



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

**ERRATA: Relatório Circunstanciado da Tomada de Subsídio nº 001/2023 divulgado em 05.12.2023.**

**Onde se lê:**

Soluções regulatórias que podem ser adotadas para se proceder a restituição dos valores decorrentes do reconhecimento judicial da inconstitucionalidade da inclusão do valor relativo ao ICMS da base de cálculo dos tributos PIS e COFINS, nas operações realizadas pela COMPAGAS

**Leia-se:**

Coleta de contribuições para apoiar a definição de metodologias a serem adotadas para se proceder a REVISÃO TARIFÁRIA DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, sobre os aspectos positivos, negativos e pontos de atenção das diferentes alternativas para cálculo ou definição das variáveis estabelecidas no contrato de concessão, especialmente: Opex/Odesp e Encargos do Mercado Livre e de Comercialização; Capital de Giro; Outras Receitas; Volume projetado; Capex.

**Relatório Circunstanciado da Tomada de Subsídio nº 001/2023 - Corrigido:**

Coleta de contribuições para apoiar a definição de metodologias a serem adotadas para se proceder a REVISÃO TARIFÁRIA DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, sobre os aspectos positivos, negativos e pontos de atenção das diferentes alternativas para cálculo ou definição das variáveis estabelecidas no contrato de concessão, especialmente: Opex/Odesp e Encargos do Mercado Livre e de Comercialização; Capital de Giro; Outras Receitas; Volume projetado; Capex.

### 1. Introdução

O presente relatório circunstanciado trata das contribuições, considerações e questionamentos recebidos que atenderam às condições e requisitos elencados no site da AGEPAR, disponível no link <https://www.agepar.pr.gov.br/Pagina/Tomada-de-Subsidios>.

A sua elaboração e disponibilização busca atender a Lei Complementar nº 222/2020, conforme disposto em seu art. 45, §4º: “As críticas e as sugestões encaminhadas pelos interessados deverão ser disponibilizadas na sede da agência e no respectivo sítio na internet em até dez dias úteis após o término do prazo da consulta pública”. Ressalta-se que todas as contribuições recebidas estão transcritas de forma literal, sendo mera cópia de cada respectiva contribuição, apenas consolidadas em um único documento para maior transparência com informações referentes aos documentos pessoais e contatos devidamente ocultadas.

### 2. Contribuições recebidas

Entre as 08h00min do dia 17 de outubro de 2023 até as 20h00min do dia 17 de novembro de 2023 foram recebidas 7 contribuições, as quais são apresentadas a seguir, da forma em que foram submetidas à Agepar.



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Ofício nº 07.2023 – SUP/FIEP  
Curitiba, 17 de novembro de 2023

Ao Exmo. Senhor

**Reinhold Stephanes**

Diretor-Presidente da Agência de Regulação Econômica da AGEPAR

Ref.: **Contribuições à Tomada de Subsídios nº 001/2023**

A **Federação das Indústrias do Estado do Paraná – Fiep**, entidade de representação da indústria paranaense, com sede na Avenida Cândido de Abreu, nº 200, Centro Cívico, Curitiba, Paraná, inscrita no CNPJ sob o nº [REDACTED] representada pelos subscritores, vem apresentar as anexas contribuições à Tomada de Subsídios nº 1/2023, promovida por esta Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Paraná - AGEPAR, e que tem por objeto “Metodologias a serem utilizadas na 1ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) do serviço de distribuição de Gás Canalizado no Estado do Paraná”.

Ao tempo em que agradecemos pela oportunidade propiciada, manifestamos nossa confiança de que nossas contribuições serão analisadas e consideradas e, ao final, acatadas, renovamos nossos votos de elevada estima e consideração.

Atenciosamente,

JOÃO ARTHUR MOHR

Superintendente da Federação das Indústrias  
do Estado do Paraná

=====  
=====

ÍNDICE

1. Introdução
2. Definição de metodologias para revisão tarifária
3. OPEX
4. Capital de Giro
5. Outras Receitas
6. Volume projetado
7. Capex
8. Conclusões Finais
9. Anexos



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

## 1. Introdução

A **Federação das Indústrias do Estado do Paraná – Fiep**, no legítimo exercício de defesa do interesse dos seus associados e da sociedade apresenta a esta Agência Reguladora as seguintes contribuições, de forma a subsidiar a tomada de decisão no âmbito da adoção das metodologias de revisão tarifária dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná, concedidos à COMPAGAS.

É louvável a iniciativa da **AGEPAR** de buscar as metodologias mais adequadas para aplicação na revisão tarifária prevista no Contrato de Concessão celebrado entre **ESTADO DO PARANÁ** e **COMPAGAS** no final de 2022, o qual, a propósito, traz disposições que estão a preservar margens muito elevadas e prejudiciais à competitividade da indústria paranaense e ao desenvolvimento do Estado.

Atualmente, supera R\$0,90 a margem praticada pela Concessionária nas tarifas dos consumidores industriais que representam mais da metade do consumo de gás no estado do Paraná, e que utilizam o gás como energético. Essa margem elevada é um sério óbice à competitividade das indústrias paranaenses nas regiões Sul e Sudeste. Especialmente para os consumidores industriais nas faixas de consumo de 20.000 m<sup>3</sup>/dia (0,95), e 50.000 m<sup>3</sup>/dia, as margens são extremamente elevadas (respectivamente, R\$0,95 e R\$0,92), bastante superiores às praticadas pela SCGÁS, Sulgás, Gás Brasileiro, Naturgy e Comgás.

De fato, o cenário é tão preocupante que o próprio monopólio será prejudicado pelas regras que apenas lhe beneficiam em um primeiro momento, na medida em que poderá vir a ser obrigado a fazer investimentos inviáveis, cujas respectivas margens requeridas não poderão ser realisticamente praticadas em função dos preços dos produtos substitutos (ou dos mesmos produtos, mas entregue por outros meios), em condições mais competitivas.

Referimo-nos não apenas aos substitutos do GNC ou do GLP nas residências, mas ao próprio uso industrial do GN, que pode ser trocado pelo GNC, pelo GNL, pelo GLP e pelo biometano, cujo transporte por meio de caminhões custa uma pequena fração das margens médias praticadas pelo monopólio.

Veja, neste contexto, que o biometano produzido na região metropolitana de Porto Alegre chegará a seus compradores pelo modal rodoviário, mesmo que a margem praticada no Rio Grande do Sul seja quase a metade da margem da COMPAGAS.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> [https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/detalhe/noticia/Aterro-na-grande-Porto-Alegre-tem-usina-de-biometano-financiada-com-R\\$-565-mi-do-Fundo-Clima/](https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/detalhe/noticia/Aterro-na-grande-Porto-Alegre-tem-usina-de-biometano-financiada-com-R$-565-mi-do-Fundo-Clima/)

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

A principal solução é a busca incansável pela **eficiência** e por tarifas de movimentação/margens módicas, condições essenciais para o desenvolvimento industrial do estado do Paraná, para a geração de empregos, renda e para a própria preservação do equilíbrio econômico-financeiro do monopólio a médio/longo prazo.

O primeiro passo, para tanto, é o desenvolvimento de metodologias de revisão tarifária direcionadas à promoção da eficiência e à redução de custos.

Digna de aplausos, portanto, é a iniciativa da AGEPAR em buscar, junto à sociedade, subsídios para o desenvolvimento dessa empreitada tão relevante ao futuro da indústria estadual.

Em caráter antecedente à apresentação das contribuições, a Fiep frisa que é de extrema importância que a metodologia de revisão tarifária a ser adotada pela AGEPAR, na primeira revisão, seja submetida à consulta pública antes de sua aprovação pelo Conselho Diretor, ainda que tenha sido elaborada após a apreciação dos subsídios prestados pelos interessados.

Igualmente, e conforme será mais bem explicado ao longo desta contribuição, é imperioso que o **Plano de Negócios da COMPAGAS seja tornado público** e colocado em consulta pública pela Agência Reguladora. Este documento e suas projeções de volume, plano e cronograma de investimentos, dentre outros, precisam ser analisados antes do desenvolvimento de metodologias adequadas requeridas pela regulação do serviço público concedido.

É absolutamente desigual que a concessionária possa sugerir metodologias ciente do seu plano de negócios, enquanto os usuários precisam submeter suas contribuições sem qualquer informação acerca dos planos propostos pelo monopólio ao Regulador.

A seguir, apresentamos as metodologias e contribuição elencadas pela Fiep e grupo de trabalho relacionado à temática.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

**2. Definição de premissas para as metodologias de revisão tarifária**

**2.1. Mesmo que faça todo esforço e se utilize de toda técnica, as margens do monopólio continuarão elevadíssimas**

É de se observar que, ainda que a AGEPAR atue de forma rigorosa na definição de metodologias de revisão tarifária, as margens praticadas pelo monopólio distribuidor continuarão muito elevadas. Isso porque o Estado do Paraná e a COMPAGAS acordaram a inclusão de um prêmio de outorga muito elevado (R\$508.000.000,00) na base de remuneração regulatória da Concessionária. A base de remuneração inicial, que, em valores ainda não homologados pela AGEPAR, corresponde a R\$647.000.000,00, uma vez corrigida monetariamente e remunerada pelo WACC inicial fixado no contrato, conforme previsto na cláusula 10.3, alcançará valores estratosféricos.

10.3 A lista resumida dos ativos que compõem a BAR inicial consta do Anexo 04 – Laudo de Inventário Inicial e do Anexo 07 – BRRL Inicial e a lista completa será homologada pela AGEPAR. A BRRL inicial, descrita no Anexo 07, contempla os investimentos líquidos realizados até 31 de dezembro de 2021 e será acrescida dos montantes relativos aos investimentos e amortizações realizados entre 01/01/2022 e 06/07/2024, todos atualizados monetariamente pela variação do IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo e remunerados pela taxa WACC, conforme item 10.17 até 06/07/2024, sendo amortizados a partir de 07/07/2024.

10.3.1 Para fins desta cláusula, a taxa WACC utilizada será fixa de 9,125% ao ano, considerando como data base 01/01/2022.

Fonte: Trecho do contrato de concessão COMPAGAS

**2.2. Necessidade de consideração de passivos regulatórios da concessionária favoráveis aos usuários**

A propósito do novo contrato de concessão e de sua cláusula 10.3, cumpre observar que as tarifas praticadas desde 1º de janeiro de 2022 certamente estão gerando créditos a serem compensados em favor dos usuários na primeira revisão periódica. Isto porquê, como o Novo Contrato (cláusula 10.3) determinou, entre 01/01/2022 e 06/07/2024, a correção do ativo financeiro existente em 31 de dezembro de 2021, pelo IPCA e remuneração pelo WACC (e não pelo IGP-DI e taxa anteriormente vigente). Este valor deverá ser convertido em intangível e recuperado nos 30 anos de contrato.

Ocorre que é matematicamente certo que uma relevante parcela do investimento da Concessionária estava sendo remunerado a 20% a.a. e corrigido pelo IGP-DI, e que este valor está embutido nas tarifas vigentes e cobradas ao longo de janeiro de 2022 e junho de 2024. Portanto, este valor deve ser eliminado das tarifas vigentes, sob pena de o mesmo investimento ser remunerado no intervalo mencionado, simultaneamente por duas taxas, 20% (do antigo contrato) e 9,125% (do novo contrato), o que não se poderia admitir.

≡

Av. Cândido de Abreu, 200 | Centro Cívico | 80530-902 | Curitiba PR | (41) 3271-9000

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Assim, a toda evidência será essencial, na RTP, calcular os passivos regulatórios a serem computados na base de remuneração a ser considerada no primeiro ciclo do novo contrato, pertinentes à exclusão do cálculo das margens vigentes, em benefício dos usuários, tanto da depreciação como da remuneração relativa à base de investimentos existentes em 31 de dezembro de 2021, especialmente no tocante aos montantes relativos aos ativos financeiros.

**2.3. Necessidade de efetiva e profunda conferência da BRRL inicial**

Mas não é somente este aspecto que precisa ser considerado na formação da base de remuneração do novo contrato.

A AGEPAR deve revisar a base de ativos apresentada pela COMPAGAS para garantir que somente sejam incluídos ativos relacionados com a prestação do serviço, com base em critérios de elegibilidade e prudência.

Quando da consulta pública nº 01/2021, relativa ao plano estadual para o setor de distribuição de gás canalizado, a Fiep indicou que a base de ativos da Concessionária, relativa ao primeiro contrato, estava indevidamente majorada pela troca da taxa de depreciação dos ativos em rede da concessão, decorrência anticoncorrencial do 1º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

Uma parcela dos efeitos dessa majoração, se fazem sentir na base de remuneração regulatória inicial do novo contrato, pois o ativo não depreciado do período contratual anterior está incluído no ativo financeiro existente em 31 de dezembro de 2021 e que será incluído na BRRL.

Imperioso, portanto, que os excedentes tarifários que vêm sendo cobrados sem amparo contratual ou legal, sejam quantificados e abatidos da BRRL inicial para a definição da tarifa inicial do primeiro ciclo tarifário, assim como que a BRRL inicial seja extirpada de valores que já deveriam ter sido depreciados, quando considerada corretamente a depreciação.

**2.4. Necessidade de consideração das condições de mercado, preço dos substitutos, dentre outros.**

Segundo a cláusula 16.9 do contrato, "o processo de RTP tem como objetivo revisar a Margem Bruta Requerida, considerando a estrutura de custos e de mercado da Concessionária, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas, o Plano de Negócios, as metas mínimas para o Ciclo Tarifário e a preservação do Equilíbrio Econômico-Financeiro."

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Não será fácil conciliar objetivos tão distintos, principalmente num contexto que, conforme disciplina a cláusula 16.17 do contrato, as tarifas devem ser as mesmas para cada segmento e perfil de uso em toda área da concessão, *verbis*:

*16.17 As tarifas serão postais, não levando em conta o fator localização geográfica dos Usuários e, em nenhuma hipótese, poderá haver diferenciação tarifária entre Usuários de mesmo segmento e perfil de uso.*

Por esta regra, as altas margens dos usuários existentes deverão ser as mesmas a serem pagas pelos novos usuários, inclusive daqueles que consumirão o gás no eixo Londrina - Maringá, principal meta de investimento do primeiro ciclo tarifário.

Assim, os usuários atuais e os novos, serão igualmente prejudicados pelas altas margens do monopólio.

Tal constatação impõe uma premissa muito clara aos estudos da revisão tarifária: os estudos de viabilidade dos projetos de rede de distribuição no interior (inclusive do CAPEX obrigatório no primeiro ciclo, relativo ao gasoduto Londrina - Maringá), tendo em vista as margens praticadas, indicarão que a viabilidade dos projetos de expansão é **absolutamente improvável**.

Quando consideradas as margens da COMPAGAS, os usuários optarão pelos substitutos, tornando muito difícil confirmar a viabilidade dos projetos de expansão da Concessionária:

- O gás comprimido (GLP, Biometano) ou GNL, entregue por caminhão, será mais competitivo que o gás na rede da COMPAGAS;
- Os combustíveis líquidos competem muito mais facilmente com o GNV proveniente de eventuais postos conectados à rede da Concessionária;
- As indústrias com caldeiras à biomassa serão mais eficientes que aquelas convertidas para biomassa, dificultando a competitividade das indústrias em que a matéria prima é a *commodity*, como é o caso da indústria de café solúvel.

Talvez seja este cenário que esteja fazendo com que a COMPAGAS faça propostas que, embora previsíveis, são incoerentes e sem sentido econômico. **Referimo-nos, por exemplo, ao propósito de pagar mais barato pelo biometano do que se paga pelo GN.** É flagrante que a estratégia da COMPAGAS é transferir a ineficiência das redes e da margem do monopólio para o produtor de biometano.

O sucesso dessa estratégia é muito improvável, pois não faz sentido algum se pressupor que o produtor de biometano aceite vendê-lo por preço inferior ao do GN entregue no mesmo local que o biometano será consumido.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

A solução para este problema pode ser endereçada pela AGEPAR, pois envolve não somente uma boa regulação do monopólio e respeito à liberdade econômica.

A AGEPAR precisa exigir, ou ao menos incentivar, que a COMPAGAS apresente na revisão tarifária um plano de negócio que implique efetiva redução de sua margem em todo o Estado, sob pena de suas redes ficarem ociosas e, inclusive, os fornecedores de produtos substitutos (i) injetarem seu gás apenas no gasoduto de transporte; ou, (ii) distribuí-los aos potenciais usuários das redes da COMPAGAS pelo modal rodoviário ou por postos de GNV isolados ou conectados diretamente nas unidades de processamento.

A AGEPAR pode fazer com que o monopólio não ignore que os substitutos do gás canalizado da COMPAGAS, pois se o custo de movimentação por meios alternativos ao gasoduto de distribuição tiver preço mais acessível, as redes da COMPAGAS no interior serão completamente inviáveis e os respectivos investimentos, desperdiçados.

Se isto ocorrer, a AGEPAR precisa assegurar que os usuários que estão a alertar tanto o poder concedente quanto o monopólio destes riscos não sejam, futuramente, chamados a pagar esta conta. Os percalços da COMPAGAS não se encerram por aí. Conforme os usuários atuais do monopólio forem migrando para produtos substitutos, mais cara será a margem requerida pela empresa.

Enfim, num cenário de margens elevadas, é provável que os produtos substitutos (GLP, Biometano, GNL, Biomassa, óleo diesel, dentre outros), quando seu consumo não puder ser local, sejam distribuídos por outros fornecedores, quando seus produtores não tiverem interesse ou capacidade na venda/distribuição direta, reduzindo ainda mais a distribuição de gás pelas redes do monopólio estadual.

Esta realidade deve ser considerada pela COMPAGAS na revisão periódica, cumprindo à AGEPAR exigir da Concessionária a demonstração de que os volumes considerados serão efetivamente viáveis diante das elevadas margens praticadas pela distribuidora.

Neste contexto, por exemplo, as relevantes cláusulas do contrato de concessão:

*"PLANO DE NEGÓCIOS: é o documento apresentado pela Concessionária para cada Ciclo Tarifário, à AGEPAR, que contém, no mínimo, os objetivos, os investimentos propostos, projeção de volumes e as estratégias de execução, sujeitos às premissas de cenário macroeconômico, do mercado, de investimentos, de competitividade, volumes contratados, estimativa de todos os custos necessários à prestação dos Serviços Locais de Gás Canalizado e ao alcance dos objetivos pretendidos em cada Ciclo Tarifário;*

*16.17 As tarifas serão postais, não levando em conta o fator localização geográfica dos Usuários e, em nenhuma hipótese, poderá haver diferenciação tarifária entre Usuários de mesmo segmento e perfil de uso."*

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Diante dessas cláusulas, é inequívoco que essa revisão tarifária terá por propósito principal verificar a viabilidade de competição da COMPAGAS com o provimento de substitutos, sendo dever da empresa monopolista adotar todas as providências a seu alcance e demonstrar que fez isso para atingir essa condição de competitividade, o que certamente implica em propor à AGEPAR, e informar aos usuários, que não pretende praticar os preços teto, que poderiam ser deferidos pelo regulador.

Neste contexto, acreditamos que a própria concessionária concordará com as sugestões da AGEPAR e dos usuários que tenham por propósito reduzir a margem requerida, tendo em vista que esta redução deve ser um objetivo do próprio monopólio, sem correr o risco de colapsar.

**2.5. Como o resultado da RTP será um preço teto (PRICE CAP), é importante iniciar a revisão tarifária com a identificação clara do preço máximo que o monopólio entende viável praticar.**

Considerando as metas obrigatórias do contrato de concessão, sugere-se que o ponto de partida da revisão tarifária seja descobrir qual a margem bruta a ser praticada pela COMPAGAS, que torna viáveis e competitivos os investimentos obrigatórios do monopólio.

Obtida a informação necessária à avaliação dos investimentos a serem feitos e previstos no Plano de Negócio apresentado pela concessionária, cabe a AGEPAR indagar à COMPAGAS se estará disposta a praticar margens reduzidas e não discriminatórias, tendo em vista as possibilidades conferidas ao monopólio pelo regime contratual intitulado PRICE CAP. Sem meias palavras, a AGEPAR deveria divulgar, por exemplo, o preço máximo viável para que as redes da COMPAGAS sejam capazes de competir na entrega dos substitutos.

Identificado o patamar de margem máxima que torna o monopólio viável, a revisão tarifária doravante teria por propósito verificar se a concessionária tem o direito de praticar este preço máximo ou se as regras contratuais impõem-lhe preço máximo inferior.

No âmbito desta conferência, seguem os itens de contribuição sugeridos pela Fiep com base na indicação pela AGEPAR na tomada de subsídios, assim como outros itens relevantes, inseridos no final desta manifestação.

=====  
=====  
=====

Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

3. OPEX<sup>2</sup>

3.1. Metodologia para projeção de custos operacionais

a) Utilização de menor valor unitário da COMPAGAS, dos últimos 5 anos.

Quanto à metodologia para projeção de custos operacionais, entendemos que a primeira alternativa (utilização de menor valor unitário da COMPAGAS) **não é recomendável**, tendo em vista que a Concessionária em questão se destaca por apresentar uma das maiores margens e também uma das maiores relações custo operacional por metro cúbico de gás distribuído, a revelar que a eleição de seu menor valor unitário dos últimos 5 anos não é suficiente para assegurar a eficiência na alocação de recursos para cobertura de despesas operacionais.

Vale notar que a própria empresa, por seu presidente, reconhece que seus custos passados eram exagerados, como se vê na seguinte matéria:<sup>3</sup>

*"Desde que estou aqui (janeiro de 2019) promovemos três Programas de Demissão Voluntária (PDV), com uma redução de 15% no quadro de funcionários. Nossas despesas estão cada vez menores, com uma redução de 22% entre 2018 e 2020. Então, há um esforço para reduzir despesas."*

<sup>2</sup> 1) Opex, Odesp, Encargos de Mercado Livre e Encargos de Comercialização  
Propostas de metodologias para a projeção dos Custos Operacionais (OPEX) e Outras Despesas, Gastos, e Receitas Irrecuperáveis (ODESP), considerando as seguintes alternativas:

1. Utilizar o menor valor unitário da COMPAGAS, atualizado, dos últimos 5 anos, considerando nos cálculos apenas custos essenciais para a prestação do serviço;
2. Cálculo do custo unitário eficiente de uma empresa de referência, via análise envoltória de dados, a partir de amostra de outras empresas do setor;
3. Benchmarking com outras agências reguladoras, analisando-se, a partir de revisões tarifárias praticadas no setor, o menor custo unitário como referência;
4. Outras possibilidades.

Propostas quanto aos direcionadores de custo para o cálculo dos custos unitários e projeção dos custos totais ao longo do ciclo, considerando as seguintes alternativas:

1. Utilizar apenas o volume distribuído como direcionador de custo;
2. Utilizar apenas a extensão da rede como direcionador de custo;
3. Outras possibilidades.

Propostas quanto à classificação dos custos, despesas e encargos associados à atividade de Comercialização de Gás do Mercado Cativo (Encargos de comercialização) e associados à gestão do Mercado Livre (Encargos de Gestão do Mercado Livre). Propostas quanto ao tratamento dos casos de leasing. Propostas de critérios quanto à classificação de outras despesas, gastos e receitas irrecuperáveis.

<sup>3</sup> <https://www.gazetadopovo.com.br/parana/presidente-da-compagas-tarifa-vai-diminuir-mas-tera-de-banciar-outorga/>

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Na mesma matéria, o presidente da COMPAGAS indica que seus investimentos passados também foram exagerados, circunstância esta que contamina seus custos operacionais, tornando-os ineficientes.

*"O que pesa? Somos remunerados com nosso investimento na expansão da rede. Quando o contrato foi firmado, em 1994, não tinha meta de expansão, expande para onde a Compagas quiser e do jeito que quiser e, expandindo, joga isso na margem. Pelo volume que a gente distribui hoje, entre 900 mil metros e 1 milhão de metros cúbicos ao dia, não se justificaria, por exemplo, algumas expansões que foram feitas na nossa rede. A rede é pequena, mas poderia ser menor para ser otimizada."*

Por esses motivos, a hipótese de considerar o menor valor unitário da COMPAGAS, dos últimos 5 anos, não deve ser uma alternativa que direcione a empresa suficientemente no sentido da eficiência.

**Sugerimos, assim, que o menor valor unitário da COMPAGAS dos últimos 5 anos seja considerado como teto para a aplicação da metodologia a ser escolhida.**

Um aspecto relevante que precisa ser considerado pela AGEPAR refere-se a necessidade de garantir que os resultados das projeções sejam referentes, exclusivamente, às despesas operacionais estritamente necessárias à prestação dos serviços, não podendo ser consideradas as despesas não essenciais<sup>4</sup> incorridas pelas distribuidoras.

A título de exemplo, a Companhia regulada contratou serviços de natureza jurídica, contábil e econômico-financeira que tiveram por propósito a defesa da majoração de seus lucros, tema de interesses de seus acionistas, a exemplo de consultorias e pareceres contratados pela Concessionária com o objetivo de se apropriar, sem compartilhar com os usuários, da recuperação do crédito de PIS/COFINS sobre ICMS. A empresa sustentou em diversos momentos, com base nos aludidos pareceres e produtos de consultorias contratados no interesse preponderante de seus acionistas, que tais verbas não seriam de titularidade dos usuários. Nada há, portanto, que justifique a inclusão destes expressivos valores em eventual menor valor unitário histórico da empresa.

**b) Cálculo do custo unitário eficiente de uma empresa de referência.**

Quanto a alternativa consistente no cálculo do custo unitário eficiente de uma empresa de referência, via análise envoltória de dados, a partir de amostra de outras

<sup>4</sup> Pagamento de bônus, gratificações, etc. a diretores e de funcionários, **publicidade, apoio institucional a programas de televisão, ainda que estes programas se dediquem ao mais relevante jornalismo**, propaganda, brindes, patrocínios, doações de qualquer natureza, Remuneração de diretoria; Contratação de serviços independentes de natureza jurídica, contábil, econômico-financeira, no interesse preponderante dos acionistas; contribuição para associação de classe, como a ABEGAS, dentre outras.

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

empresas do setor, entende-se que não é recomendável a sua adoção, tendo em vista que o cálculo do custo unitário de empresa de referência é uma opção metodológica bastante complexa, que exige um conhecimento muito preciso da atividade de distribuição e demandaria tempo e mobilização de equipe técnica altamente especializadas. A despeito da indisputada competência e seriedade do corpo técnico da AGEPAR, entende-se que tal esforço seria muito difícil de ser concretizado no tempo disponível.

c) **Recurso a *benchmarking*: melhor alternativa.**

O recurso a *benchmarking* de custos operacionais eficientes de outras distribuidoras nos parece a melhor alternativa, pois representaria uma simulação de condições de competitividade, à luz de outras empresas do setor, e permitiria a exigência de real eficiência no dispêndio de recursos pela Concessionária.

Deve-se, no entanto, ter o cuidado de realizar o levantamento com base em distribuidoras com alto grau de eficiência em seus gastos, o que poderia ser evidenciado pelas distribuidoras que praticam menores margens de distribuição.

Adicionalmente, reitera-se ser imprescindível, em todas as futuras revisões tarifárias, o estabelecimento de um mecanismo de controle e de glosa de **despesas, especialmente das despesas mais discricionárias** da concessionária, não essenciais à prestação dos serviços concedidos, cujo ônus financeiro não pode ser imputado ao usuário, a exemplo:

- Pagamento de bônus, gratificações, outros, à diretores e funcionários;
- Publicidade, propaganda, brindes;
- Apoios, patrocínios e doações de qualquer natureza;
- Dentre outras.

Ainda, em relação a **despesas gerenciáveis**, ainda que necessárias, deve ser estabelecido teto de gastos, acima do qual o ônus financeiro deve ser arcado pelo acionista, tais como:

- Remuneração de diretoria e de empregados da alta administração;
- Contratação de serviços independentes de natureza jurídica, contábil, econômico-financeira e de gestão;
- Serviços de informática.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

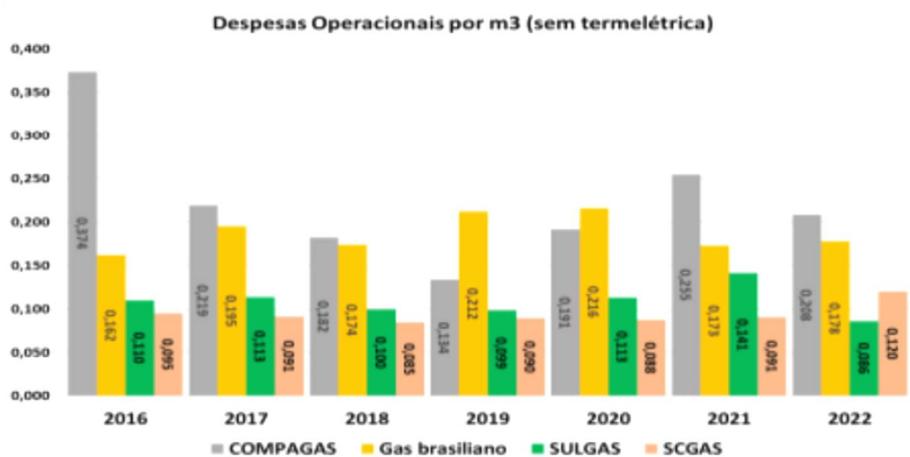
Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

3.2. Direcionador de custo

a) O volume distribuído é um bom direcionador de custo para o cálculo dos custos unitários e projeção dos custos totais ao longo do ciclo.

O volume distribuído é o direcionador de custo que apresenta maior correlação com custos operacionais, conforme se demonstra a seguir, coerentemente com a supracitada sugestão de recurso a *benchmarking*, buscamos os dados contábeis de 4 concessionárias nos últimos 7 anos, a saber: SCGAS, SULGÁS, COMPAGAS, e Gas Brasileiro.

**Alternativa 1** - O gráfico a seguir apresenta o custo operacional por m3 de gás distribuído (excluída a distribuição à termelétricas, pois tal faixa de consumo obviamente distorce os resultados amostrais):



Fonte: Demonstrações Financeiras das empresas

Como se observa no gráfico, as despesas por m3 são muito semelhantes em 3 distribuidoras, sendo nítido que a COMPAGAS apresenta uma despesa operacional por m3 muito superior à das outras concessionárias..

Na média dos últimos 7 anos observados, temos:

Concessionária	Despesas Operacionais R\$ mil	Volume Gás / m3	Despesas R\$ / m3
Scgas	65.826	698.139	0,094
Sulgas	75.058	691.141	0,109
Compagas	89.629	401.750	0,223
Brasiliiano	50.036	269.109	0,186

Fonte: Demonstrações Financeiras das empresas

Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

**Alternativa 2** - O gráfico a seguir apresenta o custo operacional por Km de extensão da rede de distribuição de gás:



Fonte: Demonstrações Financeiras das empresas

Como se observa, as despesas operacionais por km são muito distintas nas concessionárias consideradas.

Na média dos últimos 7 anos observados, encontramos:

Concessionária	Despesas Operacionais R\$ mil	Despesas R\$ / Km
Scgas	65.826	53,4
Sulgas	75.058	61,0
Compagas	89.629	107,7
Brasiliiano	50.036	44,1

Fonte: Demonstrações Financeiras das empresas

Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

A correlação linear dos últimos 7 anos entre despesas operacionais e (i) *volume comercializado*, e; (ii) *extensão da rede*, são as que seguem:

**Correlação Linear com Despesas Operacionais nos últimos 7 anos**

Concessionária	Rede Km	Volume Gás m3
Scgas	0,746	0,914
Brasiliano	0,762	0,531
Compagas	-0,728	0,374
Sulgas	-0,477	0,072

É possível observar que as correlações com o volume comercializado são positivas e quase sempre maiores do que as correlações com a extensão da rede, que chega a ser negativa no caso da COMPAGAS e Sulgás de tão elevado que era o custo operacional (a rede cresceu e o gasto diminuiu). As correlações com m3 nas demais concessionárias são elevadas (mais de 0,5) o que indica que quanto maior é esse valor, maior a eficiência da empresa no controle dos gastos operacionais.

**4. CAPITAL DE GIRO<sup>5</sup>**

É possível estimar o capital de giro pela diferença entre Ativo Operacional Circulante e Passivo Operacional Circulante.

<sup>5</sup> 4) Capital de Giro

Propostas de metodologias para a projeção do Capital de Giro (CG) necessário, considerando as seguintes alternativas:

1. Utilizar fórmula do capital de giro líquido obtida via Ativo Circulante menos Passivo Circulante;
2. Utilizar fórmula da necessidade de capital de giro, obtida via Ativo Operacional Circulante menos Passivo Operacional Circulante;
3. Outras possibilidades.

De modo complementar, propostas quanto à seleção da amostra para o cálculo do capital de giro, considerando as seguintes alternativas:

1. Cálculo a partir do ano em que a COMPAGAS foi mais eficiente na gestão do ciclo financeiro, dentro de uma janela temporal de 5 anos;
2. Cálculo a partir de uma empresa eficiente na gestão do ciclo financeiro, a partir de amostra de outras empresas do setor;
3. Outras possibilidades

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Capital de Giro (R\$ Milhões)
<b>Ativo Operacional</b>
Contas a receber CP
Estoques
Outros Ativos Operacionais CP (impostos a recuperar, créditos, despesas antecipadas, etc.)
<b>Passivo Operacional</b>
Fornecedores CP
Obrigações sociais e trabalhistas
Outros Passivos Operacionais CP (impostos a pagar, provisões trabalhistas, etc.)
<b>Capital de Giro Operacional = Ativo Operacional menos Passivo Operacional</b>

Assim, quanto maior for o prazo de clientes em relação ao de fornecedores, maior será a necessidade de capital de giro operacional da concessionária. E, quando as receitas de venda aumentam, aumenta a necessidade de capital de giro e a variação de capital de giro fica positiva. A variação positiva de capital de giro eleva a margem de contribuição a ser cobrada dos usuários (pela aplicação do WACC de 9,125% a.a.).

Dessa forma, sempre que este custo de capital for superior ao custo médio de captação dos usuários, será preferível que o regulador incentive a concessionária a buscar necessidade e variação de capital de giro próximas de zero, evitando-se, assim, a necessidade de remuneração do capital de giro.

**a) Seleção de amostra para cálculo do capital de giro.**

É preferível a segunda alternativa, consistente no cálculo da necessidade de capital de giro operacional a partir de uma empresa eficiente na gestão do ciclo financeiro, identificada a partir de amostra de outras empresas do setor.

**5. OUTRAS RECEITAS<sup>6</sup>**

<sup>6</sup> 3) Proposta de critério para projeção de Outras Receitas (OR), sendo aquelas classificadas como acessórias, correlatas ou extraordinárias, considerando as seguintes alternativas:

1. Percentual de receita operacional estimada para o ciclo tarifário;
2. Percentual de volume distribuído estimado para o ciclo tarifário;
3. Outras possibilidades.

Proposta de critérios para a classificação contábil de receitas que passarão a ser classificadas como acessórias, correlatas ou extraordinárias. Proposta de critério para a definição de lista de atividades

Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

O art. 11 da Lei 8.987/95 possibilita que os contratos de concessão prevejam a exploração pelas concessionárias de atividades geradoras de receitas "alternativas, complementares, acessórias ou de projetos associados, com ou sem exclusividade, com vistas a favorecer a modicidade das tarifas".

O parágrafo único do aludido artigo determina ainda que "As fontes de receita previstas neste artigo serão obrigatoriamente consideradas para a aferição do inicial equilíbrio econômico-financeiro do contrato".

Por sua vez, o Novo Contrato de Concessão traz as seguintes definições:

*RECEITAS ACESSÓRIAS: receitas da Concessionária provenientes de atividades ligadas aos Serviços Locais de Gás Canalizado, cuja execução não seja considerada exclusiva da Concessionária, realizadas diretamente ou por meio de empresas contratadas;*

*RECEITAS CORRELATAS: receitas da Concessionária provenientes de atividades ligadas aos Serviços Locais de Gás Canalizado, cuja execução seja considerada exclusiva da Concessionária, realizadas diretamente ou por meio de empresas contratadas;*

*RECEITAS EXTRAORDINÁRIAS: receitas da Concessionária que, embora possam ter a sua cobrança incluída na conta de gás, não estão diretamente relacionadas com a fruição dos Serviços Locais de Gás Canalizado e podem ser prestadas tanto pela Concessionária como por terceiros;*

Conforme a Cl. 2.2. do Contrato, a Concessionária só pode explorar outras atividades que não as integrantes do objeto principal da concessão (serviços locais), mediante **prévia e expressa autorização da AGEPAR**:

2.2 A Concessionária poderá exercer outras atividades econômicas mediante prévia e expressa autorização da AGEPAR, desde que não interfiram na atividade principal da Concessionária e observado o disposto no item 1.6.

Fonte: Trecho do contrato de concessão COMPAGAS

É necessário, portanto, que a AGEPAR em primeiro lugar defina a relação de Outras Atividades cuja exploração econômica será autorizada à Concessionária, à luz da classificação tripartite adotada pelo Contrato.

Ainda, o Contrato traz regra importante à adequada regulação, segundo a qual deve haver uma segregação contábil dos custos, despesas e encargos associados às Receitas extraordinárias e acessórias. A contrário senso dessa regra, apenas as receitas correlatas (e seus custos) poderão ser analisadas em conjunto com as receitas tarifárias e custos de operação dos serviços, visando, com isso, assegurar que não haja imputação de qualquer custos e despesa conectados às receitas extraordinárias ou acessórias no âmbito da margem bruta regulada pela AGEPAR:

executadas pela Concessionária e ligadas aos Serviços Locais de Gás Canalizado que poderão ser geradoras de receitas acessórias, correlatas ou extraordinárias.

Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

2.2.2. As Receitas Extraordinárias e as Receitas Acessórias, bem como os custos, despesas e encargos associados às operações de prestação de serviços geradores de tais receitas deverão ser contabilizados em separado, segundo as normas contábeis vigentes, e parte do resultado poderá ser considerada no cálculo da Margem Bruta Requerida, contribuindo para a modicidade tarifária, bem como cobrir os custos adicionais correspondentes, conforme regulamentação da AGEPAR.

Fonte: Trecho do contrato de concessão COMPAGAS

Assim, não obstante sejam computadas de forma segregada, é fato que determinados percentuais das **receitas extraordinárias e das receitas acessórias** deverão ser levados à modicidade tarifária, reduzindo a margem a ser incluída nas tarifas, sem que tal movimento transfira para o cálculo da margem requerida qualquer custo ou despesas necessárias à obtenção dessas receitas.

Tendo em vista o exposto, o maior percentual possível das receitas acessórias e extraordinárias deverá ser levado, em regra, à modicidade tarifária (sugerimos, em princípio, 35%), cabendo à concessionária fundamentar e mostrar a necessidade de percentuais menores, nos casos em que este percentual comprovadamente não puder ser aplicado.

Por outro lado, no caso dos custos e despesas **geradores de receitas correlatas**, estes deverão ser considerados no âmbito do próprio cálculo da margem, de forma que 100% das receitas correlatas deverão ser consideradas no cálculo da margem bruta.

Por fim, a Agência deve, inclusive com base em tabelas de referência de outras agências reguladoras, homologar as taxas e encargos a serem cobrados pelos serviços correlatos, e os respectivos reajustes monetários nos demais anos do 1º Ciclo Tarifário, conforme preconiza a Cl. 2.2.2. do Novo Contrato.

**Chamamos a atenção aqui, para um item adicional pertinente a este tema.**

Quanto às receitas auferidas pela Concessionária correspondentes à **diferença a maior entre o custo real do gás os custos indicados nas notas fiscais de compra** (por exemplo, diferenças decorrentes de variações no preço do gás em dado momento e aquele garantido à concessionária por **contratos de gás/opções de compra/cláusulas de take or pay, dentre outros**), entende-se que tais diferenças devem ser atualizadas financeiramente pela SELIC e consideradas na apuração do "custo real do gás" a ser considerado e **repassados aos usuários**, em subsunção à Cl. 16.24 do Contrato:

16.24 Em ocorrendo variações no Preço do Gás ou do transporte, os valores correspondentes às diferenças, a maior ou a menor, entre o custo real do Gás pago pela Concessionária e a receitas reais obtidas com a venda do Gás e do serviço de transporte serão contabilizados em separado, atualizados financeiramente pela taxa SELIC e repassados periodicamente aos Usuários, conforme mecanismo estabelecido em Regulamento da Conta Gráfica.

16.24.1. O Regulamento da Conta Gráfica será recepcionado até o final deste Contrato de Concessão, sendo certo que o saldo da conta gráfica verificado na data de assinatura será reconhecido, mantido e contabilizado no período adicional da Concessão nos termos da Resolução AGEPAR nº 6/2021.

Fonte: Trecho do contrato de concessão COMPAGAS

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

A compra de gás é indissociável do objeto principal da concessão, e eventuais receitas obtidas em decorrência da aludida diferença do preço/custo do gás no tempo não se subsume às definições contratuais de Receitas Acessórias ou Extraordinárias, devendo ser repassadas integralmente aos usuários. Importa observar que nos últimos anos a Concessionária obteve vultosas receitas com essa prática e entende-se que deve ser abatido da BRRL-0, já que não foram considerados na conta gráfica.

**6. VOLUME PROJETADO<sup>7</sup>**

É muito importante levar em consideração no cálculo da margem bruta as projeções de volume da Concessionária previstas em seu Plano de Negócios, que devem passar por uma criteriosa análise do regulador, pois, conforme se demonstrará adiante, o risco associado à projeção de demanda pela mesma parece ter sido alocado aos usuários.

Se o volume não for crível, os respectivos investimentos e custos também não devem ser considerados, naturalmente. Ademais, a opção por uma “Modelagem econométrica considerando a oscilação da demanda em função do preço dos bens substitutos, complementares e demais eventos que possam afetar o volume distribuído” é altamente desejável, tendo em vista que as condições de competitividade com os substitutos é um dos principais riscos da concessionária.

De fato, diversos fatores tornam hoje inseguras as projeções de demanda pelo energético, a exemplo do possível aumento das tarifas de transporte de gás em decorrência da substituição da fonte de suprimento pelo Estado de São Paulo (a Fundação Getúlio Vargas estima que a tarifa de transporte de gás natural poderá sofrer, nacionalmente, um aumento médio de aproximadamente 10% em razão da indicada circunstância), e a provável oferta de biometano e GNL por meio alternativo ao uso de redes, cujo custo tende a ser muito menores que as margens da COMPAGAS, ou mesmo de biomassa.

<sup>7</sup> 4) Volume projetado

Propostas de metodologias para a projeção do volume total distribuído, considerando as seguintes alternativas:

1. Projeção baseada em valores passados do volume distribuído, considerando os investimentos previstos para o próximo ciclo tarifário;
2. Modelagem econométrica considerando a oscilação da demanda em função do preço dos bens substitutos, complementares e demais eventos que possam afetar o volume distribuído;
3. Outras possibilidades.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Embora a elasticidade da demanda por gás natural não seja fator de fácil apuração, o fato é que a análise da viabilidade dos novos investimentos não poderá prescindir dessas análises.

Ressaltamos que os esforços para sobrevivência do monopólio a médio e longo prazos, especialmente por meio do compromisso com a prática de preços abaixo daqueles cujo cálculo de margem, considerando investimentos inviáveis, poderia autorizar, conforme sugerido no início deste documento, e facilitar as projeções de demanda.

**7. CAPEX<sup>B</sup>**

**a) Metodologia para a avaliação dos investimentos.**

Em primeiro lugar, é preciso observar que o contrato de concessão é extremamente desequilibrado na alocação dos riscos de demanda. Com efeito, a metodologia de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) somada ao Fator K (mecanismo utilizado para “corrigir” diferenças entre os valores realizados e projetados referentes ao volume distribuído) implica a alocação aos usuários do risco de demanda nas projeções de volume propostas pela Concessionária e acatadas pela AGEPAR, inclusive nos casos em que se planeja a extensão da rede de distribuição.

<sup>B</sup> 7) CAPEX

Propostas de metodologia para a avaliação dos investimentos a serem realizados pela prestadora de serviços para fins de revisão tarifária, considerando as informações (por exemplo, descrição da demanda, datas estimadas de início e finalização, cronograma de desembolso, entre outros) e documentos (a exemplo de projetos executivos, estudos de impacto, estudos técnicos de viabilidade, licenças necessárias, orçamentos, compatibilização dos custos com custo unitário histórico, entre outros) que devem ser encaminhados pela concessionária para a entidade reguladora.

Propostas de como deve ser realizado o acompanhamento periódico dos investimentos previsto versus investimentos realizados, bem como método de rastreabilidade do investimento proposto até sua execução e posterior consideração para fins de composição da base de ativos regulatório, considerando as informações essenciais e necessários a serem encaminhadas pela concessionária para a entidade reguladora.

Propostas do tratamento a ser despendido nos casos de obras e conversões em andamento e respectivos juros sobre obras em andamento (JOA) e despesas capitalizáveis.

Propostas do tratamento no caso de não execução integral ou execução parcial dos investimentos previstos para o ciclo tarifário (ajuste compensatório quanto aos subinvestimentos).

Propostas quanto aos critérios para consideração pela entidade reguladora de possíveis investimentos a mais realizados pela concessionária, observados os critérios de prudência, razoabilidade e modicidade tarifária.

Propostas de metodologia quanto à outras possibilidades não mencionadas nos itens anteriores quanto ao CAPEX

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

A fórmula da TUSD é assim expressa (Anexo 01 do Contrato):

$$TUSD = \frac{BRR_{t_0} - \frac{BRR_{t_1}}{(1+r_{WACC})^1} + \sum_{i=1}^t \frac{(OPEX \& ODESP)_i}{(1+r_{WACC})^i} + \sum_{i=1}^t \frac{CAPEX_i}{(1+r_{WACC})^i} + \sum_{i=1}^t \frac{V.C.G._i}{(1+r_{WACC})^i} - \sum_{i=1}^t \frac{OR_i}{(1+r_{WACC})^i} + \sum_{i=1}^t \frac{IR_i}{(1+r_{WACC})^i}}{\sum_{i=1}^t \frac{Volume_{total}_i}{(1+r_{WACC})^i}}$$

Fonte: Trecho do contrato de concessão COMPAGAS

O CAPEX, portanto, é remunerado pelo custo médio ponderado de capital no próprio ciclo tarifário da realização dos investimentos. Soma-se a isso a aplicação do Fator K, que é calculado da seguinte forma (Anexo 01 do Contrato):

3.3. O Fator K para o período t será expresso em R\$/m³ e será calculado da seguinte forma:

$$K_t = \frac{(MBR_{t-1} - MO_{t-1})}{V_t}$$

Onde:

$MBR_{t-1}$ : Margem Bruta Requerida do ano t-1, expressa em R\$;

$MO_{t-1}$ : margem obtida, no ano t-1, expressa em R\$;

$V_t$ : Volume anual previsto para o ano t, expresso em m³.

3.3.1. A margem obtida no ano t-1, ( $MO_{t-1}$ ) será expressa em R\$ e será calculada da seguinte forma:

$$MO_{t-1} = Receita líquida_{t-1} - CG_{t-1}$$

Onde:

$MO_{t-1}$ : margem obtida no ano t-1, expresso em R\$;

$Receita líquida_{t-1}$ : Receita líquida relativa aos Serviços Locais de Gás Canalizado no ano t-1, expressa em R\$.

$CG_{t-1}$ : Custo do Gás cobrado da Concessionária e relativo às provisões no prazo de competência do ano t-1, expresso em R\$.

Fonte: Trecho do contrato de concessão COMPAGAS

Como se vê, o risco de demanda, que afeta diretamente o fator da fórmula *receita líquida* da concessionária, tem seus efeitos mitigados na remuneração da distribuidora por meio da aplicação do sobredito fator.

Isso significa que, ao que parece, a única forma de assegurar a qualidade dos investimentos e a racionalidade de mercado nas extensões da rede de distribuição, é exigir da COMPAGAS extremo rigor na projeção de demanda e na comprovação da qualidade e racionalidade econômica dos investimentos propostos em seus planos de negócios para cada ciclo tarifário.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

O plano de negócios da Companhia para cada ciclo tarifário precisa indicar, com clareza e de forma fundamentada, os objetivos dos investimentos propostos, projeção de respectivos volumes e as estratégias de execução das obras, além das premissas de cenário macroeconômico e de mercado, para se confirmar a efetiva realização de investimentos previstos, incluindo condições pertinentes à competitividade do gás canalizado com seus substitutos, cenários de projeção de volumes, estimativa de todos os custos necessários à prestação dos serviços e quaisquer outros aspectos relevantes.

Em síntese, considerando o histórico da COMPAGAS informado pelo seu próprio presidente - no sentido de que as expansões se deram:

*"onde a Compagas quis e do jeito que quis e, expandindo, joga isso na margem"; bem assim que, "Pelo volume que a gente distribui hoje, entre 900 mil metros e 1 milhão de metros cúbicos ao dia, não se justificaria, por exemplo, algumas expansões que foram feitas na nossa rede"; e que a "rede é pequena, mas poderia ser menor para ser otimizada"*

a AGEPAR precisa ter por missão assegurar que o monopólio seja direcionado no sentido da eficiência.

Os investimentos só podem ser aprovados pela AGEPAR após rigorosa análise de estudos de viabilidade, estudos de impacto ambiental, demonstração de projeções de demanda sólidas, dentre outros sem o que estar-se-á atribuindo riscos desmedidos aos atuais e futuros usuários.

À luz disso, os investimentos relativos às metas obrigatórias do primeiro ciclo tarifário só devem ser executados após criteriosa avaliação e análise pública pela AGEPAR, com o apoio de consultas públicas aos usuários e demais interessados, e após a obtenção das devidas licenças e autorizações dos órgãos ambientais, motivo pelo qual parece ser altamente prudente que, enquanto não satisfeitos esses elementos, **os investimentos tenham sua finalização programada para o último ano do ciclo**, tendo o máximo de tempo para sua elaboração e mínimo impacto nas margens atuais, que já são muito elevadas.

Ressaltamos que não há qualquer regra que proíba a realização desses investimentos no último ano do ciclo. Pelo contrário, a prudência recomenda tal medida.

Cumprir observar que, a despeito de as metas de investimento estarem previstas contratualmente como obrigatórias para o primeiro ciclo tarifário, cabe à Concessionária apresentar **estudo de viabilidade econômica para cada investimento** a ser realizado, com aprovação da viabilidade pela AGEPAR antes das respectivas considerações no cálculo da margem e execução, para que sejam executados apenas os investimentos viáveis (com o adequado retorno financeiro).

Ainda, a Concessionária não deve executar um plano de investimento que não seja compatível com um valor competitivo para a margem de distribuição. Eventual

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

inviabilidade econômica de parte dos investimentos previstos como obrigatórios deve ser objeto de solução consensual com o estado do Paraná e anuência da AGEPAR, de forma que a empresa fique desobrigada de sua concretização.

Ainda, é de se frisar que **o Plano de Negócios da Companhia deve ser submetido a consulta pública**, tendo em vista os riscos para os usuários devido à má-projeção de demanda e inadequado planejamento dos investimentos esboçados neste documento, e tendo em vista que a criteriosa análise dele permitirá à agência reguladora direcionar os rumos da Concessão em direção à eficiência.

**O plano de negócio também precisa indicar as margens que a concessionária efetivamente praticará, independentemente dos resultados da revisão tarifária**, tendo em vista que a consideração da margem máxima decorrente da base de remuneração excessiva, certamente inviabilizará o monopólio frente aos substitutos.

Somente à luz do Plano de Negócios apresentado é que a Indústria e os demais interessados poderão realizar projeções e simular cenários mais concretos quanto às tarifas que serão praticadas no estado e seus componentes.

**b) Juros sobre obras em andamento.**

Acreditamos que os investimentos apenas podem ser lançados no fluxo de caixa do ciclo quando estiver efetivamente prevista a entrada em operação dos respectivos trechos. Assim, caso as respectivas obras se iniciem, por exemplo, dois meses antes dessa entrada em operação, haverá a previsão de JOA pelo período de dois meses, JOA este que deverá estar incluído no custo do investimento reconhecido.

Assim, por exemplo, se o Gasoduto Londrina-Maringá estiver previsto para entrar em operação no final do último ano do ciclo e sua obra for tomar 12 meses, deverá ser lançado no último ano do ciclo o valor estimado do custo dessa obra, acrescido do JOA do CAPEX aplicado ao longo dos 12 meses anteriores.

É muito importante que a AGEPAR exija da COMPAGAS estudos profundos e consistentes, com prazos de execução de obras curtos, atribuindo à Concessionária os riscos de prazos maiores, a fim de evitar a inclusão de JOA nos investimentos a serem realizados.

**c) Acompanhamento dos investimentos.**

Entende-se que o acompanhamento dos investimentos pela AGEPAR deve ocorrer contínua e ininterruptamente, por meio de sistema informatizado que permita o acompanhamento em tempo real da realização do cronograma de desembolso para todos os investimentos previstos para o ciclo. Esse acompanhamento contínuo em nada deve afetar o ônus da Concessionária de apresentar formalmente à Agência as devidas atualizações de sua base de ativos, inclusive por meio de inventário detalhado, que deve ser analisado e conferido, inclusive fisicamente quando for o caso, para homologação.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

**d) Subinvestimento.**

Caso previsto o investimento no fluxo e este não venha a ser feito, deverá ser promovida a imediata redução da margem bruta, antes mesmo do encerramento do ciclo, evitando-se que os usuários arquem com tarifas indevidas.

Reitera-se a importância de se considerar que o Plano de Negócios da Concessionária é indicativo quanto aos investimentos, primando sempre pela eficiência e racionalidade econômica.

**e) Investimento a maior.**

No tocante a eventuais investimentos da Concessionária que excedam as metas e previsões do ciclo, entende-se que só poderão ser considerados no cálculo das tarifas e remunerados pelo WACC se tiverem sido homologados pela Agepar, em caráter extraordinário, e após a devida consulta pública e ampla motivação.

**f) Necessidade de comprovação da viabilidade econômico-financeira dos investimentos relativos às metas obrigatórias do 1º Ciclo, conforme a Cláusula 8.2.1.**

Por fim, observa-se que a inclusão, no Plano de Negócios da COMPAGAS, de certos investimentos obrigatórios relativos à meta prevista para o 1º Ciclo Tarifário, está condicionada à comprovação de sua viabilidade econômica, conforme determina a Cláusula 8.2.1. do Contrato de Concessão:

**A Concessionária se compromete a priorizar a realização da interligação da rede de transporte de gás até os municípios de Londrina e Maringá, desde que verificadas as condições contidas nas alíneas do item 8.2.**

Quanto às metas do primeiro ciclo, caso sejam viáveis, a Concessionária não possuirá margem de discricionariedade para executar ou não os respectivos investimentos se, conforme dispõe expressamente a cláusula 8.2.1. acima transcrita, houver comprovação de sua viabilidade econômico-financeira, que deve se dar pelo regular preenchimento dos requisitos estipulados nas alíneas da cláusula 8.2. do Contrato de Concessão, a saber:

- (i) a realização dos volumes de distribuição projetados;
- (ii) a aprovação das licenças ambientais e demais autorizações necessárias para os projetos definidos;

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

(iii) os cenários macro e microeconômicos que influenciam as despesas e custos da Concessionária, investimentos e taxa de remuneração WACC (Weighted Average Cost of Capital);

(iv) cenários de competitividade do Gás frente aos combustíveis concorrentes;

(v) a disponibilidade à Concessionária de Gás a preços competitivos; e

(vi) disponibilidade e acesso à infraestrutura essencial de suprimento (gasodutos de transporte, terminais de gás natural liquefeito - GNL e/ou unidades de processamento de gás).

Por isso, espera-se da AGEPAR uma criteriosa avaliação da viabilidade econômico-financeira dos investimentos previstos pela Concessionária em seu Plano de Negócios para o 1º Ciclo Tarifário.

#### 8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Fiep se coloca à disposição da AGEPAR para contribuir com a análise da viabilidade dos investimentos, uma vez tornado público o Plano de Negócios da Concessionária. **Recomenda-se que este documento seja colocado em consulta pública, dada sua relevância e considerando seu potencial impacto sobre as margens praticadas pela COMPAGAS.**

Anexo, de forma a ilustrar as dificuldades enfrentadas pela indústria paranaense em razão das altas tarifas praticadas pela COMPAGAS, à luz da tabela comparativa das margens praticadas para o segmento industrial, observa-se que no comparativo das margens praticadas pelas distribuidoras das regiões Sul e Sudeste do Brasil, no segmento industrial, apenas as indústrias com menor consumo de gás (até 4.000m<sup>3</sup>/dia) têm valores competitivos. Acima desses valores a COMPAGAS mostra-se a distribuidora com margens mais elevadas nas regiões Sul e Sudeste, tirando a competitividade da indústria paranaense.

Cabe ressaltar, ainda, que o custo do gás no mundo é muito menor, especialmente nos EUA e no México, onde está em torno de US\$ 3.00 por Milhão de BTU, enquanto no Brasil é de US\$14.00, com expectativa de redução para US\$11.00. Patamares ainda muito acima do mercado mundial, o que afeta diretamente as exportações da indústria intensiva em uso do gás natural, que corre o risco de, ao invés de exportar, ver a indústria de fora do Brasil alimentar o mercado nacional com importações.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

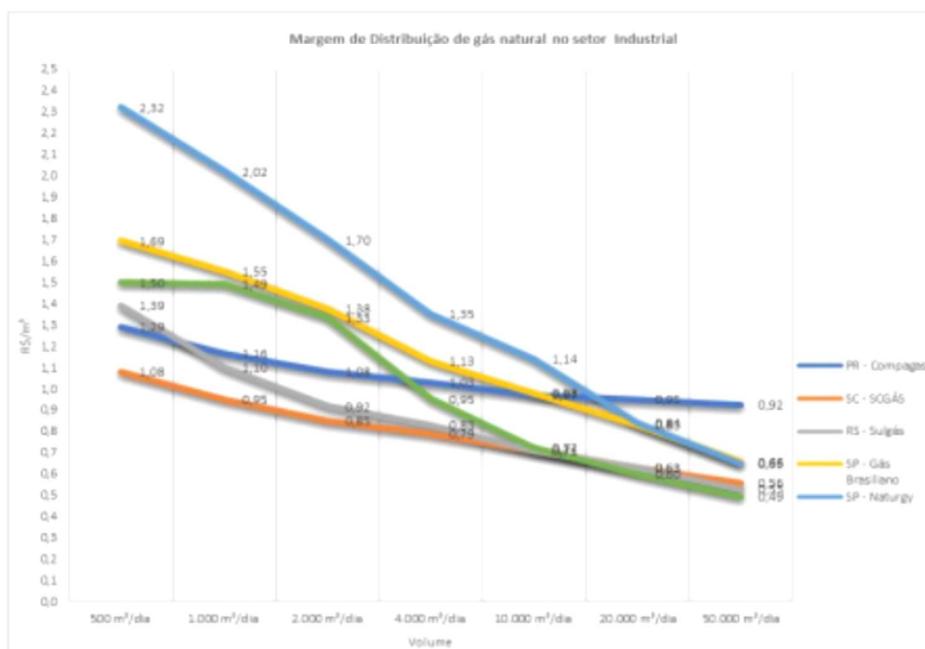
Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

9. ANEXOS

Margem de Distribuição no Setor Industrial da Compagas – R\$/m3

	500 m³/dia	1.000 m³/dia	2.000 m³/dia	4.000 m³/dia	10.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
PR - Compagas	1,29	1,16	1,08	1,03	0,97	0,95	0,92
SC - SCGÁS	1,08	0,95	0,85	0,79	0,71	0,63	0,56
RS - Sulgás	1,39	1,10	0,92	0,83	0,71	0,63	0,53
SP - Gás Brasileiro	1,69	1,55	1,38	1,13	0,98	0,83	0,66
SP - Naturgy SPS	2,32	2,02	1,70	1,35	1,14	0,84	0,65
SP - Comgás	1,50	1,49	1,33	0,95	0,72	0,60	0,49

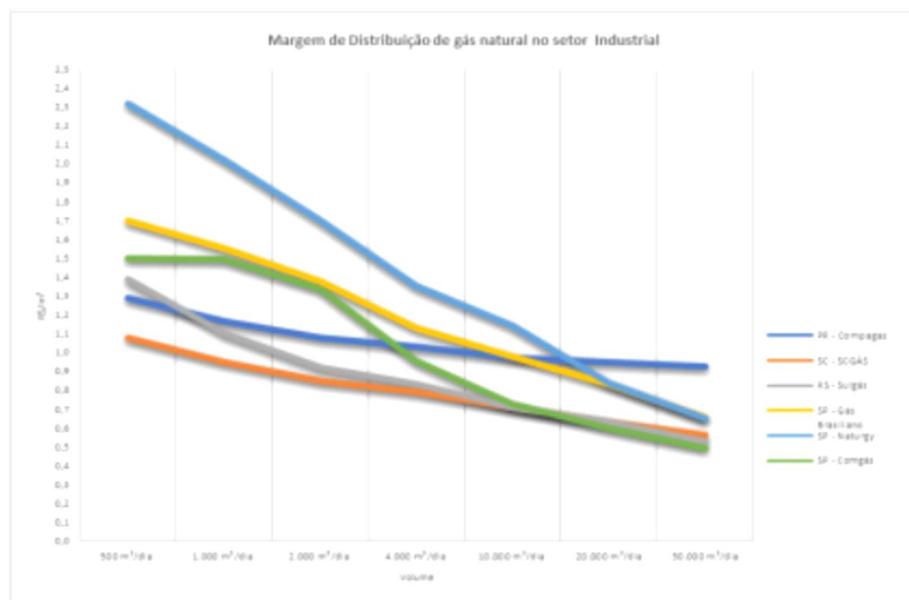
Fonte: Distribuidoras gás natural e agências reguladoras estaduais - base: agosto/2023



Fonte: Distribuidoras gás natural e agências reguladoras estaduais - base: agosto/2023



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG



Fonte: Distribuidoras gás natural e agências reguladoras estaduais - base: agosto/2023

=====  
=====  
=====

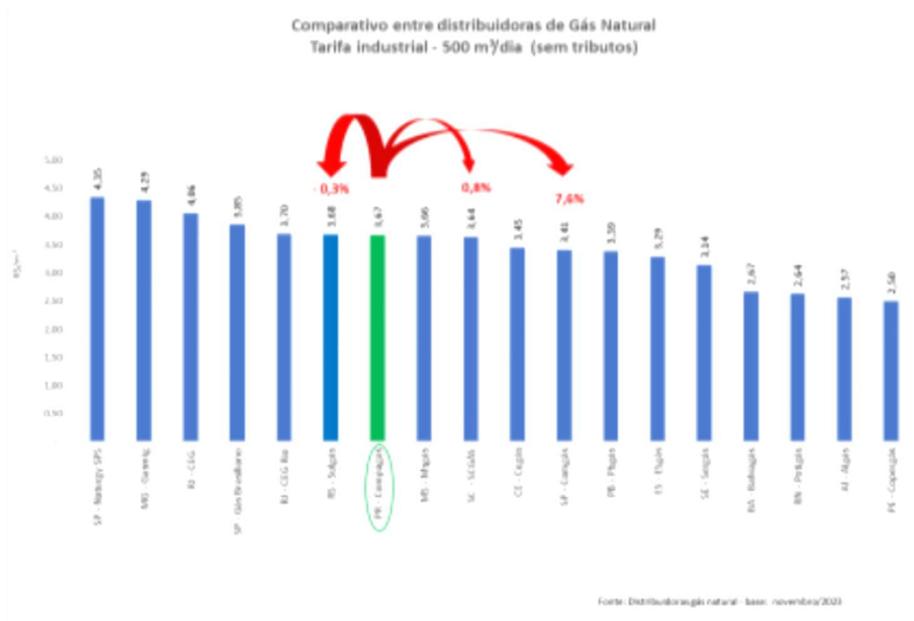


Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

**Comparativo tarifas de gás natural no setor industrial sem tributos  
(Novembro de 2023)**

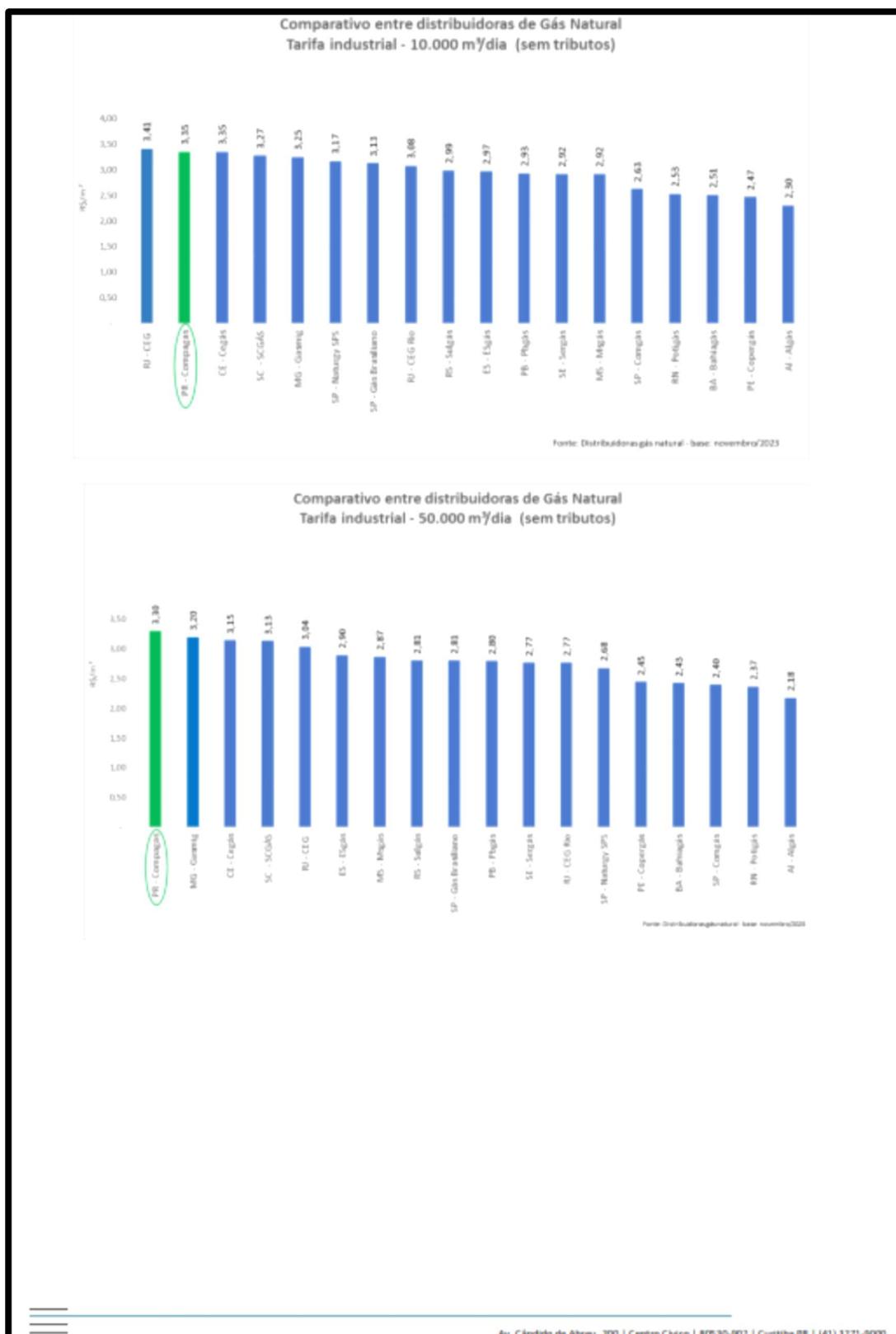
Tarifas Gás Natural no Setor Industrial - R\$/m³ (sem tributos) - novembro de 2023									
Região	Estados	Vigência	500 m³/dia	1.000 m³/dia	2.000 m³/dia	4.000 m³/dia	10.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
Sul	PR - Compagas	01/08/2023	3,67	3,54	3,45	3,40	3,35	3,33	3,30
	SC - SCGÁS	01/07/2023	3,64	3,52	3,41	3,36	3,27	3,20	3,13
	RS - Sulgás	09/08/2023	3,68	3,39	3,20	3,11	2,99	2,92	2,81
Sudeste	SP - Gás Brasileiro	10/09/2023	3,85	3,71	3,53	3,28	3,13	2,96	2,81
	SP - Naturgy SPS	31/08/2023	4,35	4,04	3,73	3,38	3,17	2,87	2,68
	SP - Comgás	10/09/2023	3,41	3,40	3,24	2,86	2,83	2,51	2,40
	RJ - CEG	01/11/2023	4,06	3,92	3,81	3,63	3,41	3,18	3,04
	RJ - CEG Rio	01/11/2023	3,70	3,54	3,42	3,26	3,06	2,89	2,77
	ES - ESGás	01/11/2023	3,29	3,14	3,06	3,01	2,97	2,94	2,90
	MG - Gasmg	01/11/2023	4,29	3,78	3,52	3,35	3,25	3,22	3,20
Nordeste	BA - Bahagás	01/11/2023	2,67	2,61	2,56	2,53	2,51	2,46	2,43
	AJ - Algás	01/11/2023	2,57	2,51	2,44	2,41	2,30	2,23	2,18
	CE - Cegás	01/11/2023	3,45	3,44	3,39	3,36	3,35	3,23	3,15
	PB - Pbgás	02/11/2023	3,39	3,22	3,08	3,00	2,93	2,87	2,80
	PE - Copergás	01/11/2023	2,50	2,50	2,49	2,48	2,47	2,46	2,45
	SE - Sergás	01/08/2023	3,14	3,11	3,05	2,98	2,92	2,87	2,77
	RN - Potigás	01/10/2023	2,64	2,64	2,60	2,58	2,53	2,46	2,37
Centro Oeste	MS - Msgás	01/08/2023	3,66	3,51	3,19	3,02	2,92	2,89	2,87

Fonte: Distribuidoras gás natural e agências reguladoras estaduais - base: novembro/2023





Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG





Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

## Contribuições ABRACE

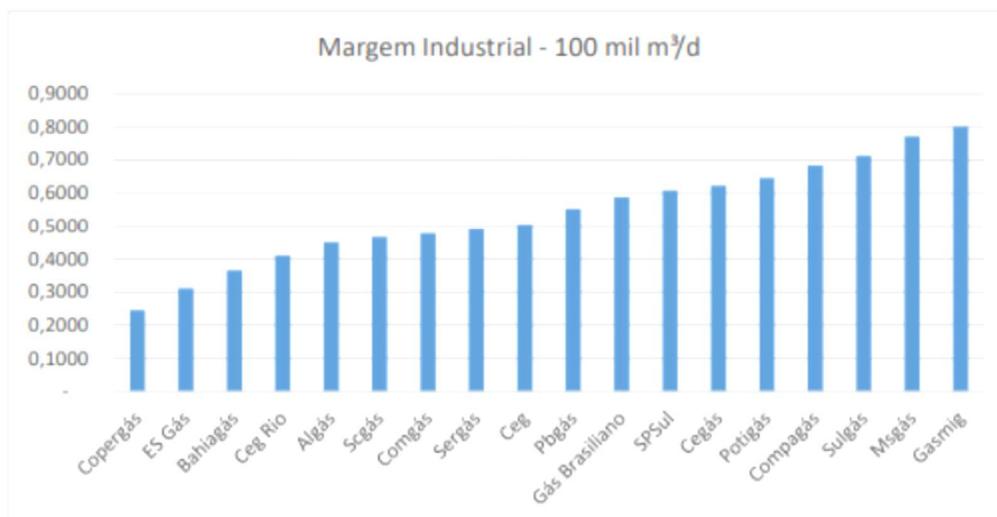
### TOMADA DE SUBSÍDIOS AGEPAR Nº 01/2023

Objetivo: coleta de contribuição sobre os aspectos positivos, negativos e pontos de atenção das diferentes alternativas para cálculo ou definição de: Opex/Odesp e Encargos do mercado livre e de comercialização; capital de giro; outras receitas; volume projetado; Capex.

Novembro de 2023

## 1. Contextualização

Historicamente, a Compagás apresenta uma das maiores margens de distribuição do país. Ao avaliar a margem média para o segmento industrial, para consumo de 100 mil m<sup>3</sup>/dia, a referida distribuidora encontra-se em 4ª maior margem, com valor de R\$ 0,68/m<sup>3</sup>, com base dos dados de outubro de 2023, conforme gráfico abaixo. Ou seja, a margem de distribuição do Paraná permanece como uma das maiores do país, mesmo com a recente redução da tarifa fruto da assinatura do contrato de concessão, em que houve uma redução promovida pela concessionária.



Ainda sob o aspecto histórico, cabe destacar que a distribuidora nunca foi submetida a um processo de revisão tarifária. Tal fato pode representar um dos principais fatores para geração de potenciais ineficiências da atividade e falta de competitividade frente às demais distribuidoras. Dessa forma, congratulamos a AGEPAR pela promoção da presente tomada de subsídios, no intuito de buscar melhor metodologia de cálculo de custos que compõem a margem, para a realização da primeira revisão tarifária da distribuidora.

Apesar dos esforços pela busca de redução das ineficiências da atividade de distribuição do estado paranaense, devemos rememorar que a prorrogação do contrato de concessão da Compagás, assinado em 2022, levou à incorporação do custo da outorga, valorado em R\$ 508 milhões, na sua base de remuneração de ativos. Tal medida premiou a distribuidora, ao permitir a transferência aos consumidores custos resultantes de negociações entre a empresa e o poder concedente para a manutenção

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

da atual concessão, que, por sua vez, não representam relação com a prestação da atividade em si.

E, sob o contexto geral da presente contribuição, importa mencionar que a falta de transparência da composição de custos atuais e históricos da atividade de concessão dificulta a identificação das melhores alternativas para o cálculo dos custos em discussão do presente processo regulatório. Dessa forma, sugerimos à Agência dar total publicidade aos custos históricos da distribuidora (OPEX, Investimentos e Base de ativos) permitindo a elaboração de análise crítica de impacto tarifário com base nos dados de custos reais da distribuidora, de forma a simular os custos de acordo com as alternativas levantadas. Assim, será promovida uma discussão mais transparente e com maior embasamento às partes interessadas.

Realizada a contextualização, seguem contribuições aos questionamentos levantados na presente tomada de subsídios.

## 2. Opex/Odesp e Encargos do Mercado Livre e de Comercialização

**Propostas de metodologias para a projeção dos Custos Operacionais (OPEX) e Outras Despesas, Gastos, e Receitas Irrecuperáveis (ODESP), considerando as seguintes alternativas:**

1. Utilizar o menor valor unitário da Compagas, atualizado, dos últimos 5 anos, considerando nos cálculos apenas custos essenciais para a prestação do serviço;
2. Cálculo do custo unitário eficiente uma empresa de referência, via análise envoltória de dados, a partir de amostra de outras empresas do setor;
3. Benchmarking com outras agências reguladoras, analisando-se, a partir de revisões tarifárias praticadas no setor, o menor custo unitário como referência;
4. Outras possibilidades.

Conforme evidenciado inicialmente, a distribuidora se destaca por representar uma das distribuidoras com maior margem média do país. Sob tal contextualização, o uso de custos históricos da própria companhia não representa o parâmetro mais adequado, caso se queira incentivar a promoção da eficiência e redução de custos. Isto posto,



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

entende-se que há necessidade de estabelecimento de parâmetros para incentivo à eficiência.

A aplicação de custo unitário de empresa de referência representa uma metodologia de elevada complexidade operacional, que exige da agência reguladora conhecimento aprofundado da atividade regulada, e possui elevada sensibilidade de resultado de acordo com as variações dos dados considerados. Tal medida, inclusive, já foi explorada pelo setor elétrico. Entretanto, em função de, além da citada complexidade, do descolamento dos resultados obtidos com a realidade das concessionárias, esta prática foi abandonada pela então agência reguladora, a ANEEL. Tendo em vista esta experiência, entendemos que esta alternativa não apresenta viabilidade operacional.

O uso do benchmarking com outras agências reguladoras/distribuidoras seria a melhor opção, contudo existem fatores que dificultam sua aplicação: a falta de transparência de informações e padronização sobre processos tarifários das demais distribuidoras brasileiras; a falta de mecanismos regulatórios pelos outros estados que promovam a busca pela eficiência da atividade de distribuição; número amostral pequeno, já que há poucas distribuidoras no país e algumas nunca sofreram um processo de revisão tarifária. Ademais, cabe rememorar que a comparação de uma distribuidora com outra estará sujeita a potenciais questionamentos quanto às particularidades de cada empresa e à realidade de mercado na qual está inserida a distribuidora, o que fragiliza a sua adoção.

Considerando as dificuldades expostas, entendemos que a melhor alternativa seja a combinação de metodologias 1 e 3, de modo a reduzir os aspectos negativos que elas apresentam. Detalha-se: sugerimos a adoção do menor custo unitário entre o histórico da distribuidora e o benchmark de outras distribuidoras. Para tanto, deve-se considerar a análise histórica dentro do prazo pré-estabelecido de 5 anos para ambas as comparações. Ademais, sugere-se a determinação do benchmark de outras distribuidoras como aquele menor custo unitário dentro do grupo de distribuidoras que apresentem semelhanças de mercado a operação. Busca-se, ao selecionar distribuidoras com características semelhantes de mercado e operação, reduzir o fator particularidade de empresa e mercado.

Dessa forma, será estabelecido o custo unitário teto exequível, ao compará-la com mercados semelhantes, e ao mesmo tempo, se dará o incentivo para que eventuais



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

reduções de custo sejam auferidas como receita à concessionária, considerando aplicação do Fator X. Por outro lado, caso a meta não seja alcançada por motivos de explícita ineficiência da concessionária, pode-se atribuir o risco de assunção do custo adicional à concessionária.

Adicionalmente, sugere-se estabelecer teto de gastos sobre custos gerenciáveis pela concessionária, dentre outros, a citar:

- Gastos com Diretoria e cargos de alta gestão comparando sempre com empresas de mesmo porte, necessariamente do setor privado.
- Mão de obra, manutenção, Marketing e vendas, por custo unitário com base em benchmarking de outras empresas do setor – conforme dados de agências reguladoras.

Não custa mencionar que qualquer desequilíbrio econômico-financeiro da concessionária será dada a possibilidade de realização de uma revisão extraordinária, de modo a estabelecer nova margem de distribuição, a partir de reconsideração de custos devidamente justificadas e comprovadas, e submetidas à análise pela Agência. Para tanto, sugerimos que o rito regulatório de consulta e audiência pública sejam realizados, em prol da participação dos agentes afetados, a citar, principalmente os consumidores, sob o princípio da transparência e modicidade tarifária.

**Propostas quanto aos direcionadores de custo para o cálculo dos custos unitários e projeção dos custos totais ao longo do ciclo, considerando as seguintes alternativas:**

1. Utilizar apenas o volume distribuído como direcionador de custo;
2. Utilizar apenas a extensão da rede como direcionador de custo;
3. Outras possibilidades.

Anteriormente à discussão sobre definição de direcionadores de custo, cabe destacar que a Compagás possui pequena rede de distribuição, e extremamente reduzido volume distribuído. Sobre este último aspecto, importa mencionar que houve, inclusive, recente movimento de migração de consumidores para energéticos alternativos, como o GLP, por exemplo. Trata-se de um movimento contraintuitivo, visto que o GLP é um energético que, além de exigir investimentos para conversão das indústrias, historicamente apresenta custo de cerca de 30% superior quando comparado ao gás

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

natural. Este deslocamento de demanda somente reforça a necessidade urgente de redução de custos do gás natural canalizado.

No que concerne à composição do custo operacional, é possível separar em três grupos principais de custos:

- Comercial: que compõe toda a atividade de venda, relacionamento com cliente, gestão de contratos de compra e venda de gás, etc;
- Operação e Manutenção (O&M): atividade operacional do negócio da distribuidora, visando a manutenção do pleno funcionamento dos ativos que compõe a malha de distribuição;
- Administração: demais custos, não relacionados diretamente à atividade fim de movimentação de gás, entretanto fundamental para o funcionamento da empresa.

Ao avaliar o custo operacional sob esta composição, é possível verificar a correlação de cada componente com distintos fatores.

Os custos comerciais são diretamente proporcionais à quantidade de consumidores, levando à adoção do seguinte indicador:

$$I_{\text{CustoCOM}} = \frac{\text{CustoComercial}}{n^{\circ} \text{ clientes}}$$

Onde:

$I_{\text{CustoCOM}}$ : Indicador de custo comercial;

*CustoComercial*: Custo operacional específico à atividade comercial;

$n^{\circ} \text{ clientes}$ : Número de usuários atendidos.

Ao desenvolver tal indicador, é possível ainda especificá-lo por diferentes classes de consumidores (residencial, comercial, industrial, térmico, etc.) e por mercados (cativo e livre). Trata-se de aprofundamento que pode ser desenvolvido por esta Agência para agregar ainda mais valor e respaldo sobre avaliação da eficiência da prestação de serviço da distribuidora.

Os custos com O&M, por sua vez, são proporcionais ao volume distribuído, levando ao seguinte indicador:

Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

$$I_{CustoO\&M} = \frac{CustoO\&M}{Volume}$$

Onde:

$I_{CustoO\&M}$ : Indicador de custo com operação e manutenção;

$CustoO\&M$ : Custo operacional específico à operação e manutenção;

$Volume$ : Volume distribuído na malha de distribuição.

E, por fim, os custos de administração variam de acordo com os custos dos itens anteriores.

$$I_{CustoADM} = \frac{CustoADM}{CustoComercial + CustoO\&M}$$

Onde:

$I_{CustoADM}$ : Indicador de custo com administração.

Dessa forma, sugerimos a análise de indicadores de forma separada, de acordo com cada item de custo de composição dos custos operacionais.

Em complemento, cabe mencionar a necessidade de separação dos custos da atividade de distribuição com a de comercialização. Tal medida proporcionará maior transparência na composição da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) aplicável aos consumidores livres, assim como minimizará prática de subsídios cruzados entre os mercados cativo e livre.

**Propostas quanto à classificação dos custos, despesas e encargos associados à atividade de Comercialização de Gás do Mercado Cativo (Encargos de comercialização) e associados à gestão do Mercado Livre (Encargos de Gestão do Mercado Livre).**

No que concerne aos encargos de comercialização, entende-se que deve levar em consideração todos os custos relacionados à referida atividade, a citar:

I – Gestão de aquisição de gás natural e transporte, incluindo as penalidades impostas nos contratos e compra e venda firmado entre a concessionária e supridor(es) e transportador(es) de gás natural.

II – Comunicação e marketing.



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

III – Despesas de pessoal da diretoria comercial.

IV – Despesas de pessoal do centro de custo de suprimento de gás natural.

V – Despesas jurídicas relacionadas com a comercialização e ativos utilizados especificamente para este fim.

VI – Custos relacionados aos ativos usados para o desenvolvimento da atividade de comercialização.

Ressalta-se que o referido rol representa uma listagem não exaustiva, podendo incluir outros custos relacionados à atividade de comercialização. E tais custos devem ser expurgados da composição da TUSD, uma vez que a distribuidora deixará de exercer a atividade de comercialização a este agente.

No que concerne aos custos de gestão do mercado livre, entendemos que não há custos adicionais à distribuidora e, portanto, não há despesas associadas à Gestão do Mercado Livre. A relação operacional entre consumidores e distribuidora não muda no mercado livre. Haverá, assim como no mercado cativo, gestão da programação da movimentação de gás.

Cabe mencionar que a atividade de comercialização no ambiente livre de mercado é de livre competição, cabendo ao agente comercializador efetivar a gestão dos contratos dos agentes livres. Quanto à necessidade de balanceamento, caberá ao transportador contratado efetivar tal atividade ao consumidor livre, caso o consumidor livre opte pelo suprimento de gás via transporte. Caso contrário, se a origem do suprimento se der na própria malha de distribuição, caberá à distribuidora o exercício do balanceamento.

Sob este aspecto, vislumbra-se a necessidade de elaboração de um acordo operacional na qual os agentes assinantes, a citar, o transportador e a distribuidora, estabelecem os procedimentos operacionais, como balanceamento, qualidade de gás, etc., aos devidos agentes e viabilizam o fluxo informacional entre as malhas, no sentido de evitar qualquer transferência de responsabilidades a agentes como consumidor e comercializador, que não detêm qualquer poder de gestão de aspectos operacional. Frente às tais medidas, de modo a endereçar responsabilidades aos devidos agentes, não restam justificativas para manter a cobrança de custos adicionais aos agentes livres.



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

**Propostas quanto ao tratamento dos casos de leasing.**

No que concerne aos casos de leasing, trazemos um ponto de reflexão em relação à destinação da aplicação deste custo. Caso a prática de leasing seja dada especificamente para atendimento ao mercado cativo, sugerimos a separação da contabilização de referidos custos, de forma a considerá-la somente na contabilização tarifária aos consumidores cativos, de forma a evitar práticas de subsídios cruzados entre mercados.

**Propostas de critérios quanto à classificação de outras despesas, gastos e receitas irrecuperáveis.**

Sugerimos adoção nos mesmos moldes conforme sugerido na contabilização de custos com Opex. Para tanto, reforçamos a necessidade de consideração de custos essenciais para o desenvolvimento da atividade de distribuição, com incentivo à eficiência e redução dos referidos custos.

Extremamente importante que a metodologia a ser definida para revisão tarifária defina uma forma padronizada de como os dados serão apresentados pela distribuidora. Deve-se construir uma planilha com a estratificação de cada linha de OPEX, valores históricos e pleito.

### 3. Capital de Giro

**Propostas de metodologias para a projeção do Capital de Giro (CG) necessário, considerando as seguintes alternativas:**

1. Utilizar fórmula do capital de giro líquido obtida via Ativo Circulante menos Passivo Circulante;
2. Utilizar fórmula da necessidade de capital de giro, obtida via Ativo Operacional Circulante menos Passivo Operacional Circulante;
3. Outras possibilidades.

Tendo em vista a eficiência econômica e modicidade tarifária, entendemos que a regulação incentive adoção de metodologia que mantenha a variação do capital de giro em seus níveis mínimos.

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

De modo complementar, propostas quanto à seleção da amostra para o cálculo do capital de giro, considerando as seguintes alternativas:

1. Cálculo a partir do ano em que a Compagas foi mais eficiente na gestão do ciclo financeiro, dentro de uma janela temporal de 5 anos;
2. Cálculo a partir de uma empresa eficiente na gestão do ciclo financeiro, a partir de amostra de outras empresas do setor;
3. Outras possibilidades

Sem contribuições.

#### 4. Outras receitas

Proposta de critério para projeção de Outras Receitas (OR), sendo aquelas classificadas como acessórias, correlatas ou extraordinárias, considerando as seguintes alternativas:

1. Percentual de receita operacional estimada para o ciclo tarifário;
2. Percentual de volume distribuído estimado para o ciclo tarifário;
3. Outras possibilidades.

Para cálculo da projeção de outras receitas, sugerimos adoção de melhores práticas da distribuidora, com comparação ao benchmarking de outras concessionárias, de modo a estabelecer o resultado mais benéfico aos consumidores. Objetiva-se, dessa forma, incentivar a distribuidora pela busca de medidas de maximização de receita, com modicidade tarifária.

Em complemento, cita-se a regulação do setor elétrico, estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. No seu submódulo [2.7](#) é estabelecida a metodologia a ser utilizada para definição do tratamento regulatório de outras receitas nas Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (RTP).

Sugere-se adoção de seus procedimentos como benchmark regulatório acerca do tratamento de outras receitas, de forma a incluir tratamento regulatório para conversão de parte das receitas em modicidade tarifária. Além disso, sugere-se a separação deste



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

item de receita em duas classificações, em analogia ao que é adotado pela ANEEL, conforme sua natureza: (i) receitas inerentes ao serviço de distribuição de gás; e (ii) receitas de outras atividades empresariais.

As outras receitas inerentes ao serviço de distribuição gás (i), conforme o próprio termo descreve, são receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento e movimentação de gás. Encontram-se nessa categoria as receitas faturadas com serviços cobráveis, cujo tratamento regulatório deverá ser estabelecido em regulação. As atividades acessórias (ii), por sua vez, são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão ou permissão, exercida por sua conta e risco. Este último pode ser dividido em 2 subgrupos: atividades acessórias próprias, que são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização; e atividades acessórias complementares, que são aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de gás natural e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da concorrência.

**Proposta de critérios para a classificação contábil de receitas que passarão a ser classificadas como acessórias, correlatas ou extraordinárias.**

A definição de atividades, e consequentemente receitas, classificadas como acessórias, correlatas ou extraordinárias deve ser dada em uma regulação específica, de modo a submeter por constante avaliação e atualização pela agência, com prévia realização de consulta e audiência públicas, para participação dos agentes interessados. Cita-se, novamente, como benchmark regulatório o procedimento estabelecido pela ANEEL, por meio do submódulo 2.7 do PRORET.

**Proposta de critério para a definição de lista de atividades executadas pela Concessionária e ligadas aos Serviços Locais de Gás Canalizado que poderão ser geradoras de receitas acessórias, correlatas ou extraordinárias.**

A definição de atividades, e consequentemente receitas, classificadas como acessórias, correlatas ou extraordinárias deve ser dada em uma regulação específica, de modo a submeter por constante avaliação e atualização pela agência, com prévia submissão de consulta e audiência públicas, para participação dos agentes interessados.

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

## 5. Volume projetado

Propostas de metodologias para a projeção do volume total distribuído, considerando as seguintes alternativas:

1. Projeção baseada em valores passados do volume distribuído, considerando os investimentos previstos para o próximo ciclo tarifário;
2. Modelagem econométrica considerando a oscilação da demanda em função do preço dos bens substitutos, complementares e demais eventos que possam afetar o volume distribuído;
3. Outras possibilidades.

Para determinação da projeção do volume total distribuído, sugere-se consulta prévia da Agência com os grandes consumidores, e de projeção do volume para pequenos consumidores, com base na série histórica. A tratativa diferenciada para os grandes consumidores se faz necessário em função do potencial impacto na referida projeção, podendo também levar em consideração os contratos de suprimento firmados por estes agentes. Entretanto, deve-se atentar sobre o prazo de vigência destes contratos, que podem ser inferiores ao prazo de projeção. Portanto, o contato direto com estes agentes se torna a melhor alternativa.

Além disso, deve-se acrescer os volumes adicionais previstos nos investimentos. Conforme será descrito a seguir, cada projeto de expansão deve ser acompanhado da previsão de volume adicional.

## 6. CAPEX

Propostas de metodologia para a avaliação dos investimentos a serem realizados pela prestadora de serviços para fins de revisão tarifária, considerando as informações (por exemplo, descrição da demanda, datas estimadas de início e finalização, cronograma de desembolso, entre outros) e documentos (a exemplo de projetos executivos, estudos de impacto, estudos técnicos de viabilidade, licenças necessárias, orçamentos, compatibilização dos custos com custo unitário histórico, entre outros) que devem ser encaminhados pela concessionária para a entidade reguladora.



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Inicialmente, entendemos que o plano de investimentos da distribuidora deve trazer detalhamento para cada projeto:

- Valor do projeto
- Composição dos custos
- Análise dos custos orçados x custos históricos
- Cronograma físico e financeiro
- Projeção da demanda que será agregada pelo projeto
- Cálculo do custo marginal do projeto em relação a margem bruta da distribuidora

Para avaliação dos investimentos realizados, sugerimos a realização de processo de fiscalização a cada ciclo tarifário para averiguação dos valores e projetos orçados x realizados, com emissão de laudo de fiscalização de todos os ativos da concessionária, a ser emitido pela própria agência ou empresa terceirizada, sem vínculo com a distribuidora. Os projetos aprovados que não foram executados devem ser glosados da tarifa no ciclo seguinte. Dessa forma, garante-se a ratificação dos ativos declarados pela concessionária. E tal documento poderá servir para determinação do nível de Capex do ciclo tarifário a iniciar.

Em adição, para investimentos em andamento, entende-se como melhor prática regulatória a consideração dos referidos ativos na base remuneratória de ativos somente a partir da comprovada entrada em operação. Dessa forma, gera-se o incentivo para que a distribuidora realize os devidos investimentos em tempo hábil, sem atribuir custos adicionais aos consumidores.

A medida aqui proposta é atribuível às questões a seguir.

**Propostas de como deve ser realizado o acompanhamento periódico dos investimentos previsto versus investimentos realizados, bem como método de rastreabilidade do investimento proposto até sua execução e posterior consideração para fins de composição da base de ativos regulatório, considerando as informações essenciais e necessários a serem encaminhadas pela concessionária para a entidade reguladora.**

A distribuidora deve enviar relatório periódico à Agepar sobre o andamento dos investimentos aprovados, discriminando o cronograma físico-financeiros orçado versus o realizado. Quaisquer desvios devem ser justificados. Ao fim do ciclo, deve ser



Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

realizada auditoria por empresa independente para verificação *in loco* dos investimentos realizados para determinação na base de ativos do ciclo posterior, bem como para possível redução da tarifa devido a investimentos aprovados não realizados.

**Propostas do tratamento a ser dispendido nos casos de obras e conversões em andamento e respectivos juros sobre obras em andamento (JOA) e despesas capitalizáveis.**

Sem contribuições

**Propostas do tratamento no caso de não execução integral ou execução parcial dos investimentos previstos para o ciclo tarifário (ajuste compensatório quanto aos subinvestimentos).**

Conforme exposto, no caso de investimentos não realizados (total ou parcialmente) dentro do ciclo devem ser compensados no ciclo seguinte por redução da tarifa. Para isso, a Agepar deve identificar o montante aprovado não investido e trazer a valor presente pela taxa WACC do ciclo vigente. Este montante deve ser abatido da receita calculada para o ciclo posterior.

Nota-se, ainda, que caso os investimentos realizados tenham custo superior ao aprovado, os valores acima do orçamento devem ser glosados para fins de incorporação à base de remuneração regulatória.

**Propostas quanto aos critérios para consideração pela entidade reguladora de possíveis investimentos a mais realizados pela concessionária, observados os critérios de prudência, razoabilidade e modicidade tarifária.**

Todos os investimentos devem passar pelo crivo da Agepar e objeto de consulta pública dentro do processo de revisão tarifária. Quaisquer investimentos que fujam desse rito, extraordinariamente, devem ter anuência prévia da Agepar, sendo passíveis de consulta pública específica.

Caso a distribuidora não cumpra com esse rito, esta teria o risco de não incorporar os ativos à base remuneração regulatória. Nota-se, que a distribuidora não poderia "trocar" investimentos dentro do ciclo a seu exclusivo critério.

**Propostas de metodologia quanto à outras possibilidades não mencionadas nos itens anteriores quanto ao CAPEX.**



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Considera-se essencial revisar as margens aplicadas à tarifa aos consumidores entre o período 2022 e 2024, considerando a cláusula décima do contrato de concessão. Em seu item 10.3, o referido documento prevê aplicação de remuneração da BRRL pela taxa WACC, conforme transcrição:

*"10.3 A lista resumida dos ativos que compõem a BAR inicial consta do Anexo 04 - Laudo de Inventário Inicial e do Anexo 07 - BRRL Inicial e a lista completa será homologada pela AGEPAR. A BRRL inicial, descrita no Anexo 07, contempla os investimentos líquidos realizados até 31 de dezembro de 2021 e será acrescida dos montantes relativos aos investimentos e amortizações realizados entre 01/01/2022 e 06/07/2024, todos atualizados monetariamente pela variação do IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo e remunerados pela taxa WACC, conforme item 10.17 até 06/07/2024, sendo amortizados a partir de 07/07/2024."*

Dessa forma, solicitamos recontabilização da margem, considerando a aplicação do WACC fixado em 9,125% a.a., conforme item 10.3.1 do contrato, e devolução dos eventuais montantes adicionais aplicados às tarifas ao consumidor no ciclo tarifário, em modicidade tarifária.

## 7. Outras Contribuições

**Análise de impacto:** reforça-se a necessidade de análise aprofundada pela AGEPAR das alternativas expostas, com simulações dos dados reais da distribuidora, para melhor avaliação de impacto tarifário ao consumidor.

**Transparência:** adicionalmente, solicitamos que o processo de determinação da metodologia, assim como a realização da revisão tarifária seja dada com a devida transparência e publicidade dos dados, com a prévia realização de consulta e audiência pública, para recebimento de contribuição das partes interessadas.

**Depreciação:** em complemento ao item anterior, faz-se necessário promover transparência sobre a composição da depreciação nas revisões, de forma a apresentar detalhadamente os ativos e sua base temporal considerada para cálculo.

**Fator X explícito:** sugerimos adoção da metodologia do Fator X durante os ciclos tarifários. Seu processo deve se dar de forma explícita, com transparência das fórmulas e cálculos, para viabilidade de reprodução pelos demais agentes interessados. Busca-



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

se, dessa maneira, promover processo tarifário com respaldo técnico, modicidade tarifária e incentivo à eficiência econômica na atividade de distribuição.



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Curitiba, 17 de novembro de 2023.

À  
**AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DELEGADOS DO PARANÁ - AGEPAR**  
A/C Senhor Diretor Reinhold Stephanes

**Ref.: Contribuições à Tomada de Subsídios nº 001/2023**

**SINDICATO DA INDÚSTRIA DO PAPEL, CELULOSE E PASTA DE MADEIRA PARA PAPEL, PAPELÃO E DE ARTEFATOS DE PAPEL E PAPELÃO DO PARANÁ - SINPACEL**, entidade sindical de primeiro grau com sede na Rua Brigadeiro Franco, n. 3.389, Rebouças, Curitiba/PR, CEP 80250-030, inscrito no CNPJ sob o n. [REDACTED], e **SINDICATO DAS INDÚSTRIAS DE VIDROS, CRISTAIS, ESPELHOS, CERÂMICA DE LOUÇA, PORCELANAS, PISOS E REVESTIMENTOS CERÂMICOS NO ESTADO DO PARANÁ - SINDILOUÇA**, entidade sindical de primeiro grau com sede na Rua XV de Novembro, n. 2.535, Campo Largo/PR, CEP 83601-030, inscrito no CNPJ sob o n. [REDACTED] vem apresentar suas contribuições à Tomada de Subsídios n. 1/2023, promovida por esta d. Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Paraná - AGEPAR, e que tem por objeto "Metodologias a serem utilizadas na 1ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) do serviço de distribuição de Gás Canalizado no Estado do Paraná".

O SINPACEL e o SINDILOUÇA aproveitam a oportunidade para congratular a AGEPAR pela iniciativa, e para renovar seus votos de elevada estima e consideração por V. Sa.

Atenciosamente,

Fábio Germano  
SINDILOUÇA

Rui Brandt  
SINPACEL



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

### I. INTRODUÇÃO

SINPACEL e SINDILOUÇA vêm à presença desta Agência Reguladora **endossar as contribuições apresentadas pela Federação das Indústrias do Estado do Paraná - FIEP**, e apresentar suas considerações.

Atualmente, supera R\$0,90 a margem praticada pela Concessionária nas tarifas cobradas dos consumidores industriais que utilizam o gás como energético, que, conjuntamente, representam mais da metade do consumo de gás no Estado do Paraná. Essa margem é especialmente prejudicial à competitividade dos segmentos ceramista e de papel e celulose, tendo em vista que muitas dessas empresas têm no gás natural seu principal energético.

Com efeito, as elevadas margens praticadas pela COMPAGÁS vêm levando algumas empresas desses segmentos a substituir o gás natural por GLP, e a tendência é que esse processo de substituição da fonte energética se intensifique caso não haja efetiva regulação do monopólio distribuidor, e mitigação dos efeitos de suas práticas anticoncorrenciais.

Ressalta-se a extrema importância de que a **metodologia de revisão tarifária** a ser adotada pela AGEPAR na primeira revisão seja, uma vez delineada pelas áreas técnicas, submetida a consulta pública antes de sua aprovação pelo Conselho Diretor.

Igualmente, é imperioso que o **Plano de Negócios da COMPAGAS seja tornado público** e colocado em consulta pública pela Agência Reguladora. A devida análise deste documento e de suas projeções de volume, seu plano e cronograma de investimentos, etc. é essencial para uma adequada regulação do monopólio distribuidor.

### II. AUDITORIA E HOMOLOGAÇÃO DA BASE DE ATIVOS

#### III. A COMPAGÁS CONFOSSOU QUE SUA BASE DE ATIVOS FOI MAJORADA EM PREJUÍZO DOS USUÁRIOS. AGEPAR DEVE QUANTIFICAR O RESPECTIVO PASSIVO E ABATÊ-LO DA BRRL-0.

A base de ativos da Concessão precisa ser auditada e homologada pela AGEPAR, extirpando-se, inclusive, os efeitos anticoncorrenciais de sua majoração pelo Termo Aditivo de 2002 ao Contrato de Concessão originário, conforme já denunciado pelos Sindicatos a esta Agência Reguladora (e perante o Poder Judiciário) em mais de uma oportunidade.

Uma parcela dos efeitos dessa majoração se fazem sentir na base de remuneração regulatória inicial do Novo Contrato, pois o ativo não depreciado do período contratual anterior está incluído no Ativo financeiro existente em 31 de dezembro de 2021 e que será incluído na BRRL.

Como é de conhecimento da AGEPAR, em sede de inquérito civil público instaurado (n. 0046.22.089663-6), a COMPAGÁS confessou a majoração artificial de sua base de ativos

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

por meio da troca do prazo de depreciação dos ativos em rede (de 10 para 30 anos), quando da celebração do Termo Aditivo de 2002.

A COMPAGAS apresentou documentos que revelam que a proposta de mudança do prazo de depreciação partiu de "discussões com representantes da alta gerência" da Concessionária com o **Consórcio Diamante** (então encarregado de assessorar na privatização da COPEL, que era e continua sendo a controladora da COMPAGAS). É fato incontroverso, hoje, portanto, que a própria concessionária monopolista, deliberadamente, **sugeriu a troca da taxa de depreciação tendo como objetivo a valorização da empresa**, tendo em vista que essa troca geraria aumento de seus lucros e valorizaria a COPEL:

Com base nas análises realizadas para a estimativa preliminar de valor da Compagás, o Consórcio identificou alguns aspectos específicos relativos à regulamentação aplicável à empresa que produzem impactos negativos no valor econômico do negócio, com potenciais reflexos sobre a atratividade de investimentos para o setor no longo prazo. Tais aspectos estão fundamentalmente associados à regra de reajuste tarifário estabelecida no Contrato de Concessão da Compagás. Não obstante, a partir de discussões com representantes da alta gerência da empresa e da análise preliminar do Contrato de Concessão, o Consórcio entende que o Estado, em comum acordo com a Compagás, poderia promover alguns ajustes à fórmula de reajuste tarifário de modo a otimizar o nível de rentabilidade do negócio e o volume de investimentos de longo prazo.

Neste sentido o Consórcio recomendou a formalização de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, em comum acordo entre Estado e COMPAGAS, visando: i) exclusão do gás destinado a geração termelétrica e

**Companhia Paranaense de Gás COMPAGAS**  
Rua Pasteur 463 7.º andar Conj. 701 Batel CEP 80250-080  
Fone 41 312-1900 Fax 41 312-1922 Curitiba Paraná  
E-mail: compagas@compagas.com.br  
CNPJ 00.535.681/0001-92 Inscr. Estadual 100.05272-50



cogeração dos volumes e preços utilizados para definição de tarifa máxima, em razão das características especiais dos contratos de suprimento e do atendimento a esses consumidores e ao grande esforço do Governo Federal de trazer soluções para a crise energética por que passa o país; e ii) **redução na taxa de depreciação das redes de distribuição, de 10 para 3,33% aa**, de forma a compatibilizá-la com a vida útil de tais ativos, a exemplo do que ocorre com outras concessionárias.



Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Os documentos apresentados pela COMPAGÁS ao Ministério Público do Estado do Paraná, no âmbito do Inquérito Civil instaurado pela Promotoria de Defesa do Consumidor, dão conta de que a referida troca do prazo de depreciação **teve por objetivo aumentar os lucros do monopólio distribuidor, sob a falsa justificativa de que tal medida seria benéfica aos usuários**, supostamente reduzindo as tarifas.

**A própria COMPAGAS reconheceu perante o MP/PR que a troca do prazo, longe de representar qualquer benefício aos usuários, na verdade representou aumento da margem bruta de distribuição da concessionária** (Doc. Fato Novo 2.2; Doc. Fato Novo 2.5):

“Se, por um lado, a alteração do prazo de depreciação teve o condão de alterar ao longo do tempo o comportamento da margem bruta de distribuição que a Companhia teria direito, por outro lado, em nenhum momento essa margem autorizada foi atingida”. (Doc. Fato Novo 2.2 - Resposta da COMPAGAS ao MP, p. 3)

A COMPAGÁS, como se vê, reconheceu os efeitos deletérios aos usuários decorrentes da troca da taxa de depreciação, mas contra-argumentou no sentido de que - a despeito do prejuízo aos usuários - não haveria prejuízo pois a Concessionária seria credora de um suposto e fictício crédito de mais de **R\$2.861.148.932,00 (dois bilhões e oitocentos e sessenta e um milhões e cento e quarenta e oito mil e novecentos e trinta e dois reais)**, fundado na Conta de Tarifas a Compensar - CTC, **montante maior que os efeitos anticoncorrenciais do Termo Aditivo de 2001 suportados pelos usuários**.

A CTC corresponderia à diferença entre a tarifa autorizada e a tarifa praticada. Contudo, no âmbito da prorrogação do contrato de concessão no final de 2022, o pleito da COMPAGAS perante o Poder Concedente para a recuperação desse suposto crédito (CTC) era OITO VEZES MENOR, de **R\$ 354.925.370,42 (trezentos e cinquenta e quatro milhões e novecentos e vinte e cinco mil e trezentos e setenta reais)**, e, ao cabo, a COMPAGÁS transigiu junto ao Governo do Estado (às escuras e em procedimento sigiloso e desprovido de qualquer consulta pública) e acordou-se o **arbitramento e indenização desse suposto crédito da COMPAGAS constante da CTC em montante ainda menor, de R\$ 98.000.000,00 (noventa e oito milhões de reais)!!!**

Dessa forma, o contra-argumento apresentado pela COMPAGÁS não mais pode prosperar, pois é evidente que ela não é - e nunca foi - credora de um suposto crédito bilionário em face dos usuários.

**Resta agora à AGEPAR quantificar o prejuízo sofrido pelos usuários em decorrência da troca do prazo de depreciação, e abater o crédito dos usuários da BRRL inicial.**

## **II.II. EXCESSO TARIFÁRIO ENTRE 2022 E 2024 DEVE SER ABATIDO DA BRRL-0**

Como já apontado na manifestação da FIEP desta mesma data a propósito do novo contrato de concessão e de sua cláusula 10.3, as tarifas praticadas pela COMPAGAS desde 1º



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

de janeiro de 2022 estão elevadas indevidamente, motivo pelo qual deverão ser considerados créditos em favor dos usuários na primeira revisão periódica.

Ora, como o Novo Contrato (cláusula 10.3) determinou a correção pelo IPCA e remuneração pelo WACC (e não pelo IGP-DI e taxa anteriormente vigente), entre 01/01/2022 e 06/07/2024, do ativo financeiro existente em 31 de dezembro de 2021, a ser recuperado nos 30 anos de contrato, é matematicamente certo que uma relevante parcela do investimento da Concessionária que estava sendo remunerado a 20% a.a. nas tarifas vigentes deve ser eliminado das tarifas vigentes, sob pena de o mesmo investimento ser remunerado, no intervalo mencionado, simultaneamente por duas taxas, 20% e 9,125%, o que seria um completo e absurdo despropósito.

Assim, a toda evidência, será essencial, na RTP, calcular os passivos regulatórios a serem adicionados à base de remuneração a ser considerada no primeiro ciclo do novo contrato, pertinentes à exclusão do cálculo das margens vigentes, em benefício dos usuários, tanto da depreciação como da remuneração relativa à base de investimentos existentes em 31 de dezembro de 2021, especialmente no tocante aos montantes relativos aos ativos financeiros.

10.3 A lista resumida dos ativos que compõem a BAR inicial consta do Anexo 04 – Laudo de Inventário Inicial e do Anexo 07 – BRRL Inicial e a lista completa será homologada pela AGEPAR. A BRRL inicial, descrita no Anexo 07, contempla os investimentos líquidos realizados até 31 de dezembro de 2021 e será acrescida dos montantes relativos aos investimentos e amortizações realizados entre 01/01/2022 e 06/07/2024, todos atualizados monetariamente pela variação do IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo e remunerados pela taxa WACC, conforme item 10.17 até 06/07/2024, sendo amortizados a partir de 07/07/2024.

10.3.1 Para fins desta cláusula, a taxa WACC utilizada será fixa de 9,125% ao ano, considerando como data base 01/01/2022.

### **II.III. DEVE SER ABATIDO DA BRRL-0 O RESTANTE DO CRÉDITO DOS USUÁRIOS DECORRENTE DA RECUPERAÇÃO TRIBUTÁRIA DE PIS COFINS SOBRE O ICMS**

No âmbito da negociação do Novo Contrato de Concessão, a AGEPAR devidamente registrou por escrito que a quantificação e destinação do crédito recuperado pela Concessionária junto à Receita Federal (pela exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS) é uma questão regulatória, objeto de Consulta Pública que ainda pendia de decisão pela Agência Reguladora.

Uma vez que o Estado do Paraná e a Concessionária acordaram a devolução aos usuários de somente parte do crédito recuperado, com abatimento de supostos encargos tributários (principalmente Imposto sobre a Renda), é importante que a AGEPAR quantifique o crédito dos usuários, determinando à Concessionária a devolução integral dos valores devidos, ou, se for o caso, apurando e quantificando os encargos tributários não repassados à tarifa.



Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Com efeito, a quantificação do crédito dos usuários no âmbito das tratativas para a renovação da Concessão ocorreu de forma equivocada. O Novo Contrato não prevê a restituição da integralidade do crédito dos usuários, correspondente este ao **valor da habilitação de crédito compensável da COMPAGÁS perante a RFB**, indicado nas Demonstrações Financeiras da Concessionária dos anos de 2019 e 2020, de **R\$143,618 milhões**. Após prever a "reversão ao mercado da componente de margem auferida pela Concessionária com a recuperação do crédito de PIS/COFINS sobre ICMS" (cl. 10.12), o Novo Contrato previu apenas R\$ 93.106.400,97 a título de restituição, conforme seu Anexo 07.

A AGEPAR, na sua função institucional de zelar pelos direitos dos usuários, não pode considerar "quitado" o correspondente passivo regulatório da Concessionária em função de Transação entre o Estado e a Concessionária, na medida em que faltou a participação em tal ato de quem zelasse pelos interesses dos usuários.

**A AGEPAR alertou o Governo de que a apuração do crédito é de sua competência e que o Estado sequer detinha competência legal para defender, no caso, em nome próprio, direito alheio.** Além disso, observou que a Agência Reguladora é que deveria decidir, em procedimento público com participação popular, a forma de restituição do PIS/COFINS (e principalmente, acrescente-se, a quantificação desses valores), e não o Governo e a Concessionária, e, pior, longe dos holofotes.

Eis o teor da Informação Técnica nº 101/2022, da Coordenadoria Jurídica da Diretoria de Normas e Regulamentação da AGEPAR, emitida no âmbito do processo de renovação da concessão:

Isto posto, tem-se que a titularidade dos créditos oriundos da inclusão do ICMS sobre a base de cálculo do PIS/COFINS, no caso do serviço público de distribuição e comercialização de gás canalizado, é dos usuários.

O item 10.12 acima, *prima facie*, conferiu a solução regulatória da celeuma. Todavia, sem adentrar ao mérito da opção apresentada na minuta do Contrato, é recomendável que a definição da forma como se dará a restituição dos valores seja realizada por esta Agência Reguladora, inclusive em respeito ao processo de tomada de subsídios já realizado e pela existência, no ciclo regulatório, de outros mecanismos de participação social que permitem a formação de uma decisão consensuada e não unilateralmente imposta.

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Não se pode olvidar, ainda, que a matéria é controversa, havendo interesses contrapostos das partes envolvidas, o que **recomenda a atuação da Agência, como terceiro imparcial**, na mediação do conflito. Competência essa expressamente elencada no seu diploma de regência (art. 3º, *caput*, da LCE n.º 222/2020).

Finalmente, cabe ressaltar mais uma vez, **na medida que o crédito é de titularidade dos usuários e não do Estado do Paraná, que a formação de um consenso, com ampla participação social, é altamente recomendável.**

Evidente, portanto, que a Agência Reguladora precisa conferir a suficiência dos valores que estão sendo repassados aos usuários, abatendo-se o crédito remanescente dos usuários da BRRL-0.

**II.IV. O PRÊMIO PELA OUTORGA NÃO DEVE SER INCLUÍDO NA BRRL-0**

A inclusão do valor pago pela outorga na base de remuneração dos investimentos da Concessionária impacta, de forma absolutamente maléfica, a margem bruta de distribuição nos 30 anos de contrato, aumentando, ainda mais, uma das margens mais elevadas do país.

A inclusão do valor pago pela Outorga na BRRL surte um impacto tarifário enorme aos usuários do Estado do Paraná, o que reduz expressivamente a competitividade das indústrias, especialmente das associadas dos sindicatos que ora manifestam. Importante ressaltar que a inclusão do valor pela outorga é um dos fatores que ensejam que as tarifas de gás no Estado de Minas Gerais sejam uma das únicas que se aproximam dos valores praticados pela COMPAGÁS.

Além disso, uma vez que não há na legislação do gás federal ou estadual previsão de que os valores pagos pela outorga devem ser vinculados a obras de infraestrutura relacionadas à distribuição de gás natural, é ilegal atribuir aos usuários o ônus financeiro consubstanciado na inclusão da cifra na BRRL. Sem uma tal vinculação, a inclusão do prêmio de outorga na BRRL resulta em um "empréstimo" que o Governo do Estado toma da distribuidora às custas dos usuário, sem que haja qualquer caráter contraprestacional nesse componente da margem de distribuição.

**A outorga em nenhuma hipótese pode ser contemplada na brrl pelo valor de R\$508 milhões, pois só houve efetivo desembolso de R\$410 milhões.** Isso porque o Estado do Paraná permitiu à Concessionária abater do prêmio pela outorga o suposto crédito que seria fundado na CTC, acima explicado.

Por todos estes motivos, sugere-se que um dos aspectos a serem debatidos no âmbito da metodologia da revisão tarifária seja pertinente aos motivos e fundamentos para inclusão do prêmio pela outorga no valor das tarifas, assim como, na remota hipótese de se admitir tal inclusão, acerca do valor que deverá ser reconhecido.



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

PRE-C 819/2023

Curitiba 17 de novembro de 2023.

Ao Senhor Reinhold Stephanes  
Diretor-Presidente da AGEPAR  
Rua Marechal Deodoro, 1600, Alto da XV  
Curitiba - PR  
CEP 80.045-090

Assunto: **Contribuições sobre as metodologias a serem utilizadas na 1ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) do serviço de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná.**

Referência: **Tomada de Subsídios nº 001/2023**

Senhor Presidente,

Em atenção ao Edital de Convocação da Tomada de Subsídios nº 001/2023, a **COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS – COMPAGAS**, concessionária do serviço público de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná ([diretoria@compagas.com.br](mailto:diretoria@compagas.com.br)), vem apresentar as **CONTRIBUIÇÕES** que entende pertinentes sobre as metodologias a serem utilizadas na 1ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) do serviço de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná.

#### **Introdução**

Sem prejuízo das contribuições a serem apresentadas pontualmente sobre os temas colocados na presente Tomada de Subsídios, em relação às etapas do processo de revisão tarifária periódica, registramos que necessariamente as metodologias de análise devem anteceder a apresentação do Plano de Negócios pela Concessionária, tendo em vista que a elaboração do Plano se dá sob a égide das obrigações e direitos do Contrato de Concessão, a serem integradas por definições e diretrizes do órgão regulador.

Conhecer previamente as metodologias de análise do Plano de Negócios que serão utilizadas pela Agência Reguladora integra os direitos essenciais da Concessionária previstos em Contrato, seja na dimensão de ordem prática, relativa ao formato e granularidade das informações a serem geradas, seja na dimensão do próprio resultado a ser alcançado, tendo em vista que a Margem Bruta Requerida a ser submetida ao crivo do Regulador decorre de uma série de variáveis conectadas entre si, que interferem diretamente umas sobre as outras.

Ainda que as Partes – Concessionária e Agência Reguladora – estejam vinculadas às metodologias do Contrato de Concessão, existem espaços reservados à interpretação, detalhamento e regulamentação suplementar que devem integrar as regras do processo e serem conhecidos previamente, a fim de eliminar no tempo certo lacunas que interferem no momento da



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

elaboração do Plano de Negócios a ser apresentado e, por consequência, no próprio resultado da RTP.

Reforçamos ainda que, por se tratar da 1ª RTP no âmbito do novo Contrato de Concessão, com mudança do regime regulatório *Cost Plus* anual para *Price Cap* quinquenal, o propósito das contribuições da Concessionária é indicar metodologias simples e transparentes para todas as partes interessadas, que levem em consideração as definições do Contrato de Concessão, busquem o equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária, incentivem a busca pela eficiência e, conseqüentemente, a modicidade tarifária que permitirá alavancar o desenvolvimento do mercado de gás no Estado do Paraná.

A indicação de metodologias já experimentadas em processos de revisão tarifária de outros estados atende também o objetivo de tempestividade do processo de RTP, para o qual o Contrato de Concessão determina prazos tanto para a Concessionária como para a agência reguladora (itens 6.2, 8.6, 16, 16.8 e 16.10).

Trata-se do início de uma trajetória regulatória, com a definição de metodologias plausíveis de serem aprimoradas nas próximas revisões tarifárias, como de fato se verifica em outras regiões e mercados que iniciaram essa mesma trajetória anteriormente.

#### 1) *Opex, Odesp, Encargos de Mercado Livre e Encargos de Comercialização*

Propostas de metodologias para a projeção dos Custos Operacionais (OPEX) e Outras Despesas, Gastos, e Receitas Irrecuperáveis (ODESP), considerando as seguintes alternativas:

Em um regime de regulação por incentivos, como o *Price Cap*, não é necessário aplicar referenciais de outras empresas, que estão compreendidos nas propostas de metodologias baseadas em empresa de referência ou benchmarking de outras agências, pois a principal característica deste tipo de regime regulatório é gerar fortes estímulos à eficiência nos custos, já que a Concessionária pode reter, ainda que temporariamente, eventuais reduções de custos que realizar durante o ciclo tarifário como benefício adicional. Isso poderia se dar, por exemplo, através da adoção de novas tecnologias não conhecidas no momento da elaboração do Plano de Negócios.

Qualquer melhoria de eficiência durante o período tarifário implicará em custos mais baixos que os reconhecidos na determinação da tarifa para o ano-base e assim a empresa regulada poderá se apropriar por determinado tempo dessas reduções de custos como benefícios adicionais. Esses custos reduzidos são a base de projeção de custos do próximo ciclo tarifário, e, portanto, essa eficiência é efetivamente transladada aos usuários através da redução de tarifas, no período regulatório seguinte.

Nessa perspectiva, no caso do *Price Cap*, adotar custos de referência de outras empresas pode levar a dois cenários igualmente não desejados:

- Se os custos da empresa de referência forem maiores aos da Compagas, os usuários arcam com esse custo adicional durante o ciclo tarifário, até devolução no próximo ciclo via Fator Z.



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

• Se os custos da empresa de referência forem menores aos da Compagas, estaríamos em contradição com o princípio de equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária, afetando a sustentabilidade do serviço e o desenvolvimento do mercado.

De forma semelhante, utilizar o menor valor unitário da Compagas nos últimos 5 anos, poderia extrapolar para os próximos 5 anos circunstâncias particulares ou extraordinárias que aconteceram em um ano pontual mas que não é esperável que se repitam nos próximos anos, sejam circunstâncias de mercado ou próprias decisões da Concessionária, como é o *trade-off* entre OPEX e CAPEX.

Particularmente, no caso da Compagas, os últimos 5 anos foram anos que podem ser considerados de atípicos, pois coincidiram com o quinquênio final do prazo original da concessão, caracterizado por uma redução no seu nível de atividade, sem investimentos em expansão e um regime regulatório totalmente diferente ao atual.

1. Utilizar o menor valor unitário da Compagas, atualizado, dos últimos 5 anos, considerando nos cálculos apenas custos essenciais para a prestação do serviço;

Reconhece-se que, dentre as alternativas objetivamente apresentadas, a utilização de dados históricos da própria Concessionária é a metodologia mais aderente a esse primeiro processo de revisão tarifária. Contudo, a metodologia baseada em dados históricos requer aplicação melhor desenvolvida, conforme indicado na Opção “Outras possibilidades”.

A utilização do menor custo histórico, além de refletir situações pontuais que podem não ser replicadas, como já afirmado, pode levar ao desestímulo à realização de custos operacionais, com impacto na qualidade dos serviços e no equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária.

Em particular, considerando que o novo Contrato de Concessão da Compagas passará a ser aplicado a partir de julho de 2024, com metas obrigatórias relevantes para o 1º ciclo, a utilização do menor valor histórico pode simplesmente inviabilizar o Plano de Negócios obrigatório da Companhia, que tem como objetivo a expansão dos serviços de gás canalizado no Estado do Paraná.

2. Cálculo do custo unitário eficiente uma empresa de referência, via análise envoltória de dados, a partir de amostra de outras empresas do setor;

A metodologia de análise a partir de uma empresa de referência é de extrema complexidade e não se tem conhecimento de utilização anterior em revisões tarifárias dos serviços de distribuição de gás canalizado no Brasil. Requer conhecimento aprofundado tanto dos processos das companhias distribuidoras em geral, como também das atividades e processos da Concessionária a ser comparada. A aplicação da metodologia de uma empresa de referência gera dificuldades para comparar empresas de diferentes regiões, grau de maturidade, penetração, concentração de mercado, perfil de usuários, entre outros. Dada a complexidade, custos e prazos envolvidos, riscos elevados de questionamentos, necessidade de consultoria especializada, uso raríssimo no Brasil e somente em outros setores, entendemos que essa metodologia deve ser afastada nesse momento de ineditismo e necessidade de brevidade processual trazido pelo primeiro processo de revisão tarifária quinzenal.

**Diretoria de Regulação Econômica - DRE**

**Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG**

Vale salientar também que, embora a metodologia de empresa de referência tenha sido historicamente aplicada pela ANEEL na regulação do mercado de energia elétrica no âmbito da União, esta metodologia foi descontinuada em 2011<sup>1</sup>. Após utilizar durante os dois primeiros ciclos de revisão tarifária um modelo de empresa de referência, a ANEEL decidiu utilizar a partir do 3º ciclo uma atualização dos valores definidos no 2º ciclo, que levaria em conta a inflação no período, o crescimento dos produtos (unidades consumidoras, rede e mercado) e os ganhos de produtividade verificados. Segundo a própria ANEEL, a mudança de metodologia se deu em função, principalmente, da possibilidade de alcançar os mesmos objetivos do modelo através de outros modelos, mais focados nos custos globais, cujas informações são passíveis de serem extraídas diretamente da contabilidade das empresas. Desta forma, ao não se discutir custos operacionais de forma detalhada, atividade por atividade, reduz-se a assimetria de informação entre empresas e ANEEL.

**3. Benchmarking com outras agências reguladoras, analisando-se, a partir de revisões tarifárias praticadas no setor, o menor custo unitário como referência;**

Ainda que a metodologia de benchmarking esteja sendo bastante desenvolvida e aprimorada no Brasil nos últimos anos, o setor de distribuição de gás canalizado ainda carece de uma comparação ampla e aprofundada entre as distribuidoras de gás do país. As restritas análises comparativas conhecidas, em geral, não se referem a um grande número de empresas, não apresentam sofisticação necessária para expurgar eventos aleatórios, não indicam os fatores de eficiência/ineficiência, não possuem parâmetros claros de comparação entre situações particulares e regionais distintas, etc.

Sobre a dificuldade de comparação pesa o fato de cada área de concessão estadual e respectiva concessionária de distribuição apresentarem características peculiares, que distinguem significativamente umas das outras, destacando-se:

- Ao todo, são 27 concessionárias no Brasil;
- Alguns estados possuem maior concorrência na oferta do gás em relação a outros, sendo que, na prática, a maioria ainda depende de um único supridor;
- A base de usuários potencial é variável, de acordo com a população, perfil socioeconômico e grau de adensamento urbano;
- O uso do gás natural é impactado pelo clima e pelo perfil das atividades econômicas desenvolvidas no Estado;
- Mesmo estados com processos de industrialização semelhantes, o perfil do parque industrial varia em termos de porte das indústrias e segmentos menos ou mais intensivos energeticamente;

<sup>1</sup> Fonte: voto associado ao processo 48500.007101/2009-43



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

- O acesso ao sistema de gasodutos de transporte representa dificuldade para apenas algumas distribuidoras;
- A maioria dos modelos de outorga consistem em concessão para sociedades de economia mista controladas pelo respectivo Poder Concedente, direta ou indiretamente. Concessionárias com natureza jurídica de empresa privada são exceção;
- As entidades responsáveis pela regulação estadual são, na grande maioria, agências reguladoras e ainda subsistem secretarias de estado;
- Os contratos de concessão são diferentes, principalmente quanto à periodicidade de revisões tarifárias (anual x quinquenal); prazo de vigência (30 a 50 anos); taxa de remuneração (definida em contrato x WACC);
- O modelo regulatório predominante é *Cost Plus*, seguido do *Price Cap*;
- O serviço de distribuição de cada estado tem diferentes níveis de maturidade, sob o aspecto do avanço da regulação, número de usuários, volume comercializado, extensão de rede (km);
- Os requisitos de acesso ao mercado livre são distintos, referindo-se, na maioria dos casos, a consumos mínimos também variáveis.

Pelas razões postas, entende-se que a utilização da metodologia de benchmarking demanda especialização com vasta experiência no setor de distribuição de gás e tempo para elaboração. Dados os prazos exigidos e recursos disponíveis para esse primeiro processo de revisão tarifária, ao nosso ver, a opção por essa alternativa demanda uma análise prévia aprofundada de oportunidade e conveniência por parte dessa r. Agência.

#### 4. Outras possibilidades.

Conforme prática adotada por outras agências reguladoras do país (por exemplo, a ARSESP na 4ª RTO da GasBrasiliano, atual Necta, em 2020) e como forma mais assertiva de representar as previsões de OPEX da Companhia, sugere-se utilizar como ponto de partida o OPEX orçado pela Concessionária para o primeiro ano do ciclo (2024), construído a partir da utilização de dados históricos da própria Concessionária, sendo consistente com as variáveis mais recentes disponíveis e com o plano de investimentos previsto para o 1º ciclo tarifário.

As variáveis mais recentes disponíveis levam em consideração a tendência/trajetória de evolução dos custos; especificidades dos projetos de investimentos; adequações legais e regulamentares impostas à Concessionária e à prestação do serviço e alterações no ambiente de negócios. Essas variáveis são essenciais para a viabilizar a construção de um Plano de Negócios projetado para cinco anos, com reflexo em todo período da concessão, especialmente em se tratando do momento recente de alteração do modelo regulatório e fixação de metas contratuais.

A metodologia que agrega os dados históricos da Companhia com as variáveis mais recentes disponíveis, apresenta alto grau de consistência por vários aspectos: absorve as



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

características similares entre o OPEX realizado e o OPEX projetado pela Concessionária; consiste em prática consolidada entre as agências reguladoras para as revisões tarifárias do setor de distribuição de gás canalizado; trata-se de um processo objetivo, célere e de menor complexidade em relação às demais alternativas sugeridas; permite ao órgão regulador o desenvolvimento de uma base de dados históricos; garante maior transparência ao processo decisório e, por fim, mitiga desvios derivados de situações históricas pontuais e extraordinárias, de mercado ou da própria Companhia (pandemia, crise econômica, *trade-off* entre OPEX e CAPEX, dentre outros).

Cabe ressaltar que nos primeiros ciclos tarifários, o Contrato de Concessão prevê a aplicação do Fator Z, ao final do período tarifário, como mecanismo de mitigação de desvios entre custos projetados e efetivamente realizados. Além disso, como mencionado anteriormente, é da dinâmica do modelo *Price Cap* o incentivo à concessionária para ser mais eficiente, ao mesmo tempo em que isso direciona o ponto de partida inicial do próximo ciclo.

Resumidamente, a proposta metodológica consiste nas seguintes etapas:

- Para o primeiro ano do ciclo (2024), utilizar o OPEX orçado pela Concessionária no seu Plano de Negócios.
- Para os anos posteriores (2025 a 2028), aplicar o crescimento relacionado aos *drivers* ou direcionadores de custos (volume, pessoal, extensão da rede, etc.).
- Verificar a consistência nos indicadores históricos e projetados de
  - OPEX/cliente: total de OPEX dividido pelo número total de clientes
  - OPEX/extensão da rede: total de OPEX dividido pela extensão da rede.

Propostas quanto aos direcionadores de custo para o cálculo dos custos unitários e projeção dos custos totais ao longo do ciclo, considerando as seguintes alternativas:

1. Utilizar apenas o volume distribuído como direcionador de custo;

Sugere-se a utilização simultânea de diferentes direcionadores, considerando a natureza do custo em avaliação.

2. Utilizar apenas a extensão da rede como direcionador de custo;

Sugere-se a utilização simultânea de diferentes direcionadores, considerando a natureza do custo em avaliação.

3. Outras possibilidades.

Não é cabível a utilização de um único direcionador de custo, mas sim a utilização simultânea de diferentes direcionadores, considerando a natureza do custo em avaliação. O direcionador deve ser aquele que reflete a natureza do custo, podendo ser: novos usuários, usuários totais, extensão da nova rede, extensão da rede total, por material (aço, polietileno), número de funcionários, ou bem “fixo”, o que significa que em termos reais o custo não tem movimentação.



Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Propostas quanto à classificação dos custos, despesas e encargos associados à atividade de Comercialização de Gás do Mercado Cativo (Encargos de comercialização) e associados à gestão do Mercado Livre (Encargos de Gestão do Mercado Livre).

Conforme previsto na Cláusula Primeira do Contrato de Concessão, a exploração dos Serviços Locais de Gás Canalizado e demais serviços correlatos e afins, abrange dois mercados:

- Mercado Cativo: quando o gás fornecido é de propriedade da Concessionária.
- Usuários Livres: quando a propriedade do Gás movimentado é de terceiros.

Em qualquer caso, é assegurada a contratação e remuneração pela prestação dos Serviços de Distribuição de Gás.

Conforme Anexo 01 do Contrato de Concessão, a remuneração pela prestação dos Serviços de Distribuição de Gás será arrecadada do mercado pela aplicação de duas tarifas diferenciadas:

- Tarifa de uso do sistema de distribuição para o mercado cativo (TUSD-C): valor expresso em R\$/m<sup>3</sup>, resultante do somatório da TUSD aos Encargos de Comercialização.
- Tarifa de uso do sistema de distribuição para o mercado livre (TUSD-L): valor expresso em R\$/m<sup>3</sup>, resultante do somatório da TUSD aos Encargos de Gestão do Mercado Livre.

Sendo:

- Tarifa de uso do serviço de distribuição de gás (TUSD): valor médio expresso em R\$/m<sup>3</sup>, resultante da fórmula paramétrica conforme Anexo 01, utilizando os valores projetados propostos pela Concessionária no Plano de Negócios, excluindo aqueles referentes às atividades de comercialização e gestão do Mercado Cativo e de gestão do Mercado Livre.
- Encargos de Comercialização (EC): custos, despesas e encargos associados à atividade de Comercialização de Gás do Mercado Cativo.
- Encargos de Gestão do Mercado Livre (EL): custos, despesas e encargos associados à gestão do Mercado Livre.

Assim, cabe a classificação dos custos da Concessionária em três grupos:

- Grupo 1 – Custos associados EXCLUSIVAMENTE à comercialização do gás e que serão recuperados do mercado por meio do EC.
- Grupo 2 – Custos diretamente atribuíveis ao mercado livre: custos associados EXCLUSIVAMENTE à gestão dos usuários livres e que serão recuperados do mercado por meio do EL.
- Grupo 3 – Custos compartilhados: custos associados à prestação do serviço que independem do tipo de usuário atendido (cativo ou livre), EXCLUINDO aqueles referentes às

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

atividades de comercialização do mercado cativo e gestão do mercado livre, e que serão recuperados do mercado por meio da TUSD.

Grupo 1 - Custos diretamente atribuíveis ao mercado cativo

São associados à atividade de Comercialização de Gás do Mercado Cativo (Encargos de Comercialização), os custos, despesas e encargos relativos às componentes dos processos de comercialização do gás natural e de gestão dos contratos de gás e transporte, ou seja, aquisição e venda de gás natural e administração do portfólio de suprimento. Por exemplo:

- Despesas de pessoal vinculadas às atividades de aquisição de gás e transporte, relacionadas ao contrato de suprimento;
- Despesas jurídicas relacionadas com comercialização e ativos utilizados especificamente para este fim.

Grupo 2 - Custos diretamente atribuíveis ao mercado livre

São associados à Gestão do Mercado Livre (Encargos de Gestão do Mercado Livre) os custos, despesas e encargos associados aos processos relativos à inspeção, controle e gestão dos volumes de gás movimentados e capacidade contratada pelos usuários livres. Por exemplo:

- Gestão do balanceamento do gás;
- Gestão da custódia de gás de terceiro;
- Despesas de pessoal vinculadas à atividade de relacionamento com o comercializador.

Grupo 3 - Custos compartilhados

São custos associados à prestação do serviço que independem do tipo de usuário atendido (cativo ou livre). Por exemplo:

- Custos de comercialização e marketing associados à venda do serviço de distribuição de gás;
- Odoração;
- Medição;
- Atendimentos de emergência;
- Suspensão e religação dos serviços;
- Custos jurídicos e contratuais;



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

- Custos financeiros, de recursos humanos, contabilidade, administrativo, tecnologia da informação, operação e manutenção;

- Outros.

#### Propostas quanto ao tratamento dos casos de leasing.

Os contratos de leasing devem ser tratados como mais um conceito de OPEX, projetados para o ciclo tarifário conforme cláusulas dos respectivos contratos. Caso o contrato de leasing seja convertido, o investimento entraria na base de ativos do próximo ciclo.

#### Propostas de critérios quanto à classificação de outras despesas, gastos e receitas irrecuperáveis.

Enquadram-se na categoria de outras despesas, gastos e receitas irrecuperáveis:

- Perdas Totais de Gás

As perdas ou gás não contabilizado no sistema de distribuição são quantificados como a diferença entre a quantidade de gás natural contabilizado, definido pela somatória do volume do gás medido adquirido por todas as fontes de suprimento, e a quantidade de gás fornecida e medida aos usuários.

Como metodologia, sugere-se adotar o percentual histórico de Perdas Totais de Gás da própria Compagas. Esse percentual será aplicado sobre o volume projetado para o mercado cativo, e transformado em valor conforme premissa projetada para o preço de gás e transporte.

As eventuais diferenças entre o preço de gás e transporte projetado e o efetivo, serão capturadas no Fator Z como ajuste compensatório no próximo ciclo.

- Taxa de Regulação, Controle e Fiscalização

Disciplinada no item 1.4.4 do Anexo I do Contrato de Concessão, a taxa de regulação, controle e fiscalização tem como fato gerador o desempenho da atividade de regulação, controle e fiscalização da AGEPAR.

Como metodologia, sugere-se adotar como premissa a normativa para recolhimento da Taxa de Regulação, Controle e Fiscalização, vigente no momento da elaboração do Plano de Negócios (atualmente Lei Complementar Estadual 222/2020 e Resolução AGEPAR 23/2022).

- Pesquisa e Desenvolvimento

Recursos financeiros necessários para a implementação de medidas que tenham por objetivo a pesquisa e o desenvolvimento tecnológico do setor de gás canalizado, bem como o incremento da eficiência e da segurança na distribuição e no uso do gás natural.

Como metodologia, sugere-se um percentual fixo sobre a Margem Bruta Requerida, a ser definido pela Agência.

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

- Provisão para Devedores Duvidosos

Recursos financeiros necessários para tratar casos de inadimplência.

Como metodologia, sugere-se adotar percentual sobre a Margem Bruta Requerida, conforme o histórico da própria Compagas.

- IRPJ/CSLL

Considerando que a remuneração de capital utilizada no Fluxo de Caixa Descontado é a taxa livre de impostos, deve-se incluir no modelo a estimativa de dispêndio com Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e com a Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL).

Como metodologia, conforme parágrafo 1.9.1 do Anexo 01 do Contrato de Concessão, sugere-se adotar a alíquota fiscal aplicável no momento da elaboração do Plano de Negócios. A base tributável deve ser formada pela receita tarifária direta, adicionada das outras receitas, reduzidas das despesas operacionais, além das outras despesas e a amortização contábil.

2) *Capital de Giro*

Propostas de metodologias para a projeção do Capital de Giro (CG) necessário, considerando as seguintes alternativas:

1. Utilizar fórmula do capital de giro líquido obtida via Ativo Circulante menos Passivo Circulante:

Alternativa não indicada.

2. Utilizar fórmula da necessidade de capital de giro, obtida via Ativo Operacional Circulante menos Passivo Operacional Circulante:

O Capital de Giro decorre da defasagem entre as despesas e as receitas operacionais da Concessionária, ou seja, é o volume de recursos necessários para financiar as operações da empresa, como o financiamento aos clientes (vendas a prazo), manutenção dos estoques e compra de matéria prima, pagamento de salários e impostos.

Sendo assim, sugerimos seja calculado como a diferença entre o ativo circulante operacional e o passivo circulante operacional, considerando:

- Ativo Circulante Operacional: clientes, estoques, ICMS a recuperar, adiantamentos a fornecedores, despesas operacionais antecipadas, entre outros.
- Passivo Circulante Operacional: salários a pagar, ICMS a recolher, duplicatas a pagar, provisões para IR, entre outras.

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

3. Outras possibilidades.

Nada a indicar.

De modo complementar, propostas quanto à seleção da amostra para o cálculo do capital de giro, considerando as seguintes alternativas:

Da mesma forma que comentamos sobre o OPEX, utilizar como capital de giro a referência de outras empresas pode levar a dois cenários igualmente não desejados:

- Se o capital de giro da empresa de referência for maior ao da Compagas, os usuários iriam arcar com esse custo adicional e a Compagas se iria apropriar de um benefício extraordinário.
- Se o capital de giro da empresa de referência for menor ao da Compagas, estaríamos em contradição com o princípio de equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária, afetando a sustentabilidade do serviço e desenvolvimento do mercado.

De maneira semelhante, utilizar o menor valor unitário da Compagas nos últimos 5 anos, poderia extrapolar para os próximos 5 anos circunstâncias particulares ou extraordinárias que aconteceram em um ano pontual, mas que não é esperável se repitam nos próximos anos.

1. Cálculo a partir do ano em que a Compagas foi mais eficiente na gestão do ciclo financeiro, dentro de uma janela temporal de 5 anos;

Indicamos outra possibilidade, pelas razões já expostas.

2. Cálculo a partir de uma empresa eficiente na gestão do ciclo financeiro, a partir de amostra de outras empresas do setor;

Indicamos outra possibilidade, pelas razões já expostas.

3. Outras possibilidades.

Com o objetivo de definir uma metodologia clara e simples, e se evitar uma projeção de cada conceito que compõe o capital de giro, sugerimos calcular o indicador de RS/m<sup>3</sup> conforme demonstrativos financeiros da Compagas do último ano realizado, e aplicar esse indicador no volume projetado do ciclo. Essa metodologia proposta está baseada não somente na prática de outras agências reguladoras, como também pelo fato de ser o volume o melhor direcionador deste conceito.

**3) Outras receitas**

Proposta de critério para projeção de Outras Receitas (OR), sendo aquelas classificadas como acessórias, correlatas ou extraordinárias, considerando as seguintes alternativas:



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

De acordo com o item 2.2 da cláusula segunda do Contrato de Concessão: *i)* o exercício de outras atividades econômicas precisa ser autorizado pela AGEPAR; *ii)* o exercício de outras atividades econômicas não deve interferir na atividade principal da Concessionária, *iii)* as receitas obtidas e os custos devem ser contabilizados em separado; *iv)* parte das receitas obtidas poderá ser considerada no cálculo da Margem Bruta Requerida, contribuindo parcialmente para a modicidade tarifária dos serviços de distribuição, conforme regulamentação da AGEPAR.

#### 1. Percentual de receita operacional estimada para o ciclo tarifário:

Indicamos outra possibilidade.

#### 2. Percentual de volume distribuído estimado para o ciclo tarifário:

Indicamos outra possibilidade.

#### 3. Outras possibilidades.

Embora cada uma das atividades correlatas e atividades acessórias tenham seu próprio direcionador (quantidade de religações ou válvulas trocadas, por exemplo), sugere-se uma metodologia simplificada de projeção consistente no percentual da receita por margem de distribuição, por ser a margem uma boa *proxy* destes serviços. O percentual seria obtido pela média apurada do último ciclo (isto é, excluindo valores atípicos). Para projeção, esse percentual seria aplicado sobre a receita por margem de distribuição projetada para o ciclo.

No caso das atividades extraordinárias, uma vez que a margem de distribuição poderia não ser uma boa *proxy*, sugere-se uma metodologia de projeção com base no valor médio apurado do último ciclo. Ou seja, um valor em R\$ em lugar de um percentual da receita por margem de distribuição.

De acordo com o Contrato de Concessão, parte destas receitas projetadas pode ser compartilhada com os usuários a título de modicidade tarifária. Com o objetivo de manter os incentivos adequados para o desenvolvimento destas atividades e assim contribuir na modicidade tarifária, sugerimos adotar para compartilhamento das receitas percentual que represente 50% do lucro (receitas menos custos) gerado com essas atividades.

Por exemplo, se as receitas das atividades correlatas fossem iguais a R\$ 100, e os custos destas atividades fossem iguais a R\$ 80, o lucro derivado seria R\$ 20. Compartilhar 50% do lucro seria reduzir da Margem Bruta Requerida um montante de R\$ 10, ou seja, 10% da receita. Sendo assim, neste caso, a premissa de percentual a compartilhar da receita correlata seria 10%.

No entanto, uma vez que a contabilidade regulatória está em processo de implantação, a Compagas não dispõe da granularidade necessária para aprimoramento destes cálculos conforme o histórico. Desta forma, sugere-se adotar para o 1º ciclo os valores sugeridos pela Concessionária com base no seu Plano de Negócios, respeitando o 50% de compartilhamento do lucro esperado destas atividades. Eventuais diferenças entre os valores projetados e efetivos serão capturados pelo Fator Z no final do 1º ciclo e incluídos no cálculo tarifário do 2º ciclo.



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Neste ponto vale salientar que, conforme Cláusula 2.2.3 do Contrato de Concessão, a AGEPAR homologará, na Revisão Tarifária Periódica (RTP), as taxas e encargos a serem cobrados pelos serviços acessórios e correlatos à prestação dos Serviços de Distribuição de Gás e os respectivos reajustes monetários nos demais anos do Ciclo Tarifário. Sendo assim, uma vez que esta será informação relevante para a elaboração do próprio Plano de Negócios, é sumamente importante que a homologação dessas taxas e encargos seja efetuada junto com a definição da metodologia, com suficiente antecipação à data limite para apresentação do Plano de Negócios da Concessionária.

#### Proposta de critérios para a classificação contábil de receitas que passarão a ser classificadas como acessórias, correlatas ou extraordinárias.

Considerando que a classificação contábil não interfere na definição da metodologia para elaboração do Plano de Negócios da Concessionária, sugere-se tratar os critérios de classificação contábil no âmbito da elaboração e aplicação da contabilidade regulatória, atualmente em processo junto à AGEPAR.

#### Proposta de critério para a definição de lista de atividades executadas pela Concessionária e ligadas aos Serviços Locais de Gás Canalizado que poderão ser geradoras de receitas acessórias, correlatas ou extraordinárias.

##### Receitas correlatas

Os serviços correlatos são geralmente demandados pelo usuário, portanto, é possível atribuir a responsabilidade a quem origina o custo correspondente. Exemplos: verificação de consumo de medidor; pedido de religação do gás; troca de válvula de segurança, etc.

##### Receitas acessórias

Os serviços acessórios podem ser considerados como uma extensão do serviço de distribuição de gás canalizado, mas que são prestados em concorrência com outros fornecedores. Exemplos desses serviços acessórios são regulagem e conversão de equipamentos a gás, substituição de mangueiras e conexões, instalação de aquecedores a gás, entre outros.

##### Receitas extraordinárias

As receitas extraordinárias são geradas por outras atividades que embora possam utilizar ativos ou recursos da concessão, não são intrínsecas ou relacionadas à atividade principal. Por exemplo, a prestação do serviço de transmissão de imagens, de dados ou de voz por meio da infraestrutura de conexões da concessionária, ou de fibra ótica instalada junto às tubulações, a venda de seguros ou o aluguel para uso compartilhado das instalações.

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

4) *Volume projetado*

Propostas de metodologias para a projeção do volume total distribuído, considerando as seguintes alternativas:

1. Projeção baseada em valores passados do volume distribuído, considerando os investimentos previstos para o próximo ciclo tarifário;

Embora a metodologia definida para projeção do volume deva ser o mais assertiva possível, é importante salientar que, conforme previsto na Cláusula III do Anexo 01 do Contrato de Concessão, o regime regulatório considera a aplicação do Fator K anualmente, a partir do Ano 2 do Ciclo I. O Fator K é o mecanismo utilizado para corrigir diferenças entre os valores realizados e projetados referentes ao volume distribuído. Desta forma, qualquer diferença entre o volume realizado e projetado será considerada dentro do próprio ciclo tarifário, a partir do segundo ano.

A respeito da metodologia, propõe-se uma metodologia de projeção de volume por segmento de mercado, que permita capturar os diferentes comportamentos entre os segmentos, tais como: sazonalidade, tendência, competitividade frente aos combustíveis alternativos, impacto de variáveis macroeconômicas, plano de investimentos em projetos de expansão e saturação, entre outras.

- Segmentos de varejo (residencial, comercial e indústrias de menor porte)

- utiliza-se o volume histórico de consumo por usuário (no caso de residencial com medição coletiva, considera-se o ponto de medição). A análise com base no histórico também considera a sazonalidade de consumo dos usuários ao longo do ano;

- utiliza-se a base de usuários vigente e projeta-se um fluxo de usuários (entradas e saídas da base). Na projeção de entradas de usuários é considerado o perfil dos usuários a serem captados e para esses usuários projeta-se volume com base no histórico de consumo dos usuários com o mesmo perfil.

- Segmento GNV

- No segmento GNV o usuário tem pronta flexibilidade para optar entre os combustíveis concorrentes (etanol, gasolina e diesel), utiliza-se, assim, além do volume histórico de consumo por posto de combustível, análise de competitividade entre os energéticos disponíveis.

- A análise de competitividade passa por variáveis como incentivos fiscais para estímulo da ampliação do uso do GNV (desconto de IPVA) e custos e retorno financeiro dos investimentos necessários para adaptação do veículo (kit de conversão).

- Para projeção de volumes vinculada a novos pontos de consumo, realiza-se análise da região afetada, considerando a característica de efetivo aumento de consumo em regiões não antes abastecidas pelo GNV. No caso das regiões já abastecidas, o aumento de volume vinculado a novos pontos de consumo pode ser apenas marginal, ou bem nulo, pois é o mesmo mercado que será atendido por uma quantidade maior de postos.

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

- A projeção de volume leva em consideração também a análise da evolução da frota e conversões.

- Segmentos de usuários de maior porte (indústrias em geral dos segmentos ceramista, cogeração, matéria-prima, grandes usuários, etc.)

- considerando que os usuários desses segmentos possuem obrigações contratuais vinculadas à programação diária de retirada de gás, utiliza-se o volume histórico de consumo por usuário. Adicionalmente, são levadas em consideração todas as variáveis mais recentes disponíveis, tais como alterações contratuais das Quantidades Diárias Contratadas – QDC, informações obtidas diretamente com os usuários relativas a paradas programadas, férias coletivas, aumento da capacidade operacional das plantas, oscilação do mercado de atuação, entre outras.

- utiliza-se a base de usuários vigente e projeta-se um fluxo de usuários (entradas e saídas da base). Na projeção de entradas de usuários é considerado o perfil dos usuários a serem captados e para esses usuários projeta-se volume com base nas características da atividade industrial desenvolvida, no mercado de atuação (sazonalidade, importações e exportações, produção agrícola), no consumo equivalente de energia no uso do gás natural, nos equipamentos de utilização do gás, etc.;

- Segmento termoelétrico

- devido à natureza deste segmento, influenciado pela sazonalidade da oferta de recursos hídricos para a geração de energia elétrica<sup>2</sup>, verifica-se um histórico de consumo altamente volátil, e conseqüentemente uma dificuldade para projetar o volume deste segmento. Desta forma, sugere-se não definir uma metodologia de projeção deste volume e, portanto, não o considerar no cálculo regulatório. Se porventura durante o ciclo tarifário se verificar volume faturado deste segmento, os impactos serão capturados pelos Fatores K e Z.

2. Modelagem econométrica considerando a oscilação da demanda em função do preço dos bens substitutos, complementares e demais eventos que possam afetar o volume distribuído;

A modelagem econométrica para projeção de volume é válida, porém, apresenta inúmeros desafios para adotá-la como única metodologia possível de projeção de volume:

- definir a janela temporal para usar como histórico (últimos x meses, anos?)
- definir a granularidade de projeção (por cliente, por prédio, por segmento, por tarifa?)
- definir os tipos de modelos que poderiam ser utilizados (séries temporais, regressão, *machine learning*, etc.)

<sup>2</sup> Atualmente, o único usuário enquadrado nesse segmento é a UEGA.

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

- definir as variáveis explicativas que serão consideradas na modelagem e sua base de cálculo (por exemplo, a variável climática pode ser considerada como temperatura média, como temperatura mínima/máxima, como *déficit* grau dia)

Estes desafios fazem com que a definição de uma metodologia econométrica seja altamente trabalhosa, que precisa de testes, análises, conhecimento estatístico, tempo de processamento, etc. Inclusive, a modelagem econométrica, por depender basicamente dos dados considerados na análise, pode levar a sugerir um tipo de modelo e variáveis a serem consideradas diferentes de um ciclo para outro.

A metodologia de projeção sugerida pela Compagas se baseia nestes desafios apontados, e no fato de que é a Concessionária quem detém o conhecimento do negócio para avaliar o comportamento histórico, o impacto de variáveis de mercado como a competitividade frente aos combustíveis alternativos, e seu próprio plano de investimentos, variáveis chaves na elaboração da projeção de demanda.

Destaca-se neste tópico que, pela aplicação do Fator K, conforme previsto no Contrato de Concessão, qualquer diferença entre o volume previsto e o efetivo será corrigido anualmente, pelo que já estão previstos no contrato os incentivos para uma projeção mais assertiva possível.

3. Outras possibilidades.

Nada a indicar.

5) **CAPEX**

Propostas de metodologia para a avaliação dos investimentos a serem realizados pela prestadora de serviços para fins de revisão tarifária, considerando as informações (por exemplo, descrição da demanda, datas estimadas de início e finalização, cronograma de desembolso, entre outros) e documentos (a exemplo de projetos executivos, estudos de impacto, estudos técnicos de viabilidade, licenças necessárias, orçamentos, compatibilização dos custos com custo unitário histórico, entre outros) que devem ser encaminhados pela concessionária para a entidade reguladora.

Sugestão:

- Avaliação dos investimentos por tipologia, por projeto e por material.
  - Tipologia: expansão, saturação urbano, saturação industrial, integridade de rede, biometano, outros (suporte).
  - Material:
    - Expansão e saturação: tubulações, medidores, ramais, válvulas, estações, conexões.
    - Integridade: renovação de redes e ramais, renovação de medidores, renovação de estações, remanejamento de rede, reforço de rede, instalações, móveis e utensílios, outros.



Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

• Avaliação da consistência entre custos unitários históricos e projetados, com base em indicadores:

- CAPEX saturação dividido pelo número de captações
- CAPEX expansão dividido pela extensão da nova rede
- CAPEX integridade dividido pela extensão da rede

Particularmente, neste primeiro ciclo tarifário da Compagas, é importante salientar que a análise histórica e projetada dos indicadores mencionados acima, deve levar em consideração que os últimos 5 anos foram anos que podem ser considerados de atípicos para a Concessionária, pois coincidiram com o quinquênio final do prazo original da concessão, com investimentos somente do tipo saturação e sem investimentos em projetos de expansão.

Propostas de como deve ser realizado o acompanhamento periódico dos investimentos previsto versus investimentos realizados, bem como método de rastreabilidade do investimento proposto até sua execução e posterior consideração para fins de composição da base de ativos regulatório, considerando as informações essenciais e necessários a serem encaminhadas pela concessionária para a entidade reguladora.

Sugestão:

Relatório contábil da base de ativos, apresentado pela Concessionária no momento da revisão tarifária, com informação do último ciclo. Para a primeira RTP, o relatório deverá considerar todos os investimentos históricos. Para a segunda RTP em diante, o relatório deve considerar os investimentos executados no último ciclo.

O relatório deve conter minimamente as seguintes informações:

- Conta contábil do grupo de contas do ativo
- Número patrimonial do bem do ativo
- Descrição do bem que compõe o ativo na contabilidade
- Quantidade do bem apurada na contabilidade
- Unidade do bem levantado
- Data da imobilização
- Valor original apurado na contabilidade
- Amortização acumulada para cada bem contabilizado

Propostas do tratamento a ser dispendido nos casos de obras e conversões em andamento e respectivos juros sobre obras em andamento (JOA) e despesas capitalizáveis.

As obras em andamento referem-se a bens e instalações em fase de construção ou formação que, quando concluídas, serão destinados à prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado.

Juros sobre obras em andamento

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Conforme a prática regulatória generalizada e Cláusula 10.9 do contrato de concessão da Compagas, a concessionária deve capitalizar os custos de empréstimos que são diretamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção das obras em andamento (JOA) como parte do custo do ativo.

Como metodologia de projeção, para o 1º ciclo tarifário, sugere-se adotar o percentual de JOA sobre CAPEX conforme histórico da própria companhia na formação da sua Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB). Conforme cláusula 10.9 do contrato de concessão, o cálculo do JOA levará em consideração o WACC, proporcional ao período de sua execução.

No 2º ciclo tarifário poderia ser utilizado o percentual de juros efetivos conforme a contabilidade regulatória da Concessionária.

Despesas capitalizáveis

Da mesma forma que os custos dos empréstimos que os financiam, conforme prática regulatória generalizada e CPC 27, o custo de um ativo imobilizado em construção também deve ser adicionado dos gastos com mão de obra diretamente relacionada com o ativo em construção. Por exemplo:

- custos de benefícios aos empregados decorrentes diretamente da construção ou aquisição de item do ativo imobilizado;
- custos de preparação do local de obras;
- custos de frete e de manuseio (para recebimento e instalação);
- custos de instalação e montagem;
- honorários profissionais.

Como metodologia de projeção, desde que o perfil de investimentos históricos da Compagas será diferente do plano de investimentos previsto para o próximo quinquênio, sugere-se adotar o percentual de mão de obra capitalizada projetada pela Companhia para este 1º ciclo tarifário.

No 2º ciclo tarifário, poderia ser usada como premissa o percentual efetivo do 1º ciclo.

Propostas do tratamento no caso de não execução integral ou execução parcial dos investimentos previstos para o ciclo tarifário (ajuste compensatório quanto aos subinvestimentos).

A aplicação de um ajuste compensatório por investimentos não realizados é correta, uma vez que não corresponde à concessionária recolher uma receita por um conceito de custo que, mesmo sendo projetado no Plano de Negócios, não tenha sido realizado.

No entanto, no caso da Compagas, e a diferença de outras concessionárias da região, o contrato de concessão já prevê um mecanismo para ajustes compensatórios por diferenças entre a margem bruta requerida efetiva e a margem bruta requerida aprovada na revisão tarifária. Este mecanismo é o chamado de Fator Z.



Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Qualquer diferença entre os valores projetados e efetivos não somente de CAPEX, senão também de OPEX, Outras Despesas, Capital de Giro e Outras Receitas, serão capturadas pelo Fator Z calculado no final do 1º ciclo e aplicado durante o 2º ciclo.

Sendo assim, incluir mais um ajuste compensatório pela eventual não execução de investimentos significaria uma dupla punição.

Por outra parte, o ajuste compensatório por não cumprimento das Metas da Concessão já está estabelecido no próprio Contrato de Concessão. Conforme Cláusula 8.6.2, quando do término do 1º ciclo tarifário, a AGEPAR realizará avaliação do cumprimento das Metas da Concessão, cotejando os resultados alcançados com aqueles planejados, e aplicará no final do próprio ciclo tarifário as penalidades cabíveis no caso de descumprimento. Segundo a Cláusula 18.1, a multa a ser aplicada à Concessionária em relação às Metas da Concessão está limitada a 10% (dez por cento) do investimento referente ao item não cumprido no plano para cumprimento das Metas da Concessão, considerando seu impacto na tarifa.

Desta forma, sugere-se não considerar nenhum ajuste compensatório adicional.

Propostas quanto aos critérios para consideração pela entidade reguladora de possíveis investimentos a mais realizados pela concessionária, observados os critérios de prudência, razoabilidade e modicidade tarifária.

Observados os critérios de prudência e razoabilidade, investimentos a mais realizados pela concessionária devem ser considerados na base de ativos inicial do próximo ciclo, como também no cálculo do Fator Z.

Propostas de metodologia quanto à outras possibilidades não mencionadas nos itens anteriores quanto ao CAPEX.

Nada a indicar.

Sendo o que havia a apresentar nesta oportunidade, subscrevo-me.

Atenciosamente,

RAFAEL LAMASTRA JUNIOR  
Diretor-Presidente



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

À

**Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Paraná - AGEPAR**

Rua Marechal Deodoro, 1600 - Alto da Rua XV - 80045-090 - Curitiba - PR

A/C: Ilmo. Sr. Reinhold Stephanes – Diretor Presidente da AGEPAR

*Ref.: Tomada de Subsídios nº 001/2023- Metodologias a serem utilizadas na 1ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) do serviço de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná.*

Prezado Senhor,

Ao cordialmente cumprimentá-lo, a **Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado – ABEGÁS**, sociedade civil sem fins lucrativos, de âmbito nacional, que congrega como associadas as empresas concessionárias dos serviços de distribuição de gás canalizado dos vários Estados da Federação, acionistas e empresas participantes da indústria do gás no Brasil, inscrita no CNPJ sob o nº [REDACTED] com sede na Avenida Ataulfo de Paiva, nº 285, Condomínio Leblon Tower, 6º andar, salas 601/605, Leblon, na cidade e Estado do Rio de Janeiro, CEP 22440-032, ora representada na forma de seu estatuto social, vem expor e requerer o que se segue.

A referida Tomada de Subsídios nº 001/2023 tem o objetivo obter contribuições, críticas e sugestões para as **“metodologias a serem utilizadas na 1ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) do serviço de distribuição de Gás Canalizado no Estado do Paraná”**.



Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Nesse sentido, considerando que (i) será a primeira revisão do gás natural no estado do Paraná, sendo um processo complexo, com muitos detalhes técnicos e operacionais, (ii) que é tema de extremo interesse de todos os consumidores e que a **ABEGÁS** é uma entidade que representa as distribuidoras de gás natural, portanto, último elo da cadeia, e (iii) ainda que seja ainda uma fase preliminar de Tomada de Subsídios, mas é de suma importância uma análise pormenorizada, solicita-se um prazo adicional de 10 (dez) dias, de forma que possa haver tempo hábil para o aprofundamento da matéria.

Sem mais para o momento, permanecemos à disposição para as informações adicionais que se façam necessárias.

Atenciosamente,

Augusto Salomon  
Presidente Executivo  
Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado – ABEGÁS



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Rio de Janeiro, 17 de novembro de 2023.

À

**Agência Reguladora do Paraná - AGEPAR**

**A/C: Exma. Sr. Reinhold Stephanes**

Ref.: Tomada de Subsídios nº. 01/2023.

Prezado Diretor Presidente:

A **ABEGÁS — Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado**, entidade que reúne as empresas concessionárias de distribuição de gás canalizado no Brasil, manifesta interesse na Tomada de Subsídio nº. 01/2023 da AGEPAR, que tem por finalidade específica proporcionar, aos agentes de mercado e à sociedade civil, a oportunidade de colaborar com observações, críticas e sugestões para as metodologias a serem utilizadas na 1ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) do serviço de distribuição de Gás Canalizado no Estado do Paraná.

A ABEGÁS, em seu longo histórico defendendo a atuação técnica e independente das Agências Reguladoras no Brasil, reitera a consideração pela AGEPAR, sua importância e transparência, vindo a manifestar suas contribuições nos itens que se seguem.

**PROCESSO REGULATÓRIO**

A ABEGÁS demonstra preocupação com o processo de RTP da Compagás, primordialmente pelo curto espaço de tempo entre o processo da Tomada de Subsídios e a data de conclusão da Revisão Tarifária. Por ser o primeiro nesse formato, é essencial que a metodologia esteja clara, porque isso facilitará os processos futuros, assim como os trabalhos da concessionária e do próprio regulador



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

também na presente revisão. Não obstante a importância dos conceitos, dados, elementos e informações que resultarão na Margem Máxima, a forma como se chegará a ela é de suma relevância.

Importante que os sinais ao mercado e aos agentes sejam claros, dando respaldo e credibilidade ao processo de Revisão Tarifária. Fugir ou desviar desse rito poderá expor a agência reguladora e mesmo a concessionária a falhas sucessivas.

Para tanto, torna-se necessária uma Consulta Pública com a metodologia proposta, a qual deve ser discutida detalhadamente, para que o Plano de Negócios da concessionária esteja o mais adequado possível, evitando-se retrabalho. São muitas as variáveis que embasam o Plano de Negócios e a concessionária precisa trabalhar com vários cenários. O processo de Consulta Pública permitirá então à concessionária o conhecimento prévio dos fatores que implicarão em seu Plano de Negócios.

E, uma vez definida a metodologia, é necessário seja definida a Margem Bruta Requerida – P0, quando só então poderá ser proposta a estrutura tarifária. Que reste claro que são necessárias duas fases distintas.

Como referência, podemos analisar o processo da 3ª e 4ª RTOs do estado de São Paulo para a concessionária COMGÁS em 2019. Primeiramente foi aberta uma Consulta Pública para proposta de metodologia de cálculo da margem máxima, onde se explicou que: *“O modelo usualmente utilizado nos processos tarifários da Arsesp envolve a determinação de uma Margem Máxima (MM), cujo valor no primeiro ano do ciclo tarifário é chamado de P0, que garante o equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária em toda área de atuação, com custos eficientes projetados para o ciclo tarifário, de forma a incentivar a empresa a buscar permanentemente a redução de seus custos”*.

Quanto ao P0, também colocado em consulta pública, constou da Nota Técnica: *“O regime tarifário estabelecido no Contrato de Concessão é do tipo Margem Máxima (MM), também denominado price cap, baseado na fixação de tarifas teto previamente ao início de cada ciclo tarifário, levando-se em consideração um Plano de Negócios projetado, elaborado pela Concessionária e aprovado pela Arsesp. As tarifas teto conferem à Concessionária a oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre seus investimentos, permitindo recuperar os custos razoáveis da prestação do serviço e, simultaneamente, incentivando-a a buscar eficiências marginais para maximizar seus*



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

*ganhos, as quais, ao longo do tempo, são repassados ao mercado consumidor, estabelecendo-se um ciclo virtuoso e sustentável".*

Nesses processos paulistas exemplificados, vale ressaltar que houve período razoável entre as definições metodológicas e a apresentação do Plano de Negócios pela concessionária. No presente processo da Compagás, ainda aguarda-se, porém, a publicação do WACC.

Assim, sugerimos à AGEPAR que, nessa primeira etapa, a discussão seja sobre as bases da metodologia e que não se opte por definições complexas e aprofundadas, dado o ineditismo da RTP. Por fim, para total segurança jurídica, mister a apresentação prévia, pela Agepar, de calendário detalhado de todas as fases do processo.

#### METODOLOGIA

Adentrando nos temas específicos trazidos na Consulta Pública, notam-se alguns vieses, como no caso dos custos operacionais, volume, CAPEX etc., onde se busca sempre o menor valor dos dados históricos para a realização de projeções. Precisamos aqui ressaltar alguns aspectos e considerações. O mercado de energia, de forma geral, tem vivenciado grandes discussões em um ambiente de transição energética, com o surgimento de novas fontes e o fortalecimento de tantas outras existentes, onde o gás natural concorre arduamente com todos.

O Plano de Negócios é prospectivo no decorrer dos cinco anos, e trará o sinal de expansão da malha e conseqüente incremento de volume, visando o crescimento da concessão, não se podendo criar travas que impeçam essa potencialidade. O Plano de Negócios deve ser avaliado com olhos críticos do regulador no sentido de ser viável, consistente e crível. O agente regulador deve observar, por exemplo, se ao longo do ciclo a concessionária está realmente objetivando ganho de eficiência, propondo um CAPEX que poderá trazer maior volume, ou mesmo que servirá de reforço técnico para segurança do sistema, e assim por diante, analisar a consistência de cada valor proposto.

Dessa forma, tomar como parâmetro o passado como uma foto fria é no mínimo arriscado se poderarmos que a COMPAGÁS vivia nos últimos anos seu período final de concessão, o que, naturalmente, pelo prisma econômico, resulta em uma redução de investimentos pela incerteza da renovação. Por conseqüência, tais valores de referência podem não representar uma trajetória a ser seguida. Ademais, a concessionária, com o novo contrato de concessão recém assinado, possui metas de investimento nesse primeiro ciclo, o que definitivamente não torna razoável prender-se ao



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

passado, o que resultará em amarras para o crescimento do mercado de gás canalizado paranaense e na impossibilidade de a concessionária cumprir suas obrigações contratuais.

A ABEGÁS continua à disposição, como sempre, para as discussões trazidas por tão respeitada Agência.

Atenciosamente,



Augusto Salomon

Presidente Executivo

Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado – ABEGÁS

**AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DELEGADOS DO PARANÁ – AGEPAR**

Ref.: Tomada de Subsídios nº 001/2023

A **INCEPA REVESTIMENTOS CERÂMICOS LTDA.**, antes de mais nada, manifesta agradecimento à AGEPAR pela importante iniciativa de possibilitar aos usuários a manifestação e apresentação de sugestões acerca da melhor forma de realização de revisão das tarifas praticadas na distribuição de Gás Natural no Paraná.

Apesar da modernização do contrato de concessão com a substituição da taxa fixa de remuneração pela sistemática do WACC, **ainda há um importante espaço regulatório a ser preenchido para que se alcance a modicidade tarifária.**

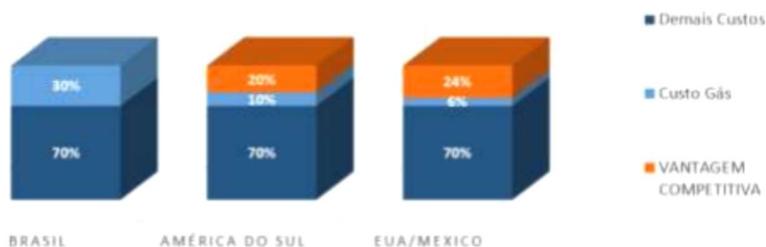
Especificamente em relação ao setor ceramista, as tarifas de gás natural podem representar efetivo risco para a continuidade das atividades produtivas no estado, isso porque os preços de Gás Natural praticados para as indústrias brasileiras são muito superiores aos valores cobrados nas Américas Norte e América Latina

Por fazer parte de um grupo econômico com atuação global, a INCEPA pode dizer, com base em dados reais de custo e produção, que o custo do gás natural para a indústria no BRASIL é hoje cerca de **300% mais caro que em países da América do Sul,** como Peru, Colômbia e até mesmo Argentina e, **500% mais caro que no México e nos Estados Unidos.**

O impacto desta diferença para o setor cerâmico é desastroso, já que o custo de gás representa **cerca de 30% do custo total do produto.** Sendo assim, considerando apenas a diferença de custos do gás, os produtos brasileiros têm um custo total muito maior do que os fabricados em outros países, **eliminando por completo a competitividade** dos produtos brasileiros.

O quadro abaixo compara o impacto do custo do gás no custo total de produção no Brasil, América do Sul e EUA/México e evidencia o percentual da desvantagem competitiva dos produtos brasileiros.

**IMPACTO DA DIFERENÇA DE CUSTO DE GÁS NO CUSTO TOTAL DE PRODUÇÃO**



Incepa Revestimentos Cerâmicos Ltda

□ Av. Padre Natal Pigato, 974 - CEP 83607-240 - Campo Largo - PR - Brasil - Tel. (41) 3391 1000

□ BR 476 KM 147 - CEP 83900-000 - São Mateus do Sul - PR - Brasil - Tel. (42) 3520 1000



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Esta condição impacta diretamente as exportações brasileiras, que, em **setembro de 2023**, acumularam **queda de 26,3%** em relação ao acumulado dos últimos 12 meses.

No caso da INCEPA **a empresa vem sistematicamente percebendo quedas nos volumes de exportações e perdendo negócios para produtores de outras regiões.**

Em junho de 2023 a empresa já manifestou, em estudo detalhado entregue em mãos do Ministro da Indústria e Comércio, e na presença do Senhor Governador, a perspectiva de substituição de produção nacional por importações. Esta perspectiva, infelizmente, está se confirmando.

Conforme manifestado naquela oportunidade, com a normalização dos **preços de fretes internacionais**, que chegaram a custar o 100% e voltaram a representar cerca de 12% do valor do produto, estes **não são mais suficientes para barrar as importações.**

Com isso, as indústrias brasileiras estão se vendo obrigadas a desligar fornos e, hoje, de acordo com dados oficiais da ANFACER<sup>1</sup>, mais de **40% da capacidade de produção nacional está ociosa**. Importante manifestar a tendência de agravamento da situação já que **a própria Incepa paralisará 100% da atividade produtiva em dezembro.**

Por todo o exposto, a INCEPA reitera a importância do trabalho que está sendo realizado pela AGEPAR e manifesta apoio às contribuições da **FIEP – Federação das Indústrias do Estado do Paraná** e da **ABRACE – Associação Brasileira de Grandes Consumidores e Energia**, dado o grande conhecimento e expertise destas entidades, no tema regulatório.

A Incepa está confiante de que o acolhimento de tais contribuições será fundamental para que se alcance um cenário regulatório de excelência no estado garantindo-se modicidade tarifária e condições de competitividade para todas as indústrias do estado.

CINTIA BIN  
MOMBACH



INCEPA REVESTIMENTOS CERÁMICOS LTDA.

<sup>1</sup> Associação Nacional dos Fabricantes de Cerâmica



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Carta C/033/2023 – DC

Curitiba, 17 de novembro de 2023.

Senhor Maiquel Guilherme Zimann  
Diretor de Regulação Econômica  
Regulação e Distribuição de Gás Natural  
Agência Reguladora do Paraná – AGEPAR  
Rua Marechal Deodoro, 1600, Alto da XV, CEP 80045-090  
Curitiba, Paraná

**Assunto:** Tomada de Subsídios nº 01/2023.

Prezado Senhor

A UEG Araucária S.A. – UEGA, pessoa jurídica de direito privado instituída sob a forma de sociedade anônima, inscrita no CNPJ sob o nº 02.743.574/0001-85, com endereço à Rua José Izidoro Biazetto, 158, Bloco C, Mossunguê – Curitiba/PR, proprietária da Usina Termelétrica de Araucária (UTE Araucária ou Usina), usuária dos serviços de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná, comparece respeitosamente a sua presença em atenção à Tomada de Subsídios nº. 01/2023, publicada por essa Agência no Diário Oficial do Estado do Paraná do dia 16 de outubro de 2023, e posteriormente no dia 1º de novembro de 2023, estendendo o prazo de contribuições para as 20h do dia 17 do mesmo mês.

A Lei Complementar nº 205 de 7 de dezembro de 2017, que dispõe sobre os serviços de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná, estabeleceu em seu art. 12 (grifos nossos):

*Art. 12. As tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pela Agepar em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação.*



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

*Parágrafo único. As instalações e os dutos construídos e implantados pelas concessionárias de gás canalizado terão seus custos de investimento, de operação e de manutenção considerados nas tarifas estabelecidas pela Agepar.*

No art. 14 do mesmo diploma legal, encontra-se a motivação da Tomada de Subsídios em pauta:

*Art. 14. As revisões tarifárias compreenderão a reavaliação das condições da prestação dos serviços e das tarifas praticadas e poderão ser:*

*I - periódicas, a cada cinco anos, ouvida a concessionária, objetivando a distribuição dos ganhos de produtividade com os usuários e a reavaliação das condições de mercado;*

*(...)*

*§ 5º A primeira revisão tarifária periódica mencionada no inciso I deste artigo, ocorrerá no ano de 2023 para aplicação em 7 de julho de 2024.*

Neste ano de 2023, enquanto não é concluída a revisão tarifária periódica a que se refere o §5º do Art.14, supra, a Agepar instituiu tarifas para os usuários dos serviços de distribuição de gás natural canalizado, por meio da Resolução AGEPAR nº 5 de 30 de janeiro de 2023, e por meio da Resolução AGEPAR nº 7 de 1º de fevereiro de 2023.

Posteriormente, em 28 de julho de 2023, a Resolução nº 26 atualizou monetariamente os valores de tarifas estabelecidos nos meses de janeiro e fevereiro do mesmo ano.

As citadas Resoluções fazem, em suas considerações iniciais, referência à prorrogação do contrato de concessão para exploração dos serviços de gás canalizado, firmado na data de 26 de dezembro de 2022, celebrado entre o Poder Concedente, Estado do Paraná, e a concessionária, Companhia Paranaense de Gás - COMPAGAS. Este contrato, por sua vez, estabeleceu as tarifas aplicáveis à UTE Araucária em seu Anexo 6 "Margens da Estrutura Tarifária Inicial", tabela "SEGMENTO TERMOELÉTRICO – QUANTIDADE DIÁRIA CONTRATADA (QDC) ACIMA DE



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

500.000 m<sup>3</sup>/dia", tabela esta que define o "Termo fixo mensal" de R\$ 125.602,93 e "Margem" de R\$ 0,0643/m<sup>3</sup>.

Desde a publicação das referidas resoluções, a UEGA tem sido cobrada pela concessionária local nos valores teto estipulados. Até a presente data, foram pagos mais de R\$ 859.000,00 (oitocentos e cinquenta e nove mil reais) à Compagas a título de "Termo fixo mensal".

Cabe destacar que a UEGA vem solicitando a essa Agência, **desde 22 de março de 2023**, por meio da Carta 017/2023, e outras subsequentes que reiteraram o pedido, acesso ao conteúdo dos processos administrativos que deram origem às tarifas vigentes. **Até o momento de entrega das contribuições da UEGA a esta Tomada de Subsídios, o pedido de acesso à informação não foi atendido.**

Sendo este um tema relevante para as finanças da companhia, apresentamos nesta oportunidade nossas considerações com o intuito de contribuir com o papel designado a essa Agência pela legislação.

A UTE Araucária é a maior consumidora de gás natural no Estado do Paraná, com capacidade de consumo de cerca de 2.100.000 m<sup>3</sup>/dia. Diferentemente de consumidores dos setores industrial ou comercial, uma usina termelétrica não apresenta perfil de consumo constante. Isto porque as termelétricas não têm poder de decisão quanto ao próprio acionamento para despacho, isto é, geração de energia elétrica.

Explica-se. Segundo o funcionamento do setor elétrico estabelecido pela legislação e pelo Ministério de Minas e Energia, além da regulação prevista pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma usina termelétrica está sujeita à ordem de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, criado com o propósito de coordenar o atendimento à demanda por energia elétrica no Brasil.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Instituído como uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, o ONS foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004.

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações exercidas sobre o sistema e seus agentes proprietários para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país, com os objetivos de:



Diretoria de Regulação Econômica - DRE  
Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

É notório, portanto, que a UEGA não tem controle sobre sua demanda por gás natural, e, por conseguinte, por serviços de distribuição do combustível, mesmo sendo o despacho termelétrico a fonte de receitas que garante perpetuidade à companhia.

Claro exemplo das implicações deste modelo de funcionamento do setor é o fato de a UTE Araucária não ter sido chamada ao despacho pelo ONS em 2023, ano em que se estabeleceu, para remuneração dos serviços de distribuição de gás natural, tarifa de natureza fixa, em um ano em que a empresa não auferiu receitas operacionais.

**1) Da estrutura dedicada ao atendimento da UTE Araucária**

É importante esclarecer que a estrutura da rede de distribuição destinada ao atendimento da UTE Araucária é exclusiva. Trata-se de gasoduto com extensão total de 3.143m<sup>2</sup> que conecta o gasoduto de propriedade da TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL S.A. – TBG até a Usina.

Sendo este um ramal dedicado à UEGA, e independente do restante da infraestrutura da concessão de gasodutos locais, faz-se necessário que o custeio imposto à UTE Araucária seja somente oriundo desta estrutura, não sendo cabível cobrar da Usina a remuneração e o custo de toda a base de ativos da concessão, muito menos reserva de mercado, tanto para o produto gás natural, quanto para o espaço no gasoduto, tendo em vista sua natureza exclusiva.

Da mesma forma, faz-se necessário destacar do plano de manutenção e operação da concessionária aqueles custos que dizem respeito à estrutura destinada ao atendimento da Usina de propriedade da UEGA e ao seu gerenciamento.

Não deve recair sobre esta usuária quaisquer subsídios para o custeio do atendimento dos demais clientes da concessão, que são atendidos por estrutura à parte.

Da mesma forma, seriam descabidas cobranças com objetivo de fomentar o crescimento da malha de gasodutos locais. Ora, sendo a Usina uma prestadora de

(a) promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela Aneel;

(b) garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; e

(c) contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras.

<sup>2</sup> Fonte: TERMOELÉTRICA ARAUCÁRIA, ARRANJO GERAL DO TRAÇADO ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO – TERMOELÉTRICA, emitido por Buero Construção Civil Ltda., revisão 6, 26 de abril de 2007.

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

serviço público, autorizada pela ANEEL a atuar como produtora independente de energia, fica claro que **qualquer custo fixo imposto à UEGA será excessivamente penoso à Companhia, tendo em vista que a totalidade de suas receitas tem natureza variável, tendo seu preço regulado pela ANEEL.**

**2) Da abertura da composição da tarifa**

Ressalta-se que, sendo a UTE Araucária consumidora livre de gás natural nos termos do artigo 24, III combinado com o artigo 28, I, da Lei Complementar nº 205/2017, a relação comercial da UEGA, proprietária da Usina, junto à concessionária Compagas diz respeito tão somente aos serviços de distribuição do insumo, diferentemente do que ocorre com outros usuários contratantes da concessionária, que não apenas utilizam os serviços de distribuição, mas, também, adquirem o gás natural junto à Compagas.

Apesar disso, as tarifas dos serviços da concessionária são apresentadas consolidadas, sem a separação da porção referente ao insumo e da porção referente aos serviços de distribuição, quais sejam, operação e manutenção das instalações.

É importante que se faça a distinção entre o preço do produto gás natural e do preço do serviço de distribuição nas tabelas que estabelecem as tarifas praticadas pela concessionária, para conferir clareza e transparência à cobrança feita aos usuários. Este detalhamento é necessário para conferir maior transparência à precificação dos serviços prestados pela Compagas.

Veja-se que a própria Lei Complementar nº 205/2017, em seu art. 12, já citado anteriormente, trata de "tarifas de operação e manutenção das instalações". Sendo esta a parte que cabe à Agência regular, fica demonstrada a importância de desmembrar a cobrança, demonstrando-se os valores que são efetivamente destinados à remuneração da concessionária e os valores destinados à aquisição do combustível.

**3) Dos itens submetidos à apreciação do mercado na Tomada de Subsídios**

Feitas as considerações iniciais, que embasam o entendimento desta usuária a respeito da cobrança dos serviços de distribuição, passamos aos itens abertos por essa Agepar na presente Tomadas de Subsídios.

**i. Opex, Odesp, Encargos de Mercado Livre e Encargos de Comercialização.**



Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

Quanto à metodologia para projeção de Custos Operacionais (Opex) e Outras Despesas, Gastos e Receitas Irrecuperáveis (ODESP), propomos que seja contemplada solução alternativa às apresentadas, conforme subitem 4 "Outras possibilidades".

Sugere-se que sejam apresentados pela Compagas os custos efetivamente incorridos exclusivamente para atendimento da UEGA desde o início da operação do ramal dedicado à UTE Araucária.

Com base na natureza dos custos incorridos, classificá-los em "fixos" e "variáveis", apurando-se tarifa fixa anual com base na média histórica de tais custos anuais, sendo adicionado percentual de remuneração da concessionária com base no estabelecido pelo Contrato de Concessão.

Sugerimos, em atendimento ao segundo ponto deste item, que seja utilizada apenas a extensão de rede como direcionador de custo, pois este critério permitirá alocação mais adequada de custos para esta usuária.

Novamente, propomos que somente aqueles custos operacionais incorridos diretamente do atendimento ao cliente UEGA sejam alocados para a tarifa desta termelétrica.

Não há que se falar em custos, despesas e encargos associados à atividade de Comercialização de Gás no Mercado Cativo e nem de gestão de Mercado Livre para a UEGA, tendo em vista que esta usuária faz uso somente dos serviços de distribuição, e não adquire gás natural junto à Compagas.

Não são aplicáveis à UEGA custos relativos a leasing.

Despesas, gastos e receitas irrecuperáveis deverão ser alocados à Usina somente quando e se incorridos na prestação de serviços à UEGA, à medida da proporção da extensão do ramal dedicado ao seu atendimento em relação ao restante da malha objeto da concessão.

**ii. Capital de Giro.**

Quanto à consideração de Ativo Circulante e Passivo Circulante da concessionária no cálculo do capital de giro que deverá compor a tarifa, ressalta-se que, para a cobrança aplicável aos consumidores livres, deve-se desconsiderar os valores relativos à compra e venda de combustível,

Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

dado que o gás natural utilizado por este consumidor não é adquirido da concessionária. Portanto, não é cabível nem razoável que a necessidade de capital de giro da concessionária para atendimento do mercado cativo impute custos aos consumidores livres.

Sugere-se que, quanto à seleção da amostra para o cálculo de capital de giro, seja efetuado o cálculo a partir do ano em que a Compagas foi mais eficiente na gestão do ciclo financeiro, dentro dos 5 anos propostos pelo Memorando 004/2023.

**iii. Outras receitas.**

Historicamente, os custos incorridos pela UEGA junto à Compagas nos últimos 5 anos referem-se aos serviços de distribuição efetivamente prestados, termo fixo e penalidades por maior ou menor retirada de gás do que o programado. Não seria adequado incluir na tarifa uma projeção de linha referente a este tipo de cobrança, dada sua natureza extraordinária.

**iv. Volume projetado.**

O volume projetado para distribuição de gás natural no ramal dedicado à UEGA deve basear-se na média de volume histórico distribuído à UTE Araucária nos últimos 5 anos, dado que a demanda por despacho termelétrico tem alta volatilidade, sendo de difícil projeção.

**v. CAPEX.**

A necessidade de CAPEX atribuída à tarifa da UTE Araucária deve contemplar unicamente os investimentos necessários à manutenção do ramal dedicado, tendo em vista que não há necessidade de expansão da rede. Se houver, seria o caso de realizar uma revisão tarifária nos termos do Art. 14, inciso II, da Lei Complementar nº 205 de 7 de dezembro de 2017.



Diretoria de Regulação Econômica - DRE

Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

As contribuições são apresentadas pela UEGA no intuito de reforçar a necessidade de observação aos princípios de razoabilidade, transparência, publicidade e modicidade, necessários para o cumprimento das atribuições da Agepar instituídas pela Lei.

Considerando-se que, conforme mencionado pelo próprio Memorando 004/2023, o Contrato de Concessão não define critérios ou metodologia para cálculo de custos eficientes, encargos de mercado livre e capital de giro aplicáveis à tarifa, reitera-se que, dada a natureza da atividade da UTE Araucária, bem como seu perfil de consumo, é imperioso que os custos que comporão a tarifa cobrada desta usuária sejam somente aqueles referentes à infraestrutura que atende exclusivamente a Usina.

Cabe ressaltar que qualquer eventual alteração relevante aos componentes da tarifa aplicável à UEGA, poderá ensejar adequação contratual para fins de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato entre as partes.

Desde já, agradecemos a atenção dispensada.

Atenciosamente,



Demétrio Sheeny Coutinho

Diretor Comercial da UEG Araucária S.A.

Enviado por e-protocolo, com cópia para [carlos.vrodrigues@agepar.pr.gov.br](mailto:carlos.vrodrigues@agepar.pr.gov.br) e [maiquel.zimann@agepar.pr.gov.br](mailto:maiquel.zimann@agepar.pr.gov.br).



## Diretoria de Regulação Econômica - DRE

### Coordenadoria de Distribuição de Gás Canalizado - CDG

#### 3. Conclusão

O presente relatório visa tão somente divulgar as contribuições recebidas no período de Tomada de Subsídio 01/2023, ocorrido entre os dias 17 de outubro de 2023 a 17 de novembro de 2023. A Agência considerará as sugestões cabíveis nas notas técnicas que estabelecerão o método de cálculo tarifário para a primeira revisão tarifária do serviço de distribuição de gás canalizado instituído pelo novo contrato de concessão assinado em 2022. Tais notas técnicas serão divulgadas e também contarão com a participação social, mas dessa vez no processo de consulta pública que oportunamente será anunciado.

A tomada de subsídios não tem caráter deliberativo e seu objetivo é simplesmente munir Agência com ideias e opiniões da sociedade sobre o tema, de modo que ela possa elaborar as notas técnicas mais adequadas e que embasarão mais precisamente o método de cálculo tarifário, dentro do que prevê o contrato de concessão.

Assim, a não divulgação da análise dessas sugestões decorre da necessidade de evitar a antecipação de seu entendimento, e que somente será divulgado após apreciação do Conselho Diretor da AGEPAR e por meio da publicização da(s) nota(s) técnica(s) da metodologia da 1ª. revisão tarifária do serviço de distribuição de gás canalizado. Da mesma forma que o presente relatório, os resultados da futura consulta pública da(s) citada(s) nota(s) técnica(s) será(ão) divulgada(s) e disponibilizadas no sítio eletrônico da AGEPAR: [www.agepar.pr.gov.br](http://www.agepar.pr.gov.br). É o relatório.

Curitiba, 08 de dezembro de 2023.

Adalto Acir Althaus Junior  
Chefe da Coordenadoria dos Serviços de Distribuição de Gás Canalizado



ePROCOLO



Documento: **RelatorioTomadadeSubsidios01\_2023.pdf**.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 08/12/2023 11:05 Local: AGEPAR/DRE/CDG.

Inserido ao protocolo **21.083.436-2** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 08/12/2023 10:43.



Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021.

A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço:  
<https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento> com o código:  
**9adc432753ea3615bb697f70601c4525**.