e atualizados monetariamente. A Margem Bruta Vigente é de R\$ 0,2826/m³ que, ao comparar com a encontrada de R\$ 0,3545/m³, perfaz um acréscimo de 25,44%. Como comparativo, o pleito da Concessionária foi de R\$ 0,3865/m³, ou seja majorado em 36,76%.

Passamos ao cálculo:

$$\text{Defasagem Temporal} = \frac{(\% \text{ revisão tarifária}) * (\text{número de meses atraso})}{(\text{número de meses a ser aplicado})}$$

Logo,

$$\text{Defasagem Temporal} = \frac{25,44\% * 5 \text{ meses}}{7 \text{ meses}} = 18,17\%$$

Portanto, o valor a ser aplicado é composto por 25,44% acréscimo da defasagem temporal de 18,17%, perfazendo o total de 43,61%, ou seja, uma Margem Bruta de R\$ 0,4058.

A análise da estrutura tarifária para a revisão tarifária de 2022 pela Diretoria de Tarifas resultou:

CÁLCULO DA MARGEM REGULATÓRIA		Revisão Tarifária 2022
		Revisão Tarifária : TOTAL 2022
VOLUMES DISTRIBUÍDOS		
VOLUME DISTRIBUIÇÃO (m ³)		860,915,109
80% DO VOLUME DISTRIBUIÇÃO (m ³) - V		688,732,087
BASE DE ATIVOS		
BASE DE ATIVOS (em 31/12/21)		1,040,061,561
NOVOS INVESTIMENTOS (2022)		46,974,474
DEPRECIACÃO ACUMULADA (até dez/21)		757,912,308
DEPRECIACÃO NO ANO (2022)		51,434,838
IMOBILIZADO LÍQUIDO (INV)		277,688,889
CUSTO DE CAPITAL		
TAXA DE REMUNERAÇÃO DO INVESTIMENTO (TR)	20%	
REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (RI) = (INV x TR)		55,537,778
IPRJ + CSLL (IR)		72,003,330
CUSTO DE CAPITAL (CC) = (RI+IR)		127,541,108
CUSTO DE CAPITAL (CC) = (RI+IR) / V		0.1852
CUSTO OPERACIONAL		
TAXA DE REMUNERAÇÃO DOS CUSTOS/SERVIÇOS (TRS)	20%	
DESPEAS COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M)		12,934,834
DESPEAS COM VENDAS (V)		8,350,175
DESPEAS ADMINISTRATIVAS (A)		23,109,037
DESPEAS COM PESSOAL (P)		28,423,000
DESPEAS COM PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D)		500,000
DESPEAS FINANCEIRAS (F)		194,995
DIFERENÇA COM PERDAS		11,040,806
DESPEAS FINANCEIRAS (F)=CUSTO DE CAPITAL DE GIRO		(8,176,803)
CUSTO OPERACIONAL (O&M+V+A+P+P&D+F)		76,376,044
CUSTO OPERACIONAL (O&M+V+A+P+P&D+F)*(1+TRS)		91,651,252
CUSTO OPERACIONAL (O&M+V+A+P+P&D+F)*(1+TRS)/V		0.1331
DEPRECIACÃO		
BASE DE ATIVOS TOTAL		1,087,036,035
BASE DE ATIVOS 100% DEPRECIADOS		506,120,775
BASE DE ATIVOS BRUTA		580,915,259
DEPRECIACÃO (0,10 BASE BRUTA)		58,091,526
DEPRECIACÃO (0,10 BASE BRUTA / V)		0.0843
MARGEM REGULATÓRIA ANTES DO AJUSTE		346,604,858
MARGEM REGULATÓRIA ANTES DO AJUSTE		0.4026
CUSTO DE CAPITAL (CC)		-0.0177
CUSTO OPERACIONAL (CO)		-0.0281
DEPRECIACÃO (DEP)		-0.0022
MARGEM REGULATÓRIA (APÓS AJUSTES)		305,194,406
MARGEM REGULATÓRIA (APÓS AJUSTES) / V		0.3545
DEFASAGEM TEMPORAL - 5 MESES (18,17% * R\$ 0,2826)		0.0513
MARGEM REGULATÓRIA FINAL		0.4058

A Margem Bruta (MB) de 2022, resultou em R\$ 0,3545/ m³ que deve ser acrescida da defasagem temporal de R\$ 0,0513 m³, cuja aplicação final deve findar em 31/05/2023, **resultando em R\$ 0,4058/m³**. Em 2021, o valor da MB utilizado pela Sulgás foi de R\$ 0,2826/m³ estipulado Nota Técnica nº 03/2020 apensada ao Processo Proa 20/0491-0000057-8 - Revisão Anual.

O acréscimo à MARGEM BRUTA apurada pela área técnica sofreu uma majoração de 43,61%, ao se comparar R\$ 0,2826/ m³ (ano 2021) com R\$ R\$ 0,4058/m³ (ano 2022).

Por fim, recomendamos ao Conselho Superior:

1. Que seja acolhida a Margem Bruta de R\$ 0,3545/ m³, com a acréscimo da defasagem temporal de R\$ 0,0513 m³, totalizando **R\$ 0,4058/m³** a partir da deliberação deste processo, e que eventuais diferenças da alteração de data base sejam avaliadas na revisão tarifária de 2023;
2. Que a data base para as revisões tarifárias ordinárias seja fixada em 01 de junho de cada ano, assim como o pleito seja remetido pela Concessionária com 150 dias de antecedência;
3. Que esse valor seja tornado público e conste disponível no sítio da AGERGS, assim como a estrutura tarifária, para que fique disponível a todos os consumidores;
4. Que as alterações de volume orçado anual nos reajustes do custo do preço do gás sejam justificadas e comunicadas pela concessionária com antecedência a esta Agência, registradas e tornadas públicas e disponíveis a todos os consumidores;
5. Que para as próximas revisões tarifárias seja atendido pelo Poder Concedente o estabelecimento do plano de expansão dos serviços de gás canalizado e diretrizes complementares para o plano de investimentos.

Em 14 de outubro de 2022.



Documento assinado eletronicamente por **Flávio Sirangelo Bauermann, Técnico Superior**, em 14/10/2022, às 11:33, conforme Medida Provisória nº 2.200-2/2001.



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Mussi Alvim, Diretor de Tarifas**, em 14/10/2022, às 15:10, conforme Medida Provisória nº 2.200-2/2001.



A autenticidade do documento pode ser conferida no site <https://sei.agergs.rs.gov.br/processos/verifica.php> informando o código verificador **0359071** e o código CRC **43A1FF0A**.