

# Audiência Pública AP/ARCE/022/2025



**Relatório CET 016/2025  
Fortaleza, 27 de janeiro de 2026**

## SUMÁRIO

<b>1 – Objetivo</b>	<b>01</b>
<b>2 – Contribuições</b>	<b>01</b>
<b>2.1 - Contrato de concessão - aspectos Jurídicos</b>	<b>01</b>
<b>2.2 – Pleito tarifário</b>	<b>07</b>
<b>2.2.1 – Procedimentos regulatórios</b>	<b>07</b>
<b>2.3 - Volume</b>	<b>10</b>
<b>2.4 - Custo operacional</b>	<b>12</b>
<b>2.4.1 - Despesas de pessoal</b>	<b>14</b>
<b>2.4.1.2 – Programa participação nos resultados</b>	<b>16</b>
<b>2.4.2 - Despesas gerais</b>	<b>18</b>
<b>2.4.2.1- Conversão de clientes</b>	<b>18</b>
<b>2.4.2.2 - Despesas institucionais</b>	<b>20</b>
<b>2.4.3 - Despesas com serviços contratados</b>	<b>21</b>
<b>2.4.4 - Despesas tributárias</b>	<b>22</b>
<b>2.5 - Custo do Capital</b>	<b>23</b>
<b>2.5.1 – Análise dos investimentos</b>	<b>23</b>
<b>2.6 - Ajuste</b>	<b>25</b>
<b>2.5.1 – Metodologia do ajuste</b>	<b>25</b>
<b>2.7 – Tarifa Média Contratual</b>	<b>27</b>
<b>2.8 – Cálculo da Margem Bruta</b>	<b>35</b>
<b>2.9 – Outras contribuições da Cegás</b>	<b>36</b>
<b>3 – Conclusão</b>	<b>40</b>

## 1. Objetivo

O presente relatório tem como objetivo analisar as contribuições apresentadas durante a Audiência Pública AP/ARCE/022/2025, realizada nas modalidades pública presencial e virtual, no dia 11/11/25, e intercâmbio documental, no período de 03/11 a 12/11/25, referente à Nota Técnica CET 004/2025, que trata da revisão ordinária da margem bruta do serviço de distribuição de gás canalizado no Estado do Ceará.

## 2. Contribuições

As contribuições são analisadas na sua forma integral ou sob a forma de extratos retirados dos textos completos apresentados na Audiência Pública AP/ARCE/022/2025. Neste relatório, as contribuições são discriminadas com base nas variáveis integrantes da fórmula paramétrica da margem bruta de distribuição, conforme o "Anexo I - Metodologia de Cálculo da Tarifa para Distribuição do Gás Canalizado no Estado do Ceará", do Contrato de Concessão. Além da identificação do respectivo autor, para cada contribuição é realizada uma análise fundamentada de forma isolada ou conjunta, abordando sua incorporação ou não ao cômputo final da margem bruta. Foram recebidas contribuições dos seguintes participantes: Companhia de Gás do Ceará (Cegás) – correspondência eletrônica, de 12/11/2025; Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) - correspondência eletrônica de 12/11/2025; Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) - correspondência eletrônica de 12/11/2025; Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) - correspondência eletrônica de 12/11/2025; Norgás – correspondência eletrônica de 12/11/2025; América Gestão de Energia S.A – correspondência eletrônica de 12/11/2025.

### 2.1. Contrato de Concessão - Aspectos Jurídicos

#### A) Contribuição da Cegás

##### A.1) Aspectos jurídicos das regras contratuais do cálculo da margem bruta

Em 30 de dezembro de 1993, o Estado do Ceará e a Companhia de Gás do Ceará – Cegás celebraram o Contrato de Concessão dos Serviços Locais de Distribuição de Gás Canalizado, o qual atribuiu à Concessionária Estadual a exclusividade da prestação de tais serviços em todo o território cearense durante 50 (cinquenta) anos. Posteriormente, em 1º de março de 2004, foi celebrado o Primeiro Termo Aditivo entre o Estado do Ceará, a Cegás e a Arce, com o objetivo de harmonizar os dispositivos Contratuais à criação e às competências da Agência Reguladora.

Dentre as diversas cláusulas fixadas no Contrato de Concessão dos Serviços Locais de Distribuição de Gás Canalizado que têm relação direta com o processo de revisão tarifária ora discutido e que devem ser, necessariamente, observadas pelas partes, encontram-se:

DA CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA – TARIFAS, ENCARGOS, ISENÇÕES E REVISÕES

Item 14. As tarifas do serviço de distribuição de gás canalizado serão fixadas pela CONCESSIONÁRIA e aprovadas pelo CONCEDENTE, **de forma a**

**cobrir todas as despesas realizadas** pela CONCESSIONÁRIA e **a remunerar o capital investido**. (o grifo é nosso).

Subitem 14.1. A tarifa será estabelecida de acordo com os critérios definidos no ANEXO I – Metodologia de Cálculo da Tarifa para Distribuição de Gás Canalizado no Estado do Ceará.

Subitem 14.4. A tarifa será **revista anualmente**, levando-se em consideração **as projeções de volumes de gás a serem comercializados e os respectivos investimentos**. (o grifo é nosso).

#### DO ANEXO I - METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TARIFA PARA DISTRIBUIÇÃO DO GÁS CANALIZADO NO ESTADO DO CEARÁ

Item 1. Define a tarifa média de gás natural (ex-impostos de qualquer natureza *ad valorem*) a ser praticada pela Concessionária do serviço de distribuição de gás como a soma do preço de venda do gás pela supridora com a margem de distribuição resultante das planilhas de custos acrescidos da remuneração dos investimentos, representada pela seguinte fórmula paramétrica:

$TM = PV + MB$ , onde:

TM = Tarifa média a ser cobrada pela Concessionária em R\$/m<sup>3</sup>

PV = Preço de Venda da Supridora em R\$/m<sup>3</sup>

MB = Margem Bruta de distribuição da Concessionária em R\$/m<sup>3</sup>

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

Item 6. A revisão da margem bruta será feita de acordo com a seguinte fórmula paramétrica:

$MB = (\text{Custo de Capital} + \text{Custo Operacional} + \text{Depreciação} + \text{Ajustes} + \text{Produtividade}) / (80\% \text{ previsão atualizada das vendas})$

A Cegás apresentou o Pleito Regulatório com base no Orçamento 2025 aprovado pelo Conselho de Administração para o ano corrente, conforme previsto no Item 4 do Anexo I do Contrato de Concessão.

É importante ressaltar que o processo de Revisão Ordinária da Margem de Distribuição é fundamental que a Margem Bruta (MB) cubra todas as despesas e remunere o capital investido adequadamente, com o fito de manter o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, condição fundamental para o bom funcionamento do ambiente regulatório.[...]

#### **Resposta da Arce**

No item 6, do Anexo I, do Contrato de Concessão, a margem bruta é definida como a soma entre variáveis prospectivas (volume de gás a ser faturado, custo operacional, custo do capital e depreciação dos investimentos a serem realizados) e retrospectivas (ajuste e produtividade). O orçamento anual da concessionária é o ponto de partida para o cômputo das variáveis prospectivas, uma vez que o dispositivo legal em apreço permite ao regulador, que é delegatário do concedente (Estado do Ceará), a revisão dos custos relacionados neste orçamento:

As planilhas de custo serão anualmente submetidas ao CONCEDENTE para fins de aprovação da tarifa, podendo ser revistas, periodicamente, e confrontadas com a margem bruta - MB - vigente, de modo a garantir o equilíbrio econômico financeiro do Contrato." [grifo do regulador].

No mesmo Anexo supracitado há a previsão da Taxa de Remuneração (TR) anual do investimento considerando 20% a.a.. Neste sentido, a CET aplicou os parâmetros definidos no Contrato de Concessão ao fazer uma revisão do orçamento anual da concessionária com base em valores mais condizentes com a realidade do mercado de gás natural do Estado do Ceará, o regulador entende que está atuando em conformidade com o item 6, do Anexo I, do Contrato de Concessão. Ao proceder dessa forma, o regulador considera que a nova margem bruta, oriunda da revisão ordinária anual, além de não prejudicar o ato jurídico perfeito (art. 5º, inciso XXXVI, da Constituição Federal), vai ao encontro da prestação adequada do serviço de distribuição de gás natural que, conforme a Lei Federal de Concessão e Permissão (8.987, de 13/02/95), estabelece os princípios de eficiência, atualidade, modicidade tarifária e equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

Neste contexto, as cláusulas tarifárias do Contrato de Concessão foram regulamentadas pelas resoluções Arce nº 123, de 07 de janeiro de 2010, Arce nº 163, de 25 de outubro de 2012, e Arce nº 227, de 31 de agosto de 2017, que disciplinam os procedimentos a serem adotados na formulação e apresentação de propostas de revisão ordinária e extraordinária das tarifas dos serviços de distribuição de gás canalizado. No âmbito do processo administrativo legal, essas resoluções foram submetidas às devidas audiências públicas (presencial e documental) que asseguraram a transparência e a ampla participação de diversos segmentos da sociedade, inclusive com contribuições da própria concessionária para aperfeiçoamento dessas resoluções.

## **A.2) Tempestividade na definição da margem bruta**

É importante ressaltar que o processo de Revisão Ordinária da Margem de Distribuição é fundamental que a Margem Bruta (MB) cubra todas as despesas e remunere o capital investido adequadamente, com o fito de manter o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, condição fundamental para o bom funcionamento do ambiente regulatório.

Art. 2º - As revisões das tarifas dos serviços serão realizadas com a finalidade de restabelecer ou de preservar o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, nos termos do artigo 8º, da Lei Estadual nº 12.788, de 30 de dezembro de 1997, visando a conservação dos valores reais das tarifas, a cobertura dos investimentos e dos custos operacionais e a melhoria na qualidade dos serviços. (Resolução Nº 123, de 07 de janeiro de 2010)

A tempestividade na aprovação e divulgação pública da MB, por parte do Poder Concedente na figura da Agência Reguladora, é essencial para a adequada gestão da estrutura tarifária a ser adotada nos diversos segmentos por parte da Concessionária. Vale mencionar, inclusive, que a CEGÁS está inserida em ambientes com efeitos inflacionários e financeiros e a tempestividade na aprovação da revisão se faz necessária para evitar problemas e perdas para a Companhia, conforme já mencionada na cláusula 14.3 do Contrato de Concessão.

**14.3 - O CONCEDEnte** tem consciência da importância da tarifa para a **CONCESSIONÁRIA**, inclusive quanto aos seus corretos e tempestivos estabelecimentos, reajuste e revisão, da contundência dos efeitos inflacionários e dos problemas e perdas que tudo isso, em conjunto ou separadamente, pode causar à **CONCESSIONÁRIA**.

Diante da relevância do tema, a Arce expediu a Resolução nº 123/2010, que disciplina os procedimentos a serem adotados na formulação e apresentação de propostas de revisão ordinária e extraordinária das tarifas dos serviços de distribuição de gás canalizado, prestados pela Companhia de Gás do Ceará (Cegás), posteriormente alterada pela resolução nº 163/2012, na qual constam prazos a serem seguidos, tanto pela Concessionária quanto pelo Regulador, no processo de revisão ordinária da Margem Bruta. Conforme a resolução, a MB a ser vigente no ano deverá ser aprovada até dia 20 (vinte) de junho, conforme descrito abaixo:

**Art. 38** - A ARCE tornará público, até o dia **20 (vinte) de junho**, o valor final da nova Tarifa Média (TM) aprovada e fixada pelo seu Conselho Diretor.

Frisa-se ainda, que a MB aprovada entrará em vigor no ano de referência, que coincidirá com o ano civil. Desse modo, torna-se ainda mais necessário a tempestividade do processo de revisão para que a Concessionária tenha tempo hábil para a gestão da composição tarifária.

**Art. 6º** - O cálculo da Margem Bruta (MB) de distribuição está fundamentado na avaliação prospectiva dos custos dos serviços, na remuneração e depreciação dos investimentos vinculados aos serviços, realizados ou a realizar ao longo do ano de referência para cálculo, e na projeção do volume de gás a ser vendido durante esse ano, segundo o Programa Orçamentário da CEGÁS.

**Parágrafo único** - Ano de referência é o período de 12 (doze) meses, coincidente com o ano civil, em que estará em vigor a nova Margem Bruta (MB). (Resolução Nº 123, de 07 de janeiro de 2010).

Ainda sobre o tema, a resolução deixa expresso que a Concessionária será penalizada caso descumpra o valor da Margem Bruta Autorizada pelo Regulador. Isto posto, compara-se a Margem Bruta Autorizada com a Margem Bruta Auferida pela Companhia, com base na Demonstração do Resultado do Exercício (DRE), com o objetivo de averiguar o devido cumprimento do que fora aprovado pela Agência Reguladora.

Fica evidente, portanto, a indispensabilidade do efetivo cumprimento dos prazos estabelecidos pela Resolução, a fim de se evitar que a CEGÁS não possua tempo suficiente e incorra em riscos para a devida gerência da MB na compatibilização da Margem Bruta Auferida com a Margem Bruta Autorizada.

**Art. 4º** - A Cegás poderá adotar tarifas diferenciadas de acordo com o nível, o tipo e o perfil de consumo, desde que mantida uma receita no máximo igual a que seria obtida aplicando-se a Tarifa Média (TM).

**§ 2º** - O descumprimento do limite estabelecido no caput deste artigo poderá acarretar uma compensação a ser contemplada no momento do cálculo do Ajuste (AJ), o qual é uma variável constituinte da fórmula paramétrica da Margem Bruta (MB) de distribuição, e poderá ser considerada uma infração sujeita à aplicação da penalidade de multa, conforme o item III, do artigo 7º, da Resolução Arce nº 88, de 16/08/07. (Resolução Nº 123, de 07 de janeiro de 2010).

Desse modo, fica claro que a aprovação intempestiva do processo de revisão pode

trazer ônus tanto para o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão quanto para a gestão das margens aplicadas aos segmentos de atuação da Companhia, além de ter associado uma variável de risco regulatório.

### **Resposta da Arce**

A Coordenadoria Econômico Tarifária – (CET) concorda que a busca do aprimoramento no processo de revisão da margem bruta deva ser um propósito tanto do agente regulador como da concessionária em razão dos motivos já expostos pela Cegás. Entretanto no processo de definição da margem bruta 2025, as informações iniciais postas pela Concessionária, no documento Pleito da Margem Bruta, apresentaram inconsistências pela ausência de uma documentação que fundamente o pedido de inclusão de determinado investimento no cômputo da margem bruta ou houve a necessidade de esclarecimentos adicionais para a compreensão melhor de determinado aumento da conta no ano de 2025, quando comparado com o ano de 2024. Neste contexto, foram solicitadas informações adicionais no âmbito do ofício CET/009/2025, de 03.abr.2025, motivo pelo qual após a resposta da Cegás, o analista da Coordenadoria Econômico Tarifária e o analista da Coordenadoria de Energia deram continuidade a análise a partir das informações prestadas pela Concessionária. Não obstante a forma paramétrica de cálculo da margem posta no Anexo I, do Contrato de Concessão, salienta-se a complexidade atual dos cálculos da margem bruta em decorrência da existência de diversos supridores da molécula de gás para a concessionária, quando comparado a situações pretéritas de existência de somente a um supridor: Petrobrás. Nesta circunstância, os cálculos devem ser realizados a partir da nova realidade de mercado.

Ademais, a CET considera o pedido da Cegás como uma pauta relevante interna a ser discutida entre as coordenadorias citadas no propósito de aprimoramento do processo de revisão da margem bruta.

Por fim, a CET considera de igual modo que houve o aprimoramento do processo de revisão da margem bruta da concessionária no que concerne aos prazos da concessionária de envio do Pleito da Margem Bruta 2025, após a designação de Coordenadoria específica para a área de regulação da Concessionária, visto que em revisões passadas da margem bruta, a principal causa de descumprimento de prazo para a definição da margem bruta consistia no atraso do envio do Pleito da Margem Bruta por parte da Concessionária, como nos anos de 2022, 2021 e 2020.

### **B) Contribuição da América Gestão de Energia S.A.**

Em nome da América Gestão, atuante na consultoria de consumidores industriais no Estado do Ceará, apresentamos nossa contribuição ao processo de revisão da TUSD conforme a Lei Estadual nº 17.897/2022 e a Resolução ARCE nº 10/2023, que dispõem sobre a metodologia para cálculo da TUSD.

[...] A TUSD, conforme proposta na minuta da ARCE, aplica-se aos agentes livres, autoprodutores, consumidores conectados à rede de distribuição da CEGÁS e compõe a remuneração do serviço de distribuição de gás canalizado.

Para o segmento industrial (especialmente grandes volumes), a carga tarifária da TUSD representa parcela relevante dos custos do insumo gás, com impacto direto na competitividade.

No mercado livre de gás canalizado, a diferenciação de tarifas para consumidores de grande porte, regime de alta pressão ou volumes contratuais expressivos é prevista, conforme a Resolução ARCE e a minuta de TUSD.[...]

Propomos que, para segmentos industriais com volume mínimo contratado ou carga de alta pressão, seja aplicada uma tarifa de uso diferenciada, refletindo menor risco de subutilização da rede e maior previsibilidade de demanda.[...]

Com base nos argumentos acima, apresentamos as seguintes proposições para consideração da ARCE:

- 1) Estabelecer uma faixa tarifária de TUSD diferenciada para consumidores industriais com: volume agregado por matriz de CNPJ:  $\geq$  [ex: 50.000 m<sup>3</sup>/dia]; uso contínuo/inflexível de gás (mínimo de utilização  $\geq$  95%) A Resolução ARCE minuta já prevê esse tipo de diferenciação para segmentos termoeletrico.
- 2) Aplicar fator de desconto da TUSD para consumidores que assumam compromisso contratual de utilização mínima (*take-or-pay*) ou de uso eficiente da rede, assegurando amortização dos CAPEX e diluição dos OPEX.
- 3) Revisar a base de cálculo da TUSD para considerar um volume efetivo maior (85-90% do contratado) em vez de volume real inferior, garantindo maior previsibilidade para a distribuidora e melhor tarifa para o usuário.
- 4) Excluir ou reduzir os componentes de custo que não geram benefício direto ao usuário industrial livre, tais como: despesas de comercialização de gás destinada exclusivamente ao mercado cativo; perdas de gás que não se aplicam ao segmento industrial de alta pressão; custos de pessoal comercial para usuário industrial com contrato direto.
- 5) Reforçar mecanismos de transparência e auditoria de custos que compõem o CAPEX/OPEX para que os consumidores industriais possam acompanhar detalhadamente os encargos que estão sendo repassados via TUSD.

### **Resposta da Arce**

O objetivo da Audiência Pública AP/ARCE/022/2025, realizada nas modalidades pública presencial e virtual, no dia 11/11/25, e intercâmbio documental, no período de 03/11 a 12/11/25, referente à Nota Técnica CET 004/2025, que trata da revisão ordinária da margem bruta do serviço de distribuição de gás canalizado no Estado do Ceará. Nesta circunstância, as contribuições da América Gestão de Energia S.A. concernem às questões que não são tratadas na mencionada audiência. Por isso, a CET considera que as contribuições não devam ser analisadas neste relatório.

## 2.2. Pleito Tarifário

### 2.2.1 Pleito original da Cegás

#### A) Contribuição da Cegás

A Concessionária, por meio do Ofício 000074/2025/CEGÁS/DAF, de 28 de fevereiro de 2025, apresentou à ARCE o pleito de revisão da sua Margem Bruta anual, em que foi solicitada uma Margem Regulatória para 2025 no montante de R\$ 160.256.040, incluindo os ajustes relativos ao ano de 2024, estruturado conforme Tabela 1 a seguir:

Tabela I - Margem Regulatória

0.	ITENS	Valores orçados
<b>1.</b>	<b>Custos Operacionais</b>	<b>68.050.535</b>
	Pessoal	25.953.818
	Despesas Gerais	7.765.055
	Serviços Contratados	13.601.022
	Material	1.170.097
	Comercialização e Publicidade	625.544
	Despesas Tributárias	4.909.411
	Diferença com Perdas do Gás	2.683.832
	Remuneração	11.341.756
<b>2.</b>	<b>Custo de Capital</b>	<b>40.294.717</b>
	Remuneração	31.931.986
	Tributos (IR/CSL)	8.362.731
<b>3.</b>	<b>Depreciação</b>	<b>39.317.425</b>
<b>4.</b>	<b>Margem Regulatória Total (sem ajuste)</b>	<b>147.662.676</b>
<b>5.</b>	<b>Volume</b>	<b>191.717.271</b>
	Volume Faturado	239.646.589,31
	Volume referencial (80% do volume)	191.717.271,45
<b>6.</b>	<b>Margem unitária (R\$/m³)</b>	<b>0,7702</b>
<b>7.</b>	<b>Ajuste do Exercício Anterior</b>	<b>12.593.363,88</b>
<b>8.</b>	<b>Margem Regulatória Total (com ajuste)</b>	<b>160.256.040</b>
<b>9.</b>	<b>Margem Regulatória Total R\$/m³ (com ajuste)</b>	<b>0,8359</b>

Fonte: Cegás

#### Resposta da Arce

A Arce procedeu sua análise e cálculo do valor da Margem Bruta a partir da interpretação e aplicação dos dispositivos previstos no Contrato de Concessão e nas resoluções Arce nº 123, de 07 de janeiro de 2010, Arce nº 163, de 25 de outubro de 2012, Arce nº 227, de 31 de agosto de 2017, procurando-se avaliar a consistência dos valores integrantes da margem bruta e disponibilizados pela concessionária, bem como a observância ao princípio da modicidade tarifária disposto no § 1º, do art. 6º, da Lei nº 8.987, de 13.fev.1995. Portanto, o cálculo da margem bruta está de acordo com os dispositivos regulatórios supracitados.

### 2.2.1 – Procedimentos Regulatórios

#### A) Contribuição da Abegás

Cumpre-nos destacar, antes da efetiva apresentação das contribuições, que o cumprimento de prazos, é um elemento central em processos desta natureza e que a tempestiva realização das etapas nos tempos previstos nas resoluções 123/2010 e 163/2012 desta Agência evita possíveis impactos econômicos e/ou regulatórios aos envolvidos. Neste sentido, é especialmente importante respeitar o intervalo de tempo regulamentar da Concessionária para a submissão de sua proposta, de modo a

assegurar tempo hábil para sua adequada e qualificada elaboração.

### **Resposta da Arce**

No item 6, do Anexo I, do Contrato de Concessão, a margem bruta é definida como a soma entre variáveis prospectivas (volume de gás a ser faturado, custo operacional, custo do capital e depreciação dos investimentos a serem realizados) e retrospectivas (ajuste e produtividade). O orçamento anual da concessionária é o ponto de partida para o cômputo das variáveis prospectivas, uma vez que o dispositivo legal em apreço permite ao regulador, que é delegatário do concedente (Estado do Ceará), a revisão dos custos relacionados neste orçamento:

As planilhas de custo serão anualmente submetidas ao CONCEDENTE para fins de aprovação da tarifa, podendo ser revistas, periodicamente, e confrontadas com a margem bruta - MB - vigente, de modo a garantir o equilíbrio econômico financeiro do Contrato. [grifo do regulador]

Nesse sentido, ao fazer uma revisão do orçamento anual da concessionária com base em valores mais condizentes com a realidade do mercado de gás natural do Estado .Anexo I, do Contrato de Concessão. Ao proceder dessa forma, o regulador considera que a nova margem bruta, oriunda da revisão ordinária anual, além de não prejudicar o ato jurídico perfeito (art. 5º, inciso XXXVI, da Constituição Federal), vai ao encontro da prestação adequada do serviço de distribuição de gás natural que, conforme a Lei Federal de Concessão e Permissão (8.987, de 13/02/95), estabelece os princípios de eficiência, atualidade, modicidade tarifária e equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão. Neste viés, os procedimentos para o cálculo da margem bruta seguem normas reguladoras estabelecidas pelo Poder Concedente, a exemplo do Contrato de Concessão supracitado.

## **B) Contribuição do IBP**

### **B.1) Divulgação e prazo para contribuições**

O período disponibilizado ao mercado para o envio de contribuições (de 03 a 12 de novembro de 2025) mostra-se bastante reduzido e é insuficiente em um processo de tamanha importância, como é o caso da revisão da margem bruta.

Consideramos que o prazo de apenas 10 dias corridos não é suficiente para a análise detalhada de temas complexos e de natureza altamente técnica, o que limita o aprofundamento necessário para a formulação de contribuições consistentes e bem fundamentadas, capazes de apoiar a agência em suas deliberações.

Diante disso, recomendamos que sejam considerados prazos para contribuições do mercado não inferiores a 45 dias, nos termos da Lei nº 13.848/2019, a qual deve ser observada também pelas legislações estaduais. Ademais, considerando que o processo de revisão da margem bruta ocorre com frequência anual no estado, entendemos que é possível e desejável a implementação de um cronograma fixo para os próximos anos, dando maior previsibilidade à realização dos processos.

## **Resposta da Arce**

Sobre os procedimentos de Audiência Pública, a CET cumpriu o disposto na Resolução Arce nº 151, de 22.jul.2011, que dispõe sobre o processo decisório da Arce e os procedimentos relativos à realização de audiências públicas. Neste contexto, o prazo de 10 dias atende ao estabelecido no §3º, do art. 10, da mencionada Resolução. Contudo, a CET analisará a possibilidade de aumento do prazo da audiência pública para o cômputo da margem bruta 2026.

### **B.2) Aplicação da taxa de remuneração**

Avaliamos que a taxa de remuneração de 20% aplicada à prestação do serviço de distribuição de gás canalizado é inadequada e incompatível com as práticas de mercado. Esse patamar reduz a competitividade do gás natural no estado e dificulta a viabilidade econômica de novos investimentos em expansão.

Observa-se que, em outros estados — como São Paulo e Paraná — as taxas praticadas são significativamente inferiores, sendo em torno de 8 a 9%. Vale destacar ainda que há estados nos quais têm sido conduzidos processos de consulta pública para reavaliar se os parâmetros definidos há cerca de 30 anos ainda refletem as condições atuais do mercado.

Nesse sentido, recomendamos a adoção de uma metodologia de cálculo do retorno de investimentos alinhada às práticas de mercado, como o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) ajustado para valores reais, de forma a garantir maior coerência econômica e equilíbrio regulatório.

Embora reconheçamos que este tema não esteja formalmente incluído no escopo do atual processo de revisão tarifária, entendemos ser importante registrar essa consideração por razões de transparência e para subsidiar futuras discussões sobre a adequação da taxa de remuneração vigente.

## **Resposta da Arce**

A CET esclarece que no item 6, do Anexo I, do Contrato de Concessão, a margem bruta é definida como a soma entre variáveis prospectivas (volume de gás a ser faturado, custo operacional, custo do capital e depreciação dos investimentos a serem realizados) e retrospectivas (ajuste e produtividade). O orçamento anual da concessionária é o ponto de partida para o cômputo das variáveis prospectivas, uma vez que o dispositivo legal em apreço permite ao regulador, que é delegatário do concedente (Estado do Ceará), a revisão dos custos relacionados neste orçamento:

As planilhas de custo serão anualmente submetidas ao CONCEDENTE para fins de aprovação da tarifa, podendo ser revistas, periodicamente, e confrontadas com a margem bruta - MB - vigente, de modo a garantir o equilíbrio econômico financeiro do Contrato. [grifo do regulador]

O Anexo I supracitado estabelece uma Taxa de Remuneração (TR) de 20% a.a..

Nesta circunstância, a CET aplicou os dispositivos estabelecidos no Contrato de Concessão firmado pelo Estado do Ceará (Poder Concedente) e pela Cegás (Concessionária).

Federal de Concessão e Permissão (8.987, de 13/02/95), estabelece os princípios de eficiência, atualidade, modicidade tarifária e equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

## **C) Contribuição da Abrace**

### **C.1) Prazo de contribuição da audiência pública**

[...] Reforçamos contribuição já realizada em processos de revisão tarifária anteriores, em relação ao prazo para análise de documentos e formulação de contribuições. É inconcebível a concessão de 8 dias úteis para leitura das notas técnicas e elaboração de contribuições, medida esta que desincentiva a participação social, uma vez que torna as contribuições rasas e poucas efetivas, devido ao prazo insuficiente. Para que a Arce usufrua de boas contribuições e de uma participação social eficaz, solicitamos adequação do prazo desta consulta pública, e de eventuais consultas públicas futuras a serem realizadas pela agência, com a concessão de pelo menos 20 dias úteis, a fim de que propostas bem estruturadas possam ser formatadas, fomentando a discussão de temas tão relevantes para a alavancagem do mercado de gás natural no Estado do Ceará.

### **Resposta da Arce**

Sobre os procedimentos de Audiência Pública, a CET cumpriu o disposto na Resolução Arce nº 151, de 22.jul.2011, que dispõe sobre o processo decisório da Arce e os procedimentos relativos à realização de audiências públicas. Neste contexto, o prazo de 10 dias atende ao estabelecido no § 3º, do art. 10, da mencionada Resolução.

## **2.3. Volume**

### **A) Contribuição da Cegás**

Os volumes apresentados pela CEGÁS no pleito regulatório, protocolado em 28 de fevereiro deste ano, foram elaborados com base nas projeções utilizados no Orçamento aprovado para o ano de 2025. No entanto, considerando que a Nota Técnica CET nº 004/2025 da ARCE foi publicada apenas em novembro, após um intervalo de tempo em que o mercado apresentou mudanças significativas, é possível dispor de estimativas mais precisas sobre os volumes a serem realizados ao longo do ano.

Diante disso, é de fundamental importância destacar que as condições atuais diferem substancialmente daquelas consideradas no momento da elaboração do Orçamento, motivo pelo qual faz-se necessária a atualização do volume inicialmente encaminhado, de modo a refletir o cenário mais atualizado e condizendo com a realidade.

O segmento industrial, que representa a maior parcela do portfólio da distribuidora, apresentou resultado aquém do esperado, em grande parte, devido à não entrada de operação do *Data Center*, que representaria o incremento de 150 mil m<sup>3</sup>/dia a partir de jul/2025. À época da elaboração do pleito, o volume referente ao futuro usuário foi considerado nas projeções da Cegás, uma vez que a negociação já estava concluída, aguardando apenas a assinatura do contrato.[...]

No entanto, quando o processo se encontrava em sua fase final de formalização, o cliente comunicou a decisão de não prosseguir com a implantação da unidade no Ceará. A decisão decorreu da experiência da operação no Rio Grande do Norte, onde o empreendimento o resultado esperado pelo cliente. Diante desse cenário, a empresa optou por não expandir o projeto para o estado, inviabilizando, assim, a entrada do volume originalmente previsto nas projeções apresentadas à Arce.

Desta forma, entendendo o impacto que a projeção de volumes tem no cálculo da margem regulatória e considerando a existência de valores já realizados até out/2025, a Cegás apresenta os volumes faturados até outubro de 2025, **Anexo III – Posição de Faturamento**, em conjunto com a melhor previsão atualizada até dezembro, para que sejam considerados no pleito o volume faturado de 198.296.798 m<sup>3</sup>, conforme tabela 2.

**Tabela 2 - Volume de Comercialização 2025**

Segmento	Realizado até 10/25	Projeção (11/25 + 12/25)	Total 2025	80% Volume
Mercado Cativo	140.802.025	29.013.599	169.815.624	135.852.499
Autoprodutor	23.777.048	4.704.127	28.481.175	22.784.940
Térmico	-	-	-	-
Total	164.579.073	33.717.725	198.296.798	158.637.439

Fonte: CEGÁS

### **Resposta da Arce:**

Diante das informações postas pela Cegás em sua contribuição à audiência pública, bem como da comprovação de que houve um volume faturado de 156.374.287m<sup>3</sup> até o mês de outubro de 2025, a CET considera plausível a revisão do volume faturado nos termos solicitados pela concessionária. Neste contexto, o regulador considera razoável uma nova previsão de 198.296.798m<sup>3</sup> (cento e noventa e oito milhões, duzentos e noventa e seis mil, setecentos e noventa e oito metros cúbicos), que corresponde a uma redução de cerca de 17,25% (dezessete inteiros e vinte e cinco centésimos por cento) em relação às estimativas da Nota Técnica CET/004/2025. Por conseguinte, o volume de referência (80% do estimado) alcança o valor de 158.637.439m<sup>3</sup> (cento e cinquenta e oito milhões, seiscentos e trinta e sete mil, quatrocentos e trinta e nove metros cúbicos).

### **B) Contribuição do IBP**

Além disso, cabe destacar que há uma inconsistência observada ao longo da Nota Técnica produzida pela ARCE sobre o volume faturado de fato no ciclo 2024. Na Tabela 30 o volume faturado para 2024 é apresentado em 212.165.032, enquanto na Tabela 31 usa-se o valor de 213.087.602 m<sup>3</sup> faturados em 2024, uma diferença de 922.570 m<sup>3</sup>. Deve ser feita a correção do mesmo, dado que impacta diretamente na verificação do cumprimento do item 2 do Anexo I do Contrato de Concessão [...]. A utilização de volumes em percentuais menores do que os volumes que serão de fato utilizados faz com que as tarifas sofram um aumento sem necessidade. Isso

ocorre porque o volume é um divisor de todos os “custos” estimados pela concessionária.

Desta forma, a adoção de 80% do volume projetado, em vez da totalidade desse volume, resulta em aumento da tarifa. Embora essa prática esteja prevista no contrato de concessão, recomendamos que a fórmula de cálculo utilize 100% do volume projetado. Essa medida busca reduzir o impacto tarifário sobre os consumidores e, ao mesmo tempo, oferecer maior estabilidade à distribuidora, criando condições mais favoráveis para o mercado.

A adoção integral da previsão de demanda representa, assim, um ajuste necessário para estimular a recuperação do consumo e fomentar um ciclo virtuoso de crescimento e novos investimentos, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do setor de gás natural. A implementação de uma conta gráfica contribuiria ainda neste sentido, pois funciona como um instrumento de transparência, neutralidade e equilíbrio econômico-financeiro entre concessionária e consumidores.

Assim, recomendamos a eliminação da regra contratual que estabelece a utilização de 80% (oitenta por cento) da projeção do volume a ser faturado para 2025 como volume de referência para o cálculo da margem bruta.

Apenas com essa alteração da metodologia de cálculo, haveria uma redução de 0,1529 R\$/m<sup>3</sup> na tarifa proposta na análise da ARCE, chegando a 0,6115 R\$/m<sup>3</sup>. [...]

### **Resposta da Arce**

Sobre as inconsistências citadas pelo IBP nas tabelas 30 e 31 da Nota Técnica 004/2025, estas foram devidamente sanadas, adotando-se para ambas as tabelas o volume de . 213.087.602m<sup>3</sup> faturados em 2024.

No tocante á aplicação do redutor de 80% sobre o volume a ser faturado constitui norma definida na fórmula paramétrica do anexo I do Contrato de Concessão dos Serviços Locais de Distribuição de Gás Canalizado, celebrado entre o Estado do Ceará e a Companhia de Gás do Ceará. Neste contexto, mesmo o regulador não possuindo competência para alterar cláusulas do mencionado Contrato de Concessão, a CET considera a relevância de registrar da contribuição do IBP.

## **2.4. Custo Operacional**

### **A) Contribuição da Cegás**

#### **A.2) Comprovação das Despesas**

A Nota Técnica CET n° 004/2025 promoveu glosas que desconsideraram os valores projetados pela CEGÁS. Ressalta-se que tais glosas representam uma inobservância ao disposto no item 4 do Anexo I do Contrato de Concessão, conforme texto transcrito abaixo:

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

14. As tarifas do serviço de distribuição de gás canalizado serão fixadas pela **CONCESSIONÁRIA** e aprovadas pelo **CONCEDENTE**, de forma a cobrir **todas** as despesas realizadas pela **CONCESSIONÁRIA** e a remunerar o capital investido.

### **Resposta da Arce**

A análise do regulador acerca das estimativas da Cegás baseou-se na verificação da documentação comprobatória dos custos a serem desembolsados durante o ano de 2025.

No item 6, do Anexo I, do Contrato de Concessão, a margem bruta é definida como a soma entre variáveis prospectivas (volume de gás a ser faturado, custo operacional, custo do capital e depreciação dos investimentos a serem realizados) e retrospectivas (ajuste e produtividade). O orçamento anual da concessionária é o ponto de partida para o cômputo das variáveis prospectivas, uma vez que o dispositivo legal em apreço permite ao regulador, que é delegatário do concedente (Estado do Ceará), a revisão dos custos relacionados neste orçamento:

As planilhas de custo serão anualmente submetidas ao CONCEDENTE para fins de aprovação da tarifa, podendo ser revistas, periodicamente, e confrontadas com a margem bruta - MB - vigente, de modo a garantir o equilíbrio econômico financeiro do Contrato. [grifo do regulador]

Nesse sentido, ao fazer uma revisão do orçamento anual da concessionária com base em valores mais condizentes com a realidade do mercado de gás natural do Estado do Ceará, o regulador entende que está atuando em conformidade com o item 6, do Anexo I, do Contrato de Concessão. Ao proceder dessa forma, o regulador considera que a nova margem bruta, oriunda da revisão ordinária anual, além de não prejudicar o ato jurídico perfeito (art. 5º, inciso XXXVI, da Constituição Federal), vai ao encontro da prestação adequada do serviço de distribuição de gás natural que, conforme a Lei Federal de Concessão e Permissão (8.987, de 13/02/95), estabelece os princípios de eficiência, atualidade, modicidade tarifária e equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

### **B) Contribuição do IBP**

Sobre a remuneração das despesas tributárias no custo operacional/ perdas do gás. Neste ponto, entendemos que Arce fez um grande trabalho e já acatou parcialmente as contribuições do mercado. No entanto, ainda notamos que não faz sentido a remuneração sobre as “despesas tributárias”, sendo este um elemento que traz ineficiência ao modelo proposto. A partir dessa mesma justificativa, também recomendamos a eliminação da regra que permite a remuneração das diferenças com perdas de gás com um limite de 0,5%.

### **Resposta da ARCE**

Com referência á inclusão das despesas tributárias no cálculo da margem bruta e sua respectiva remuneração, a CET aplica a fórmula paramétrica do custo operacional do “Anexo I – Metodologia de Cálculo da Tarifa”, que dispõe:

$$\text{Custo Operacional} = (P + DG + SC + M + DT + DP + CF + DC).(1 + TRS) / V;$$

Depreciação =  $0,10 \text{ INV} / V$ ;

Ajustes = compensação da diferença (R\$/m<sup>3</sup>) entre os valores estimados para o ano de referência e os efetivamente incorridos;

Produtividade = 50% do aumento de produtividade (R\$/m<sup>3</sup>) obtido pela Cegás;

INV = Investimento (R\$) realizado e a realizar ao longo do ano deduzida a depreciação cobrada na tarifa;

TR = Taxa de Remuneração anual do investimento definida em 20% ao ano;

IR = Imposto de Renda e outros impostos (R\$) associados a resultados;

P = Despesa de Pessoal (R\$);

DG = Despesas Gerais (R\$);

SC = Serviços Contratados (R\$);

M = Despesas com Material (R\$);

DT = Despesas Tributárias (R\$);

DP = Diferenças com Perdas de Gás (R\$);

CF = Custos Financeiros (R\$);

DC = Despesa com Comercialização e Publicidade (R\$);

V = 80% das previsões das vendas de gás (m<sup>3</sup>) para o ano de referência; e

TRS = Taxa de Remuneração do Serviço definida em 20%.

Pela fórmula apresentada, a parcela Despesas Tributárias (DT) compõe o custo operacional para fins de cômputo da margem bruta.

De igual modo, o limite de 0,5% para as diferenças de perda do gás corresponde à aplicação da Resolução Arce nº 227, de 31.ago.2017. Neste contexto, a CET considera que os procedimentos adotados estão em consonância com as normas regulatórias supracitadas. (Contrato de Concessão e Resolução Arce nº 227, de 31.ago.2017)

## 2.4.1 - Despesas de pessoal

### A) Contribuição da Abrace

[...]No que se refere às despesas com “Auxílio Creche” e “Assistência Odontológica”, a ABRACE Energia entende que tais rubricas devem ser glosadas integralmente, uma vez que não configuram gastos necessários à prestação do serviço de distribuição. Como referência, a **Nota Técnica nº 1/2023 – DT da AGERGS** fundamenta que, nos termos do art. 458, §2º, da **CLT**, benefícios como assistência médica, odontológica e auxílio – educação constituem utilidades concedidas pelo empregador, e não remuneração ou despesa operacional do serviço público. Assim, recomenda - se que a ARCE adote o mesmo entendimento, garantindo coerência regulatória e evitam do a incorporação de custos que não guardam relação direta com a atividade regulada.

Ademais, ressalta - se consideração de despesas que **descumprem o Contrato de Concessão da distribuidora**, visto que no item 6.1.1, do anexo I do contrato, a categoria ‘Pessoal’ é classificada como: “ *Grupo de elementos de custo que registra o valor dos salários e encargos dos empregados da companhia* ”.

Assim, solicitamos a glosa total dos seguintes gastos, nos termos do Quadro 1.:

Quadro I – Despesas de Pessoal

Gasto	Valor Análise Arce (R\$)	Glosa (R\$)
Reembolso a acionistas	629.302,14	<del>629.302,14</del>
Remuneração do Conselho Fiscal	391.626,00	<del>391.626,00</del>
Remuneração do Conselho de Administração	425.656,00	<del>425.656,00</del>
Gratificações	161.324,00	<del>161.324,00</del>
Assistência Odontológica	13.757,00	<del>13.757,00</del>
Auxílio Creche	218.325,00	<del>218.325,00</del>
Programa Bem Estar	55.000,00	<del>55.000,00</del>
Reembolso – Auxílio Educação	229.405,00	<del>229.405,00</del>
<b>TOTAL</b>	<b>20.763.715,00</b>	

Fonte: Abrace

A previsão de despesas como Auxílio educação, Programa de Bem Estar, Gratificações, entre outros, apesar de essencial, não deve ser remunerada no valor final da margem bruta de distribuição. Estes são benefícios que a distribuidora está disposta a conceder aos seus funcionários, e que por não influenciarem na prestação dos serviços de distribuição, devem ser pagos com recursos próprios, a fim de aumentar a moral dos funcionários. O consumidor de gás, portanto, não deve arcar com estes custos. [...]

### **Resposta da Arce:**

A análise do regulador acerca das estimativas da Cegás baseou-se na verificação da documentação comprobatória dos custos a serem desembolsados durante o ano de 2025.

No item 6, do Anexo I, do Contrato de Concessão, a margem bruta é definida como a soma entre variáveis prospectivas (volume de gás a ser faturado, custo operacional, custo do capital e depreciação dos investimentos a serem realizados) e retrospectivas (ajuste e produtividade). O orçamento anual da concessionária é o ponto de partida para o cômputo das variáveis prospectivas, uma vez que o dispositivo legal em apreço permite ao regulador, que é delegatário do concedente (Estado do Ceará), a revisão dos custos relacionados neste orçamento:

As planilhas de custo serão anualmente submetidas ao CONCEDENTE para fins de aprovação da tarifa, podendo ser revistas, periodicamente, e confrontadas com a margem bruta - MB - vigente, de modo a garantir o equilíbrio econômico financeiro do Contrato." [grifo do regulador]

Nesse sentido, ao fazer uma revisão do orçamento anual da concessionária com base em valores mais condizentes com a realidade do mercado de gás natural do Estado

do Ceará, o regulador entende que está atuando em conformidade com o item 6, do Anexo I, do Contrato de Concessão. Ao proceder dessa forma, o regulador considera que a nova margem bruta, oriunda da revisão ordinária anual, além de não prejudicar o ato jurídico perfeito (art. 5º, inciso XXXVI, da Constituição Federal), vai ao encontro da prestação adequada do serviço de distribuição de gás natural que, conforme a Lei Federal de Concessão e Permissão (8.987, de 13/02/95), estabelece os princípios de eficiência, atualidade, modicidade tarifária e equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

#### **2.4.1.2. Programa de Participação nos Resultados**

##### **A) Contribuição da Abegás**

A Abegás solicita reversão de glosa efetuada pela Agência. Defende que os citados benefícios trabalhistas complementam o salário sem fazer parte da remuneração direta, desde que respeitem a legislação. Para a empresa, os benefícios trazem vantagens como redução de custos com encargos e maior retenção de talentos.

O Programa de Participação nos Resultados (PPR) nos gastos com pessoal revela-se uma ferramenta estratégica para promover maior eficiência, controle e alinhamento entre os objetivos institucionais e o desempenho dos colaboradores. A principal necessidade do PPR nesse contexto reside na possibilidade de vincular parte da remuneração ao atingimento de metas e resultados previamente definidos, representando uma parcela variável da remuneração dos empregados. Dessa forma, os recursos destinados ao pessoal passam a ser utilizados de maneira mais racional, contribuindo para a elevação da produtividade e a redução de desperdícios, o que para serviços públicos regulados é muito desejado e traz resultados de eficiência de custos em médio e longo prazos. Além disso, o PPR favorece a transparência e o controle na gestão dos recursos humanos, uma vez que exige critérios claros de avaliação de desempenho e metas objetivas.

A maior valorização do colaborador certamente acarreta melhor qualidade dos serviços, sendo sua aplicação controlada por métricas de indicadores individuais de desempenho atreladas a competências técnicas e habilidades intrínsecas a sua atividade. Isso certamente produz valor para a concessão e, por consequência, para o usuário.

Até mesmo órgãos públicos em exercício de prestação direta de serviços já possuem previsão para participação de resultados, o que certamente é um avanço na prestação de serviços públicos de forma geral.

O Programa de Participação nos Resultados implantado pelo Governo do Estado de São Paulo é um ótimo exemplo a ser seguido, onde órgãos públicos, como a própria ARSESP, podem indicar índices para a bonificação, alguns destes índices voltados aos próprios serviços delegados e fiscalizados pela Agência.

Não há como dissociar que os recursos para tais programas sejam providos das receitas das Concessionárias e alocados como custos com reconhecimento regulatório. Diante de tais questões, a Abegás identifica que o reconhecimento dessas rubricas não representa exclusivamente um viés de resultado financeiro, mas essencialmente focado em indicadores que contribuem com resultados da Concessão em diversos outros aspectos que devem ser observadas pelo regulador como um fator essencial para avanços na performance técnica e de atendimento da Concessionária, neste

caso, por meio do reconhecimento do desempenho individual de seus colaboradores e seu bem-estar. Logo trata-se de um instrumento de gestão indiscutível e que traz diversas vantagens, como motivação, melhoria do clima organizacional, retenção, atração de talentos.

Em complemento, cabe mencionar que indicadores vinculados aos resultados não se distanciam da busca pela eficiência operacional, qualidade, segurança e desenvolvimento da Concessão. Pelo contrário, este tipo de programa não é vinculado especificamente a lucros da empresa. O lucro é decorrente dos serviços de excelência que se busca, diante de um quadro funcional motivado. Por todas essas questões é que é devida a alocação de custos.

## **B) Contribuição da Cegás**

A Agência Reguladora glosou o montante de R\$ 1.442.378,53 referente à conta “4.(1)2.(2)1.1.01.023 Programa de Participação nos Resultados sob a argumentação de que:

A Arce entende que esse programa deve ser assumido pelos acionistas da concessionária, uma vez que ele não é oriundo de ressarcimento de despesas e custos relacionados com o consumo dos usuários de gás canalizado. Dessa forma, esse benefício trabalhista, referente à participação dos trabalhadores nos lucros e/ou resultados da companhia, não deve ser transferido para a tarifa média e, portanto, para o usuário do serviço público de gás canalizado.

Diante do exposto pela ARCE, cabe-nos esclarecer que um dos motivadores para as empresas aderirem à Lei nº 10.101/2000, transcrita a seguir, é a possibilidade de reconhecimento do pagamento de PLR como uma despesa oriunda do trabalho assalariado e, por conseguinte, dedutível do Imposto de Renda.

Lei nº 10.101/2000 Art. § 1º Para efeito de apuração do lucro real, a pessoa jurídica poderá deduzir como despesa operacional as participações atribuídas aos empregados nos lucros ou resultados, nos termos da presente Lei, dentro do próprio exercício de sua constituição.

O Programa de Participação nos Lucros e Resultados é percebido pela administração moderna como uma nova forma organizacional que faz emergir uma valorização do trabalho em equipe e do autogerenciamento, impondo alterações no sistema de recompensa financeira do trabalho, introduzindo indicadores de desempenhos individuais atrelados a competências essenciais e a geração de resultados. Assim, resta claro que Participação nos Lucros e/ou resultados da Companhia é uma verba trabalhista garantida pelo art. 7º nº da CF/88, além de proporcionar redução de encargos trabalhista, contribuindo com a modicidade tarifária. Se a empresa optasse pela incorporação da PLR no salário fixo dos funcionários, por exemplo, além de não produzir os estímulos desejados, ainda incidiria em pagamento a maior de encargos da folha, onerando a margem de distribuição.

A remuneração variável atrelada a metas aumenta a eficiência e reduz encargos permanentes em comparação à incorporação ao salário fixo, favorecendo a modicidade tarifária.

Diante do exposto, pode-se entender que é inadequado a Agência Reguladora não considerar na margem regulatória tal rubrica, pois a PLR se reverte de forma positiva

para os usuários e não oneram, de forma líquida, a margem bruta, pelo contrário, contribuem para uma maior eficiência da Companhia.

Desta forma, solicita-se a recomposição integral da rubrica de PLR na MB regulatória, por refletir despesa prudente e eficiente com efeitos positivos líquidos ao usuário.

### **Resposta da Arce:**

O regulador não põe em contestação a importância do programa de "Participação nos Lucros ou Resultados (PLR)" para elevar a produtividade da concessionária. Ademais, a PLR é assegurada pelas leis federais nº 10.101, de 19/12/00, e nº 12.832, de 20/06/13. Contudo, na visão regulatória, a questão central é analisar se é justo e apropriado que o usuário do serviço público seja onerado por esse benefício trabalhista. Tendo como base o Contrato de Concessão, o item 2, da cláusula segunda, estabelece que o "*Contrato de Concessão deverá ser executado [...] tendo sempre em vista o interesse público na obtenção do serviço adequado*". No subitem 2.1, desta mesma cláusula, o contrato inclui a modicidade tarifária como uma condição para a prestação de um serviço adequado. Dessa maneira, a modicidade tarifária é um requisito necessário à prestação de um serviço adequado que deve atender ao interesse público, o qual está relacionado com o interesse coletivo e difuso. Por outro lado, a PLR diz respeito ao interesse de grupos específicos (empregados, comissionados e administradores da Cegás) e, além disso, a PLR não é gerada por despesas/custos oriundos da prestação do serviço, mas tem origem na distribuição de parcela do lucro obtido pela Cegás. Nesse sentido, o regulador entende que esse dispêndio, no âmbito de sua natureza indelegável e intransferível, deve ser assumido pelos acionistas da Cegás. Por conseguinte, em consonância com decisões anteriores do Conselho Diretor sobre o assunto, o regulador mantém a recomendação da Nota Técnica CET 004/2025 de glosar a projeção da conta "4.(1)2.(2)1.1.01.023. Programa de Participação nos Resultados".

## **2.4.2. Despesas Gerais**

### **2.4.2.1 Conversão de Clientes**

#### **A) Contribuição da Cegás**

A glosa se apoiou em suposta violação à modicidade tarifária.

Com relação às despesas a serem realizadas na conta "4.2.2.2.11.001.00 Conversões de Clientes", a CET considera que o ônus de uma política de aquisição de novos clientes não possa ser pago pelos usuários do sistema de distribuição de gás canalizado, transgredindo, assim, o princípio da modicidade tarifária. Por isso, a CET entende pela glosa do valor de R\$ 250.000,00 (oitocentos mil reais) referente à conta "4.2.2.2.11.001.00 Conversões de Clientes".

A aquisição de novos clientes, no entanto, fomenta a modicidade tarifária, uma vez que a Concessão é norteada pelo "princípio do condomínio", em que os usuários arcam igualmente com os custos incorridos, vedado tratamento não isonômico ou discriminatório, com vistas a propiciar a igualdade de condições a todos os usuários interessados. Dessa forma, quanto maior o número de usuários, menor será a tarifa unitária paga por cada um deles, o que contribui para repasse de tarifas módicas.

Além da modicidade tarifária, a aquisição de novos clientes visa à universalização do serviço público, com maior número de usuários com acesso ao gás natural.

É importante ressaltar, também, os benefícios ambientais de uma política que visa ao incremento do número de usuários do gás natural, uma vez que tem o menor nível de emissão de CO<sub>2</sub> dentro os combustíveis fósseis. Além disso, em torno de 15% do gás distribuído na rede da CEGÁS é renovável, produzido a partir de lixões, o que contribui para redução do efeito estufa e estimula o uso de aterros de resíduos sólidos controlados, evitando a contaminação dos mananciais hídricos do Estado.

Assim, fica evidente que a política de aquisição de clientes dilui custos fixos (“princípio do condomínio”), reduz a tarifa unitária e promove universalização do serviço, além de benefícios ambientais.

Dessa forma, requer-se à ARCE que considere o pleito da Companhia.

## **B) Contribuição da Abegás**

[...]Para a Abegás, a inclusão das despesas de conversão dentro da margem bruta é uma medida positiva que reduz a barreira para a incorporação de novos usuários, promovendo a massificação do gás natural e contribuindo na modicidade tarifária no longo prazo.

Diversos estados que buscam o desenvolvimento de seus mercados e que avaliam a potencialidade do gás natural como fonte de segurança energética permitem a inclusão de despesas de conversão em seus custos.

Já é notável a contribuição de tais despesas para a ampliação de mercados e sua contribuição para a diluição de custos associados.

Notadamente, a regulação de São Paulo, que vem sendo assertiva neste aspecto de reconhecer tais custos, é possível identificar a vantajosidade do estímulo que traz a mercados que ainda requerem quebra de barreiras para a penetração do gás canalizado.

Isso pode ser evidenciado, por exemplo no mercado paulista, na crescente participação de segmentos de baixo consumo que, somados, já superam a participação da receita da indústria. Essa é uma questão observável em médio e longo prazos, mas que todos os mercados da Concessão podem usufruir de seus benefícios, pois vão usufruir da diluição de custos proveniente dos ganhos de escala.

A Abegás solicita a reversão de glosa efetuada pela Agência.

### **Resposta da Arce:**

Com relação às despesas a serem realizadas na conta “4.2.2.2.11.001.00 Conversões de Clientes”, a CET considera que o ônus de uma política de aquisição de novos clientes não possa ser pago pelos usuários do sistema de distribuição de gás canalizado, transgredindo, assim, o princípio da modicidade tarifária. Ademais, os volumes faturados nos anos de 2024 e 2023 e a estimativa de faturamento para o ano de 2025 demonstram uma redução do volume faturado durante os anos citados, demonstrando-se assim, que a citada despesa não impactou no incremento do volume faturado a partir da inclusão de novos clientes. Por isso, a CET entende pela glosa do valor de R\$ 250.000,00 (duzentos e cinquenta mil reais) referente à conta “4.2.2.2.11.001.00 Conversões de Clientes”.

## 2.4.2.2 Despesas Institucionais

### A) Contribuição da Cegás

A ARCE entendeu pela ausência de vinculação direta ao serviço concedido.

Com relação às despesas relacionadas às contas “4.2.1.2.10.001. Comemorações e Eventos”, “4.2.1.2.10.005. Endomarketing” e “4.2.1.2.10.003. Patrocínio”, cumpre informar que elas não estão associadas diretamente à prestação dos serviços concedidos, não tendo propósito ou razão explícita que fundamente a realização dos dispêndios correspondentes. Assim, conforme determinação aplicada nos anos anteriores, o regulador não julga aceitável considerar os respectivos valores para cômputo da margem bruta da concessionária.

As ações de *endomarketing* e publicidade ampliam a base de clientes e sustentam a estratégia comercial, com os mesmos efeitos pró-modicidade apontados acima.

Quanto às despesas com Patrocínio, cumpre informar que tais incentivos são oriundos de leis incentivos fiscais, tais como: Programa Nacional de Apoio à Cultura (8.313/1991) - Lei Rouanet; Atividades Audiovisuais (Lei 8.685/1993); Fundos dos Direitos da Criança e do Adolescente (Lei 8.069/1990); Fundos Nacional, Estaduais ou Municipais do Idoso (Lei 12.213/2010); Atividades de Caráter Desportivo (Lei 11.438/2006); Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD (Lei 12.715/2012).

Assim, o patrocínio concedido é abatido do valor do Imposto de Renda, não se caracterizando, assim, em nova despesa a ser repassada para o usuário, que possa afetar a modicidade tarifária. O objetivo de tais incentivos é estimular o apoio à cultura e ao aspecto cultural, destinando parte do valor devido de Imposto de Renda para projetos ligados ao bem-estar social.

Dessa forma, a glosa da despesa de patrocínio só poderá ocorrer caso não esteja sendo considerado o abatimento no Imposto de Renda devido. Caso contrário, a concessionária estaria sendo penalizada e a glosa implicaria o desequilíbrio econômico tarifário do contrato, uma vez que a despesa de imposto de renda não seria totalmente coberta pela margem autorizada pelo regulador, desestimulando a Companhia a incentivar o desenvolvimento social do Estado.

### B) Contribuição da Abegás

[...] Para a ABEGÁS, essas despesas integram a estratégia de relacionamento e divulgação, diretamente vinculadas à expansão e consolidação do serviço de distribuição de gás.

A CEGÁS enfrenta concorrência direta de outros energéticos e as medidas e despesas com Publicidade, Endomarketing e Eventos Institucionais são essenciais para o fortalecimento da marca perante clientes, a fidelização de públicos e criar associações positivas com o gás natural.

A ausência dessas ações prejudica a penetração de mercado, afetando volumes futuros de vendas – variável crítica no cálculo tarifário e que tem consequência na própria modicidade tarifária. São custos que, de certo, retornam aos usuários como benefícios.

Também estão conectados com a cultura organizacional, essencial para resultados junto aos profissionais da organização, retenção de talentos e produtividade. Eventos geram oportunidades comerciais e colaborações estratégicas, permitem a divulgação de vantagens do gás natural e de novos energéticos (como biometano), aproximando e ampliando a base de consumidores por meio do fortalecimento da marca, reduzindo custos de captação de clientes e aumentando a eficiência comercial no longo prazo. Entende-se que o reconhecimento tarifário dessas despesas procede e é estrategicamente vital para competir com outros energéticos, além de operacionalmente necessário para cumprir funções institucionais. A glosa desconsidera o papel dessas ações na sustentabilidade do serviço público de distribuição de gás e prejudica a evolução do setor.

### **Resposta da Arce**

Com relação às despesas relacionadas às contas “4.2.1.2.10.001. Comemorações e Eventos” , “4.2.1.2.10.005. *Endomarketing*” e “4.2.1.2.10.003. Patrocínio”, consideradas despesas institucionais, cumpre informar que elas não estão associadas diretamente à prestação dos serviços concedidos, não tendo propósito ou razão explícita que fundamente a realização dos dispêndios correspondentes. Assim, conforme determinação aplicada nos anos anteriores, o regulador não julga aceitável considerar os respectivos valores para cômputo da margem bruta da concessionária, tendo em vista a observância do princípio da modicidade tarifária.

### **2.4.3 Despesas com Serviços Contratados Contribuição da Abrace**

[...] Congratulamos a ARCE pela revisão dos gastos com “Serviços de Manutenção da Rede de distribuição”, “Serviços Terceirizados”, “Serviços de Tecnologia da Informação - TI”, em outros. Não somente consideramos adequada a revisão de gastos e despesas que não possuem documentos comprobatórios, como sugerimos que despesas com aumentos expressivos em relação o valor realizado de 2023 sejam reavaliadas e corrigidas, considerando a variação inflacionária.

Fora isso, solicitamos que o serviço abaixo seja glosado, pois não possui relação direta com o serviço de distribuição de gás natural. Adicionalmente, não temos evidências comprobatórias que este custo envolve questões trabalhistas, fato que não deveria influenciar o custo operacional, sendo de inteira responsabilidade da distribuidora. Por representar despesas que podem estar ligadas à ineficiência da gestão da concessionária, sugerimos a glosa integral desse valor, conforme Quadro II.

Quadro II – Despesas com Serviços

<b>Gasto</b>	<b>Valor Análise ARCE (R\$)</b>	
Serviços diversos de pessoa jurídica	86.780,00	<del>86.780,00</del>
<b>TOTAL</b>	<b>9.560.792,00</b>	

Fonte:Abrace

### **Resposta da Arce:**

A análise do regulador acerca das estimativas da Cegás baseou-se na verificação da documentação comprobatória dos custos a serem desembolsados durante o ano de 2025. No item 6, do Anexo I, do Contrato de Concessão, a margem bruta é definida como a soma entre variáveis prospectivas (volume de gás a ser faturado, custo operacional, custo do capital e depreciação dos investimentos a serem realizados) e retrospectivas (ajuste e produtividade). O orçamento anual da concessionária é o ponto de partida para o cômputo das variáveis prospectivas, uma vez que o dispositivo legal em apreço permite ao regulador, que é delegatário do concedente (Estado do Ceará), a revisão dos custos relacionados neste orçamento:

As planilhas de custo serão anualmente submetidas ao CONCEDENTE para fins de aprovação da tarifa, podendo ser revistas, periodicamente, e confrontadas com a margem bruta - MB - vigente, de modo a garantir o equilíbrio econômico financeiro do Contrato." [grifo do regulador]

Nesse sentido, ao fazer uma revisão do orçamento anual da concessionária com base em valores mais condizentes com a realidade do mercado de gás natural do Estado do Ceará, o regulador entende que está atuando em conformidade com o item 6, do Anexo I, do Contrato de Concessão. Ao proceder dessa forma, o regulador considera que a nova margem bruta, oriunda da revisão ordinária anual, além de não prejudicar o ato jurídico perfeito (art. 5º, inciso XXXVI, da Constituição Federal), vai ao encontro da prestação adequada do serviço de distribuição de gás natural que, conforme a Lei Federal de Concessão e Permissão (8.987, de 13/02/95), estabelece os princípios de eficiência, atualidade, modicidade tarifária e equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

#### **2.4.4. Despesas Tributárias**

##### **A) Contribuição do IBP**

Por fim, entendemos que os gastos com Sindicatos e Associações de classe não devem ser considerados, dado que não há relação desses custos com o serviço de distribuição de gás natural em si. Assim, recomendamos a glosa deste gasto por parte da ARCE. A exclusão dessa rubrica impactará em 0,0027 R\$/m<sup>3</sup> na tarifa final (considerando 100% da demanda).

##### **B) Contribuição da Abrace**

Solicitamos a glosa dos custos com Sindicatos e Associações de classe, conforme Quadro III, visto que não possui relação com o objeto do Contrato de Concessão e com o serviço de distribuição de gás natural. Ressalta-se comportamento adotado pela AGERBA na Bahia, que desconsiderou no último processo de revisão tarifária os custos de Reembolso e Sindicato da composição dos Custos Operacionais para margem de distribuição.

Quadro III

Gasto	Valor Análise ARCE (R\$)	
Sindicatos e associações de classe	646.433,00	646.433,00
<b>TOTAL</b>	<b>4.218.865,00</b>	

Fonte : Abrace

### **Resposta da Arce:**

A análise do regulador acerca das estimativas da Cegás baseou-se na verificação da documentação comprobatória dos custos a serem desembolsados durante o ano de 2025. No item 6, do Anexo I, do Contrato de Concessão, a margem bruta é definida como a soma entre variáveis prospectivas (volume de gás a ser faturado, custo operacional, custo do capital e depreciação dos investimentos a serem realizados) e retrospectivas (ajuste e produtividade). O orçamento anual da concessionária é o ponto de partida para o cômputo das variáveis prospectivas, uma vez que o dispositivo legal em apreço permite ao regulador, que é delegatário do concedente (Estado do Ceará), a revisão dos custos relacionados neste orçamento:

As planilhas de custo serão anualmente submetidas ao CONCEDENTE para fins de aprovação da tarifa, podendo ser revistas, periodicamente, e confrontadas com a margem bruta - MB - vigente, de modo a garantir o equilíbrio econômico financeiro do Contrato. [grifo do regulador]

Nesse sentido, ao fazer uma revisão do orçamento anual da concessionária com base em valores mais condizentes com a realidade do mercado de gás natural do Estado do Ceará, o regulador entende que está atuando em conformidade com o item 6, do Anexo I, do Contrato de Concessão. Ao proceder dessa forma, o regulador considera que a nova margem bruta, oriunda da revisão ordinária anual, além de não prejudicar o ato jurídico perfeito (art. 5º, inciso XXXVI, da Constituição Federal), vai ao encontro da prestação adequada do serviço de distribuição de gás natural que, conforme a Lei Federal de Concessão e Permissão (8.987, de 13/02/95), estabelece os princípios de eficiência, atualidade, modicidade tarifária e equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

## **2.5 Custo de capital**

### **2.5.1 - Análise dos Investimentos**

#### **A) Contribuição da Abrace**

[...] No entanto, solicitamos que a Arce certifique a aderência do Plano de Investimentos realizado em relação aos investimentos aprovados a cada processo de revisão tarifária da distribuidora. Como os investimentos são aprovados de forma prospectiva, é necessário verificar se os valores aprovados foram efetivamente empregados. A metodologia de Ajuste proposta pela Abrace, captura tais inconsistências.

Ainda sobre investimentos, solicitamos prudência na aprovação de novos projetos, que devem buscar a redução da margem bruta da Cegás, pelo aumento do mercado da distribuidora. A garantia consideravelmente elevadas, apesar de preservar a

viabilidade econômico-financeira da concessionária a taxas consideravelmente elevadas, apesar de preservar a viabilidade econômica-financeira da concessionária de distribuição, proporciona o efeito “*Averch- Johnson*”, de maneira a estimular o sobre investimento e a super valorar os custos operacionais, gerando alocação ineficiente de recursos.

Para mitigar este problema regulatório, vislumbramos a implementação de indicadores de eficiência operacional e econômica, que avaliem nível de realização dos investimentos ao longo dos anos, potencial minimizador da lacuna informacional. Através da observação de dados históricos, será possível avaliar se o plano de investimentos da Concessionária é aderente, e está condizente com seu nível de realização. Sugerimos, dessa forma, mediante o não cumprimento do nível de eficiência estimado para o período, que seja aprovado somente o montante de investimentos proporcional ao que for considerado eficiente.

### **Resposta da Arce**

No tocante à contribuição citada, cumpre informar que o regulador procede a cada revisão tarifária uma análise dos investimentos realizados no ano anterior para fins de cômputo da variável ajuste. Similarmente, os investimentos realizados pela Cegás são analisado no processo administrativo de acompanhamento do Plano de Negócios.

## **2.5.2 Período de Depreciação**

### **A) Contribuição do IBP**

O tempo de vida útil dos gasodutos tende a ser significativamente mais extenso do que o período de 10 anos adotado na metodologia proposta para depreciação (para um gasoduto de aço carbono, por exemplo, a estimativa é de 30 anos, enquanto aqueles feitos de Polietileno de Alta Densidade – PEAD – chegam a superar 50 anos). Encurtar o prazo de depreciação tende a gerar uma pressão de majoração nas tarifas. Assim, nossa recomendação é que a metodologia utilizada para contabilização da depreciação e da remuneração sobre os investimentos precisa seja revisada considerando, pelo menos, o prazo de 30 anos.

### **Resposta da Arce**

A CET segue o prazo de depreciação estabelecido no item 8.3, do ANEXO I, do Contrato de Concessão, que dispõe acerca de uma depreciação linear de 10 anos para a rede de distribuição de gás e outros ativos da Concessionária, correspondendo o valor da parcela correspondente a 0,10 (INV). Neste contexto, o cálculo do prazo de depreciação no cômputo da margem bruta seguiu as regras estabelecidas no Contrato de Concessão.

## 2.6. Ajuste

### 2.6.1 Metodologia do Ajuste

#### A) Contribuição da ABRACE

Propõe-se que a agência realize a regulamentação da metodologia de cálculo do ajuste, por meio de consulta pública. A definição do ajuste previsto no contrato de concessão permite diferentes interpretações, de tal forma que todos estados que possuem a mesma cláusula, aplicam o ajuste de forma diferente. A Abrace, buscando contribuir para a discussão contratou consultoria e apresentará uma proposta metodológica robusta. Na nossa visão, a base do conceito do ajuste reside em assegurar a lógica da regulação tarifária da concessão, que é pelo regime *Cost Plus*. Ou seja, o ajuste deve ser determinado de tal forma que assegure a remuneração contratual, de 20%.

Desta forma, sugerimos que o Ajuste seja calculado conforme descrito abaixo:

*Ajuste = (Margem bruta aprovada \* 100% do volume comercializado) – Custo Realizado*

*80% do volume projetado*

Acredita-se que essa metodologia corrige distorções do modelo atualmente aplicado, que permite que a concessionária tenha rendimentos superiores àquele determinado contratualmente. É fundamental que o cálculo do ajuste reflita a diferença entre receita esperada e custo efetivo, assegurando a justa remuneração e o equilíbrio contratual. Quando o resultado do cálculo do ajuste é positivo, o valor deve ser devolvido aos consumidores e quando o resultado é negativo, o valor deve ser compensado à distribuidora e incorporado à margem bruta do ciclo seguinte.

#### **Proposta Abrace**

##### **receita esperada**

167.610.375 **Ajuste**

##### **custos realizados 0,134**

141.910.819

Adicionalmente, dentro do método proposto pela ARCE, verificamos que houve dupla contabilização do ajuste na composição da margem bruta. O valor foi considerado tanto no Subtotal (que agrega Custo Operacional, Custo de Capital, Depreciação e Ajuste) quanto novamente na Margem Bruta (Subtotal + Ajustes). Assim, a margem efetivamente correta, conforme o cálculo proposto pela ARCE, é de R\$ 0,7235/m<sup>3</sup>.

#### **B) Contribuição da Cegás**

A Agência Reguladora, ao analisar o ajuste de 2024, considerou o valor de R\$ 7.846.716,00, conforme consta no item 3.5.10 – Resultado Final.

No tocante ao ano de 2024, a Arce autorizou à Cegás a utilização dos valores relacionados na Tabela 29, no importe de R\$ 134.064.104,00 (cento e trinta e quatro milhões, sessenta e quatro mil, cento e quatro reais), para composição da sua margem bruta a partir do somatório dos custos operacionais (R\$ 53.332.992,00), do custo de capital (R\$ 38.312.784,00), da depreciação (R\$ 38.336.949,00) e da parcela relativa ao ajuste de 2023 (R\$ 4.081.380,00). Por outro lado, a Cegás efetivamente despendeu o montante de R\$

141.910.819,00 (cento e quarenta e um milhões, novecentos e dez mil, oitocentos e dezenove reais), que corresponde um acréscimo de cerca de 5,85% (cinco inteiros e oitenta e cinco centésimos por cento) ao valor autorizado pela Arce, gerando um ajuste positivo de R\$ 7.846.716,00 (sete milhões, oitocentos e quarenta e seis mil, setecentos e dezesseis reais) a ser compensado na presente revisão.

[...] Conforme consta na Resolução ARCE nº 123/2010, o ajuste é a diferença dos custos autorizados e os realizados, referentes ano anterior. Dessa forma, deve constar no cálculo do ajuste, para fins de composição da Margem Bruta de 2025, tão somente os valores referentes ao exercício de 2024.

Art. 29 - Os ajustes serão apurados a partir das diferenças obtidas entre os custos autorizados pela ARCE e os realizados, **referentes ao ano anterior**, durante a revisão ordinária de tarifas.

O ajuste do exercício anterior, para fins de composição da Margem Bruta de 2024, por sua vez, são valores oriundos das diferenças de custos do ano de 2023, não devendo impactar o cálculo da margem para o ano de 2025.

Ao se analisar a tabela apresenta pela ARCE, a CEGÁS realizou, em 2024, R\$ 1.473.592 a mais de Custo Operacional, R\$ 9.473.898 a mais de Custo de Capital e R\$ 980.606 a mais de Depreciação em relação aos valores autorizados para 2024. Dessa forma, depreende-se que a diferença dos custos autorizados pela ARCE e os realizados, referentes ao ano de 2024, totalizou o montante de R\$ 11.928.096 (R\$ 1.473.592 + R\$ 9.473.898 + R\$ 980.606).

No entanto, a ARCE considera o valor de R\$ 7.846.716,00, uma diferença de R\$ 4.081.380,00, equivalente à parcela do ajuste de 2023. É importante mencionar que, na própria tabela presente no pleito, a linha "4. Subtotal", referente à coluna autorizado, é descrito como o somatório das linhas 1 (Custo Operacional), 2 (Custo de Capital) e 3 (Depreciação), equivalente a R\$ 129.982.724 (R\$ 53.332.991+ R\$ 38.312.784 + R\$ 38.336.949) e não o valor de R\$ 134.064.104, conforme descrito na tabela. Dessa forma, fica evidente que o valor do ajuste de 2023 não deve compor o valor do ajuste, para fins de cálculo da margem bruta de 2025.

[...]Diante disso, solicita-se que seja considerado, como ajuste do exercício de 2024, o valor de R\$ 11.928.096.

### **C) Contribuição do IBP**

No item 2.3 da Nota Técnica, é informado que a concessionária pleiteia um valor de R\$ 12.593.363,88 referente à diferença entre o valor da margem bruta regulatória realizada (R\$ 146.692.639,04) e a margem bruta autorizada (R\$ 134.099.275,16).

Independentemente da avaliação criteriosa da ARCE que revisou o valor apresentando pela distribuidora, chegando ao ajuste de R\$ 7.846.716, solicitamos esclarecimentos acerca da razão pela qual é permitido que a distribuidora gaste mais do que o autorizado e ser ressarcida sem questionamentos.

Esta prática impacta diretamente todo o trabalho minucioso realizado pela Agência de análise dos gastos operacionais e de investimento ao reduzir a credibilidade na aprovação da avaliação da ARCE, dado que não há compromisso de cumprimento dos valores aprovados. Além disso, é diretamente contrária ao previsto no item 9 do Anexo I do Contrato de Concessão<sup>1</sup> de incentivo à ganhos de produtividade, estimulando,

na verdade, incentivos perversos que levam a perdas de produtividade e a um reequilíbrio econômico-financeiro indevido em favor da concessionária derivado de sua própria decisão em gastar mais do que o aprovado.

[...] A apuração dessas diferenças bem como o seu devido “reequilíbrio”, seja em favor da concessionária ou do consumidor, reforça a necessidade de se ter uma metodologia específica para conta gráfica de ajustes. Isso porque a conta gráfica é o dispositivo que viabiliza a apuração e a adequada alocação dos valores pagos a maior, garantindo a restituição àqueles que arcaram indevidamente com tais quantias.

### **Resposta da Arce**

No tocante às contribuições, a CET corrigiu o erro de cálculo, seguindo o padrão de cômputo da margem bruta realizado em revisões passadas. Desta forma, acata-se a contribuição da Cegás, resultando no valor de R\$ 11.928.096,00 (onze milhões, novecentos e vinte e oito mil, noventa e seis reais) como o valor a ser posto na parcela do ajuste na revisão da margem bruta a 2025. Neste contexto, o equívoco de duplicidade do cálculo, também citado pelo IBP e pela Abrace, foi devidamente sanado.

Com relação às contribuições da Abrace e do IBP, a CET considera relevante as contribuições no tocante ao processo de padronização da metodologia de cálculo do valor do ajuste, razão pelo qual as referidas contribuições possam contribuir nos processos internos de regulação do setor do gás canalizado.

Especificamente, sobre o uso do mecanismo de conta gráfica no cálculo do ajuste, conforme manifestação do IBP, a CET esclarece que a fórmula paramétrica do anexo I, do Contrato de Concessão, não faz uso da regra da conta gráfica para o cômputo da margem bruta.

## **2.7 Tarifa Média e Contratual**

### **A) Contribuição da Norgás**

[...] A Norgás S.A., ao analisar a Nota Técnica CET 004/2025, entende ser necessária a reavaliação de determinados pontos que destoam das melhores práticas regulatórias e da correta aplicação das disposições contidas no Contrato de Concessão, sob risco de se produzirem inconsistências de natureza técnico-regulatória e contratual.

O Contrato de Concessão estabelece a prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado sob o regime de concessão, cujo equilíbrio econômico-financeiro constitui o elemento cerne e central desse regimento jurídico. Tal equilíbrio é assegurado, dentre outros instrumentos, pela definição da Margem Bruta de Distribuição (MB), apurada segundo fórmula paramétrica prevista no Anexo I do Contrato de Concessão.

Cumprir destacar que o modelo tarifário adotado no Contrato de Concessão se estrutura sob a lógica de precificação prospectiva, baseada na projeção de custos, volumes distribuídos e receitas futuras, com vistas à definição de uma margem média de referência.[...]

Diante das incertezas inerentes a mercados em expansão e à volatilidade de custos capitais e operacionais, não se aplica o conceito de teto tarifário ou teto de margem. Eventual performance de volumes distribuídos (mercado) superiores ou inferiores às

projeções devem ser compensados simetricamente, para mais ou para menos, de modo a preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e incentivar a expansão da infraestrutura de gás natural no Estado do Ceará. O mesmo raciocínio se aplica aos desvios entre custos projetados e custos efetivamente incorridos.

Nessa perspectiva, se faz necessário a exclusão integral do item 3.7 – “Tarifa Média – Contratual e Praticada” da referida Nota Técnica, uma vez que não houve qualquer descumprimento contratual por parte da Cegás. Ademais, não há violação ao Item 2 do Anexo I do Contrato, considerando que a Margem Bruta Efetiva da Companhia superou a margem praticada, ao passo que a parcela referente ao custo de gás deve ser tratada sob o princípio da neutralidade (*pass-through*), sem geração de ganho ou perda à concessionária.

[...] Com isso, demonstra-se de forma inequívoca que a Cegás praticou uma margem de distribuição abaixo da Margem Bruta definida conforme o Anexo I do Contrato de Concessão, não havendo, portanto, qualquer argumento que justifique a alegação de descumprimento contratual no que tange à adoção de tarifa acima da estabelecida em sua estrutura tarifária, muito menos qualquer extrapolação de receita pela Companhia além de seu direito definido pela metodologia prevista no Contrato de Concessão. [...]

Para tal, recomenda-se a regulamentação do mecanismo de “Conta Gráfica de Gás”, amplamente utilizado em outros estados da federação, como instrumento de neutralidade e transparência na gestão do suprimento. Tal mecanismo permite o ajuste econômico das diferenças temporais e macroeconômicas nos custos de aquisição da molécula e seu repasse ao mercado cativo, e viabiliza a adequada distinção entre o serviço público regulado de distribuição e a atividade de suprimento de gás, evitando, assim, interpretações equivocadas acerca de supostos descumprimentos contratuais e desbalanceamentos tarifários.

## **B) Contribuição da Abegás**

No regime regulatório vigente no Estado do Ceará, estruturado sob a lógica *cost plus*, previsto no contrato de concessão da Concessionária, as tarifas decorrem do reconhecimento dos custos efetivos considerados prudentes e eficientes, acrescidos de uma remuneração, adequada conforme o estabelecido em contrato, sobre o capital investido na base de ativos regulatória e os custos operacionais. A abordagem adotada prioriza o ressarcimento dos custos e a justa remuneração do capital investido, sem impor previamente limites aos preços praticados.

Por essa razão, a comparação entre tarifa média contratual e tarifa média contábil não coaduna com a previsão contratual ou com a resolução da ARCE que prevê a utilização da “Receita Líquida de Vendas”. Consequentemente, não se verifica fundamentação ou motivação fática para a afirmação exarada no item 3.7 da Nota Técnica quanto ao descumprimento, pela Concessionária, do item 2 do Anexo I do Contrato de Concessão.

Adicionalmente, a Receita deve contemplar o custo de gás considerado na tarifa de gás apenas referente ao serviço de distribuição, utilizado como *passthrough*, não havendo, portanto, extrapolação de receita prevista em contrato de concessão.

Em linha com o exposto, solicita-se a exclusão do item 3.7 – “Tarifa Média – Contratual e Praticada” da referida Nota Técnica.

## B) Contribuição da Abrace

A Abrace diverge do entendimento sobre o papel da atividade de comercialização na formação da margem bruta, especialmente frente às declarações apresentadas pela Cegás nesta audiência. A atividade de Comercialização da concessionária deve ser entendida como a compra de gás para atendimento ao seu mercado cativo, seja em contratos de longo ou de curto prazo. Tal atividade, pelo contrato de concessão, opera pelo **regime de pass - through**, ou seja, há um repasse direto dos custos com aquisição de molécula. Ou seja, a Cegás não poderia ter receitas ou despesas adicionais pela compra de gás para atendimento ao seu mercado cativo.

Ressalta - se que a Cegás tem como funcional primordial exercer a atividade de distribuição de gás natural, sendo a compra e venda da molécula ao mercado cativo um instrumento de operacionalização do serviço, e não de fonte de receita. Dessa forma, **a concessionária não deve obter lucros ou prejuízos com a gestão de seu portfólio de suprimento**. Entretanto, verifica-se que a tarifa média contábil apurada pela concessionária supera a tarifa média contratual, o que demonstra um desalinhamento em relação à correta aplicação do *pass - through* e descumprimento do item 2, do Anexo I do contrato de concessão.

Essa **lacuna entre os preços faturados mensalmente** à concessionária e os preços repassados trimestralmente aos consumidores **descumpre a previsão contratual da concessão**, pois ou a distribuidora absorverá essa diferença de preços, ou os consumidores absorverão. Ademais, sem o acompanhamento do repasse da concessionária não há transparência sobre os indicadores de gestão do suprimento, como os volumes distribuídos e projetados para o atendimento do serviço de distribuição ou as penalidades pagas aos fornecedores.

Uma solução à essa questão, já incorporada por quase todas as agências reguladoras é o mecanismo de **conta gráfica**. Este é um mecanismo de apuração das diferenças entre os preços de gás pagos pela Cegás aos fornecedores e os preços que a Cegás repassa aos consumidores por meio da tarifa. As diferenças apuradas durante determinado período são acumuladas no saldo de conta gráfica. Quando há um saldo positivo de conta gráfica, ou seja, quando a concessionária repassa aos consumidores preços de gás menores do que os preços de gás faturados pelos fornecedores, uma parcela de recuperação é acrescida às tarifas posteriores, de modo a compensar a concessionária por possíveis prejuízos. De mesma maneira, quando o repasse aos consumidores é realizado considerando preços de gás maiores do que os preços faturados pelos fornecedores de gás natural, uma parcela de recuperação é subtraída das tarifas posteriores, compensando o consumidor por pagamentos a maior na tarifa.[...] Ressaltamos ainda que o mecanismo de conta gráfica, além de ser aplicado para realizar o acompanhamento das variações do preço de gás repassado aos consumidores, pode ser aplicado para acompanhar custos extrínsecos ao preço de gás que não devem ser repassados aos consumidores, como encargos e penalidades geradas e pagas pela concessionária ao fornecedor. O parágrafo 1º do artigo 48 da Lei Estadual n.º 17.897, de 11 de janeiro de 2022, reforça o objetivo da aplicação de uma conta gráfica para o acompanhamento desses custos:

§ 1º [...] **Outros custos associados à compra de gás**, como **encargo de capacidade, penalidades por ultrapassagens**, e o efeito da volatilidade do

câmbio a serem repassados ao preço médio ponderado do gás **deverão ser tratados através de conta gráfica** a ser estabelecida pela Arce. (Ceará, 2022, n.p., grifo nosso).

Assim, a implementação da conta gráfica por esta agência é, não só coerente com suas atribuições, como um ato regulatório de elevada importância para a promoção da modicidade tarifária e para o equilíbrio econômico - financeiro do serviço delegado. Portanto, sugerimos que a ARCE institua o mecanismo de conta gráfica (para preço de gás e penalidades) e o considere uma prioridade para o ano de 2026, incluindo esta ação regulatória em sua agenda do biênio 2026-2027.

### C) Contribuição da Cegás

No item “3.7. Tarifa Média – Contratual e Praticada” da Nota Técnica CET nº 004/2025, a ARCE verifica se as tarifas diferenciadas aplicadas pela CEGÁS estão em conformidade com a tarifa média aprovada pelo regulador.

Na ocasião, a ARCE indicou que estaria havendo um descumprimento do limite contratual, calculado de acordo com Tabela 31 – Tarifa Média Contratual e Contábil (2024), conforme descrito a seguir:

A comparação entre a tarifa média anual estabelecida pelo contrato de concessão (R\$ 2,8167/m<sup>3</sup>) e a praticada pela Cegás (R\$ 2,8885/m<sup>3</sup>) demonstra que a concessionária descumpriu o item 2, do Anexo I, nos termos da Tabela 31, da Nota Técnica 004/2025.

**Tabela 31 – Tarifa Média Contratual e Contábil (2024)**

ITEM	VALOR
1. Tarifa Média Contratual (1.1 + 1.2) – R\$/m <sup>3</sup>	2,8167
1.1. Preço de Venda (PV) – R\$/m <sup>3</sup>	2,0267
1.2. Margem Bruta (MB) – R\$/m <sup>3</sup>	0,7900
2. Tarifa Média Contábil (2.1 / 2.2) – R\$/m <sup>3</sup>	2,8885
2.1. Receita Líquida de Vendas – R\$	615.504.000
2.2. Volume Faturado – m <sup>3</sup>	213.087.602
3. Diferença de Tarifa Média (1 – 2) – R\$/m <sup>3</sup>	-0,0718
Fonte: Arce e Cegás	

No entanto, verifica-se que houve um equívoco no cálculo realizado por esta Agência, por ter sido considerado, na Receita Líquida de Vendas, o valor resultante das atividades de comercialização, sem que o respectivo volume fosse incluído.

Nos tópicos abaixo, serão abordados os argumentos da Concessionária que comprovaram e evidenciam de forma clara que não houve qualquer descumprimento contratual.

[...]

Com a abertura de mercado de gás, a CEGÁS vem sendo destaque em âmbito nacional com ações pioneiras, que permitiram maior flexibilidade na gestão de suprimento de gás e significativa redução de custos diariamente.

A comercialização realizada pela CEGÁS diz respeito a transações realizadas no âmbito federal, dentro do gasoduto de transporte da TAG, com a compra e venda de gás natural entre carregadores habilitados pela ANP, conforme autorização da agência federal (**Anexo IV – Autorização Comercialização** e **Anexo V – Autorização Carregador de Saída**).

Os contratos de comercialização são executados pela distribuidora, na qualidade de carregadora habilitada pela ANP, a fornecedores, a transportadores e a outras distribuidoras, também habilitados como carregadores.

Assim, com a utilização de sua autorização para comercializar gás, juntamente com a autorização para ser carregador de saída, a CEGÁS foi a primeira distribuidora a realizar transação de molécula com um supridor no âmbito do transporte, foi a primeira distribuidora a realizar transação de molécula com outra distribuidora também no âmbito do transporte e foi a primeira distribuidora a realizar transação de molécula com transportador.

Vale mencionar, porém, que a comercialização praticada pela CEGÁS distingue-se daquela abrangida pela regulação estadual, citada na Lei Estadual nº 17.897/2022, está sob competência da ARCE, descrita a seguir:

Art. 3º Ficam estabelecidas as seguintes definições para os fins desta Lei e de sua regulamentação, aplicando-se os verbetes, conforme concordância exigível no texto, no singular ou plural:  
XII - comercialização: conjunto de atividades de compra e venda de gás, realizada por meio da celebração de contratos negociados entre as partes, ressalvado o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal, conforme os seguintes tipos:

a) por comercializador supridor à concessionária, formalizada por meio de Contratos de Comercialização de Gás, a serem registrados na ANP;

b) pela concessionária ao consumidor cativo, formalizado por meio de Contratos de Fornecimento; e

c) por comercializador ao consumidor livre, formalizado por meio de Contratos de Comercialização de Gás, a serem registrados na ANP;

XIII - comercializador: pessoa jurídica autorizada a adquirir e vender gás no Estado do Ceará, de acordo com a legislação estadual e federal vigentes, a consumidores livres;

XIV - comercializador supridor: empresa produtora e/ou importadora de gás executora da atividade de Suprimento de gás à concessionária, na forma da legislação federal, cujas condições técnicas e comerciais são ajustadas no contrato de comercialização de gás;

Conforme exposto na Lei Estadual, o enquadramento como comercializador no Estado do Ceará diz respeito à pessoa jurídica que vende gás ao consumidor livre, situado no território estadual.

No entanto, o gás oriundo das operações de comercialização realizadas pela CEGÁS não é entregue nem consumido em pontos de entrega situados no território estadual. Ademais, os contratos não são firmados com consumidores livres habilitados pela ARCE para atuarem no mercado livre.

Portanto, observa-se que a atividade de comercialização exercida pela CEGÁS distingue-se da comercialização estadual descrita na Lei nº 17.897/2022, por ocorrer integralmente no ambiente de transporte interestadual regulado pela ANP.

Nesse contexto, a CEGÁS realizou transações com margem positiva no âmbito de transporte com fornecedores, distribuidores e transportador. Em 2024, houve a realização de margem de comercialização de aproximadamente R\$ 2,5 milhões.

Essa atividade desenvolvida pela CEGÁS, no âmbito da ANP, apresenta diversas vantagens para o mercado de gás no Ceará, a seguir:

• **Redução da Incidência de Take or Pay**

A CEGÁS firma contratos de fornecimento firme, put e flexível, em volumes compatíveis com a demanda do mercado do Estado do Ceará para garantir o abastecimento dos usuários e a continuidade do serviço prestado. Tais contratos, conforme prática consolidada no mercado de gás, apresentam cláusulas de retirada mínima, gerando uma obrigatoriedade de retirada e utilização do gás. No entanto, como é de conhecimento desta Agência, o consumo dos usuários, principalmente industrial, apresenta sazonalidade no consumo, com períodos de baixa retirada de gás, o que pode gerar a incidência de gás pago e não retirado (Take or Pay).

A atividade de comercialização possibilita que o gás não retirado pelo mercado cativo da CEGÁS possa ser vendido, pela CEGÁS, a outros carregadores habilitados na TAG, antes da chegada no Estado do Ceará, minimizando a incidência do Take or Pay com os fornecedores.

• **Aproveitamento das oportunidades de mercado**

A publicação da Nova Lei do Gás, vigente desde abril de 2021, teve por objetivo a abertura do mercado de gás natural no Brasil, buscando promover o aumento da concorrência, atraindo novos investidores, reduzindo o custo de produção e, consequentemente, o preço do gás ao consumidor final.

Com a abertura do mercado em curso, já se observa um aumento na oferta e na diversidade de fornecedores de gás natural, o que amplia a competitividade, aumenta a segurança no suprimento e torna a matriz energética mais sustentável.

A diversificação nas modalidades de fornecimento de gás natural, como contratos firmes de longo/médio prazo e contratos flexíveis no mercado spot, trouxe maior dinamismo às contratações. Contratos firmes de longo/médio prazo são essenciais para garantir a segurança no abastecimento dos usuários, uma vez que fornecedores e distribuidoras acordam

QDC (Quantidade Diárias Contratadas), prazo e preços antecipadamente. No entanto, essa modalidade de contratação, pode reduzir a competitividade do gás natural no curto prazo, visto que a segurança no abastecimento por prazos mais longos é a contrapartida para preços de moléculas mais elevados.

Por outro lado, o mercado spot de gás natural proporciona oportunidades de custo reduzido em períodos de excesso de oferta, dada a dinâmica de oferta e demanda de curto prazo.

Nesse contexto, uma estratégia de suprimento equilibrada, que combine contratos firmes e flexíveis, aliada à diversidade de fornecedores, assegura tanto a segurança no abastecimento quanto a possibilidade de aproveitar condições de mercado favoráveis. Com foco na busca contínua pela melhoria do serviço prestado, a Companhia está inserida nas novas práticas de mercado, de modo a garantir a eficiência na gestão de suprimento e possibilitar o repasse de tarifas módicas ao usuário.

Nesse contexto, a comercialização tem relação intrínseca com a abertura do mercado, uma vez que possibilita a Companhia adquirir gás em condições favoráveis de mercado, tornando possível a alocação de gás com preços mais vantajosos ao mercado cativo, sem a incidência de penalidade e compromissos contratuais com fornecedores.

**Fomento à Modicidade Tarifária**

Conforme previsto na Lei nº 12.010/92, que autorizou a Constituição da CEGÁS, a Companhia tem por objeto a produção, aquisição, armazenamento, distribuição, **comercialização** e a prestação de serviços corretados, conforme descrito abaixo:

Art. 1º - Fica o Chefe do Poder Executivo autorizado a constituir uma sociedade de economia mista, sob a denominação de Companhia de Gás do Ceará - CEGÁS.

Art. 2º - A sociedade a que se refere o artigo anterior, terá por objeto a produção, aquisição, armazenamento, distribuição, comercialização de gás combustível e a prestação de serviços correlatos, observada a legislação federal pertinente, os critérios econômicos de viabilização dos investimentos, o desenvolvimento econômico e social, os avanços técnicos e a integração do gás combustível à matriz energética do Estado do Ceará.

Como dito anteriormente, a CEGÁS vem desempenhando a atividade de comercialização de forma pioneira em âmbito nacional, demonstrando uma atuação moderna e inovadora. No entanto, o mercado ainda carece de um consenso sobre o modelo regulatório ideal para o desenvolvimento dessa atividade.

Diante desse cenário e enquanto não houver uma separação completa entre as atividades de comercialização e distribuição, a CEGÁS adota uma postura prudente, buscando promover a modicidade tarifária. Assim, utiliza a margem obtida com a comercialização para favorecer o mercado de distribuição, contribuindo para um serviço mais acessível e eficiente.

A Lei Estadual nº 17.897/2022, por sua vez, autoriza a Concessionária a desenvolver outras atividades, com ou sem exclusividade, que fornecem receitas alternativas, complementares e acessórias, objetivando a favorecer a modicidade tarifária dos serviços locais de gás canalizado.

Art. 53. A concessionária poderá desenvolver atividades que forneçam outras fontes provenientes de receitas alternativas, complementares, acessórias ou de projetos associados, com ou sem exclusividade, com vistas a favorecer a modicidade tarifária dos serviços locais de gás canalizado, de acordo com o contrato de concessão.

A Resolução ARCE nº 10/2023, no que lhe diz respeito, apresenta a possibilidade de realização de receitas de comercialização com a utilização de parte do resultado para aplicação da margem média, contribuindo para modicidade tarifária.

Art. 11. As RECEITAS DE COMERCIALIZAÇÃO, bem como os custos, despesas e encargos associados às operações de prestação de serviços pela CONCESSIONÁRIA geradores de tais receitas deverão ser contabilizados em separado e **parte do resultado** poderá ser aplicada à margem média de distribuição, contribuindo para modicidade tarifária de acordo com o contrato de concessão.

Alinhada com a legislação federal e estadual, a CEGÁS, em 2024, realizou a comercialização de 23.681.768 m<sup>3</sup>, gerando receita líquida de R\$ 47.624.300, com custo de aquisição de R\$ 45.099.300, resultando em R\$ 2.525.000,17 de margem, contabilizada separadamente.

Vale mencionar que a totalidade dessa margem de comercialização foi utilizada para gerar modicidade tarifária, evidenciando atuação baseada na modernidade, eficiência e compromisso com o serviço público adequado.

O quadro abaixo demonstra o resultado obtido através da atividade de comercialização, que pode ser verificado nos balancetes e demonstrativos contábeis da Concessionária, referente ao ano de 2024.

**Quadro IV– Resultado da Atividade de Comercialização**

Conta Contábil	Descrição	Valor
1.	Receita Bruta de Vendas	59.634.719,74
3.1.1.1.01.008.001	Receita de Comercialização de Gás	59.634.719,74
2.	Tributos s/Venda	12.010.419,24
3.1.1.3.01.001.009	PIS s/ vendas- Comercialização	865.882,81
3.1.1.3.01.002.009	COFINS s/ vendas- Comercialização	3.988.370,07
3.1.1.3.02.001.015	ICMS s/ vendas- Comercialização	7.156.166,36
3.	Receita Líquida de Vendas	47.624.300,50
4.	Custo dos Produtos	45.099.300,33
4.1.1.1.01.007.000	Custo de aquisição de gás - Comer.	45.099.300,33
5	(=) Margem Comercialização	2.525.000,17

Fonte: Cegás

Assim, demonstra-se que a atividade de comercialização teve como resultado o valor de R\$ 2.525.000,17, referente ao volume de 23.681.768m<sup>3</sup>, que corresponde a 0,1066 R\$/m<sup>3</sup>.

## **8.2 Metodologia de Cálculo para Verificação da Margem Bruta Autorizada – Resolução nº 163/2012**

Utilizando a mesma metodologia utilizada pela ARCE na Nota técnica CET n<sup>o</sup> 004/2025, conforme a Resolução ARCE 163/2012:

Com o objetivo de verificar o cumprimento do item 2 citado, convém examinar se as tarifas diferenciadas aplicadas pela Cegás estão em conformidade com a tarifa média aprovada pelo regulador. A metodologia de cálculo consiste em três etapas: a) determinar a tarifa média anual com base no contrato de concessão, tendo em conta a margem bruta estabelecida pela Arce; b) calcular a tarifa média anual aplicada pela Cegás; c) comparar a tarifa média contratual com a praticada pela Cegás.

De acordo com o a “Demonstração do Resultado”, a “Receita Líquida de Vendas” da CEGÁS em 2024, excluindo a comercialização, registrou o montante de R\$ 615.504.000,00(Receita Líquida Total) – R\$ 47.624.300,50 (Receita Líquida de Comercialização), perfazendo o valor de R\$ 567.879.699,5 de Receita Líquida da Atividade de Distribuição, o qual está relacionado com o volume faturado (212.165.032 m<sup>3</sup>/ano) neste ano. Com base na divisão entre essa receita (R\$ 567.879.699,5) e o volume faturado (212.165.032 m<sup>3</sup>/ano) obtém-se o valor R\$/m<sup>3</sup> 2,6766.

Conforme consta na Nota Técnica, a tarifa média contratual é de 2,8167. Comparando a tarifa média contratual de R\$ 2,8167 com a tarifa média praticada pela CEGÁS na atividade de distribuição de R\$ 2,6650, tem-se uma diferença a menor de R\$ 0,1401, o que comprova que não houve o descumprimento de cláusula contrato e que a atividade de comercialização foi utilizada para fins de modicidade tarifária.

## **Resposta da Arce**

Sobra a contribuição da Norgás, a CET esclarece que o mecanismo de conta gráfica não consta na fórmula paramétrica do anexo I, do Contrato de Concessão e que a análise do descumprimento da item 3.7 – Tarifa Média – Contratual e Praticada constitui obrigação regulatória da Arce, nos termos do art. 3º, da Resolução Arce 163, de 25 de outubro de 2012.

Sobre a proposta da Abrace em relação ao uso da conta gráfica, esclarecemos que a fórmula paramétrica do anexo I, do Contrato de Concessão, não faz uso da regra da conta gráfica para o cálculo da margem bruta.

Com relação às contribuições da Cegás, especialmente as autorizações da Agência Nacional de Petróleo, disponibilizadas pela Cegás nos anexos IV e V de sua respectiva contribuição, bem como as notas fiscais referentes à atividade de comercialização (anexo VII), a CET recalculou os valores da Tabela 31 da Nota Técnica com fundamento nas informações supracitadas e que não foram apresentadas inicialmente no Pleito da Margem Bruta da Cegás. Diante do exposto, o recálculo com base na separação da receita obtida da atividade de comercialização da receita obtida com a venda de molécula para o consumidor cativo, conclui-se que não houve o descumprimento pela Cegás durante o ano de 2024 do item 2, do “Anexo I – Metodologia de Cálculo da Tarifa para Distribuição do Gás Canalizado no Estado do Ceará”, do Contrato de Concessão.

## **2.8 Cálculo da Margem Bruta**

### **A) Contribuição da Cegás**

A tabela 32 – Margem Bruta (2025) apresenta o cálculo final da ARCE em relação à MB do ano de 2025. No entanto, a citada tabela demonstra um equívoco, na coluna ArceE, uma vez que a linha “7. Ajuste (R\$/m<sup>3</sup>)” está sendo somada duas vezes para a composição da Margem Bruta de 2025, gerando um valor maior.

A linha “4. Subtotal (1+2+3) – R\$” refere-se à Margem Bruta sem ajuste, ou seja, o somatório das linhas 1. Custo Operacional (R\$), 2. Custo do Capital (R\$) e 3. Depreciação (R\$), o que perfaz o valor de R\$ 147.662.676 (Coluna CEGÁS) e R\$ 130.858.225 (Coluna ARCE), dividindo pelo volume de referência da tabela (191.717.271 m<sup>3</sup>), tem-se a linha “6. Subtotal (4 ÷ 5.2) – R\$/m<sup>3</sup>” totalizando R\$ 0,7702 (Coluna CEGÁS) e R\$ 0,6825 (Coluna ARCE).

Ao considerar o ajuste de 2024, linha 7. Ajustes (R\$/m<sup>3</sup>), tem-se R\$ 12.593.364 (Coluna CEGÁS) e R\$ 7.846.716 (Coluna ARCE), que equivaleria a R\$ 0,0657/m<sup>3</sup> (R\$ 12.593.364 / 191.717.271) e R\$ 0,0409/m<sup>3</sup> (R\$ 7.846.716 / 191.717.271), respectivamente.

Por fim, a linha MARGEM BRUTA (4+7) – R\$/m<sup>3</sup>, corresponde à margem bruta unitária após o ajuste, é o somatório da margem bruta sem ajuste com o ajuste do exercício anterior, resultando em R\$ 0,8359 (R\$ 0,7702 + R\$ 0,0657/m<sup>3</sup>) e R\$ 0,7234 (R\$ 0,6825 + R\$ 0,0409/m<sup>3</sup>) para as colunas CEGÁS e ARCE, respectivamente.

No entanto, conforme pode ser observado na tabela abaixo, o valor da MB, coluna Arce, foi de R\$ 0,7644, uma vez que a linha “7. Ajustes (R\$/m<sup>3</sup>)” foi considerada no cálculo da linha “4. Subtotal (1+2+3+7) – R\$” e da linha “MARGEM BRUTA (4+7) – R\$/m<sup>3</sup>”, gerando duplicidade. [...]

Utilizando o princípio da boa-fé e buscando sempre a colaboração com a Arce, a Cegás solicita que seja realizada a correção da citada tabela, para que não gere ônus ao usuário.

### **Resposta da Arce:**

Conforme já tratado no momento da reunião presencial/virtual da Audiência Pública AP/ARCE/022/2025, no dia 11/11/2025, a CET já havia reconhecido o cálculo em duplicidade e feito a devida correção e devidamente informado aos participantes da referida Audiência.

## **2.9 Outras contribuições da Cegás**

Primeiramente, cumpre esclarecer que as contribuições realizadas pela CEGÁS, nos tópicos acima, estão em linha com a metodologia utilizada atualmente pela ARCE e seguindo as resoluções vigentes.

A defesa da Companhia restringiu-se a ajustes formais, somatórios, valores duplicados e atualização de variáveis e questionamentos sobre glosas realizadas, sempre conforme entendimento prévio da Agência.

Assim, A CEGÁS elaborou o presente pleito tarifário observando integralmente a metodologia e os critérios atualmente adotados pela ARCE, em consonância com o entendimento historicamente aplicado pela Agência.

Não obstante, a Companhia entende que alguns desses entendimentos poderiam ser objeto de revisão ou aprimoramento, de modo a refletir de forma mais adequada as práticas de mercado e as evoluções regulatórias do setor.

Ainda que o pleito tenha sido estruturado conforme o entendimento vigente, a CEGÁS propõe aperfeiçoamentos regulatórios que reflitam as evoluções do mercado de gás natural e assegurem equilíbrio entre modicidade tarifária e sustentabilidade econômico-financeira. Ao longo deste documento, serão abordados temas que, a juízo da CEGÁS, merecem maiores discussões e aprofundamentos junto à ARCE, com o fito de promover o aperfeiçoamento e a adequação da regulação vigente.

O objetivo é contribuir de forma construtiva para o desenvolvimento de um marco regulatório cada vez mais alinhado às melhores práticas do setor de gás natural, refletindo as evoluções do mercado e assegurando o equilíbrio entre a modicidade tarifária e a sustentabilidade econômico-financeira da concessão.

As considerações aqui apresentadas têm caráter propositivo e visam fomentar o diálogo técnico-regulatório, subsidiando revisões futuras.

### **2.9.1 Modelo de Regulação Cost Plus - Incompatibilidade com o conceito de tarifa máxima**

No modelo *cost plus*, adotado no Ceará, **não se aplica o conceito de tarifa-máxima**. Nesse modelo regulatório, as tarifas são definidas com base no reconhecimento dos custos prudentes e eficientes, acrescidos de remuneração adequada sobre a base de ativos regulatória. O objetivo é garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e a modicidade tarifária, por meio do repasse aos consumidores apenas dos custos efetivamente justificados e aprovados pela Agência Reguladora.

Assim, diferentemente de modelos de regulação por incentivos ou *price cap*, nos quais se estabelece um limite máximo de receita ou de tarifa (tarifa máxima), o modelo *cost*

*plus* não prevê a fixação de um valor máximo a ser praticado, mas sim a definição de uma tarifa que reflita fielmente os custos regulatórios reconhecidos.

Dessa forma, o conceito de tarifa-teto não se coaduna com a sistemática de regulação vigente no Ceará, uma vez que o foco está no ressarcimento dos custos prudentes e na justa remuneração do capital, e não na limitação prévia de preços a serem praticados.

Assim, a metodologia utilizada para o cálculo da verificação da Margem Bruta Autorizada, apresentado na Resolução nº 163/2012, está focado na verificação de uma tarifa média contratual em R\$/m<sup>3</sup>, o que não necessariamente reflete os custos regulatórios aprovados pelo Regulador.

Conforme consta na Nota Técnica CET nº 004/2025, a verificação realizada pelo regulador tem por fundamento o cumprimento do item 2, do Anexo I – Metodologia de Cálculo do Tarifa para Distribuição do Gás Canalizado do Estado do Ceará.

A respeito da verificação da tarifa média de 2024, consideramos fundamental ressaltar o item 2, do “Anexo I – Metodologia de Cálculo da Tarifa para Distribuição do Gás Canalizado no Estado do Ceará”, do Contrato de Concessão:

A CONCESSIONÁRIA poderá adotar tarifas diferenciadas considerando nível, tipo e perfil de consumo, desde que mantida uma **receita no máxima** igual à que seria obtida aplicando-se a tarifa média.

[...] Assim, evidencia-se que a Margem Bruta (MB) constitui, de fato, a parcela da receita que, para fins regulatórios, representa a **receita máxima da concessionária** capaz de cobrir integralmente os custos regulatórios reconhecidos, sendo, portanto, objeto de aprovação pelo regulador.

O PV, por sua vez, que integra a estrutura tarifária, representa apenas o **repasse de custo médio do gás** adquirido junto aos fornecedores e transportadores, não compondo a parcela de receita efetivamente destinada à distribuidora.

Diante disso, para fins de comparação e análise econômico-regulatória, a receita máxima da distribuidora deve ser associada à margem bruta total (MBT) auferida do mercado, correspondente ao somatório das margens brutas aplicadas na estrutura tarifária de cada segmento de usuários, multiplicadas pelos volumes faturados no ano de referência.

A esses valores devem ser acrescidas as receitas garantidas, decorrentes de contratos que asseguram compromissos mínimos de consumo ou de disponibilidade, destinadas a cobrir custos fixos e remunerar adequadamente a infraestrutura colocada à disposição do mercado.

Dessa forma, **não se confunde o conceito de receita máxima previsto no Contrato de Concessão com a aplicação de uma tarifa teto**. A receita máxima corresponde ao **montante necessário para ressarcimento dos custos prudentes e a justa remuneração do capital investido**, conforme o modelo *cost plus*, enquanto a **tarifa teto** constitui um limite prévio de preços, característico de modelos regulatórios baseados no *price cap*.

## 2.9.2 Ajuste do exercício anterior

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a Margem Regulatória Autorizada é calculada com base em valores orçados, considerando a previsão de custos, investimentos e volumes de vendas ao longo do ano de referência. Esses volumes, aplicados às tabelas tarifárias, devem resultar no valor total da Margem Bruta Autorizada.

[...] Ainda segundo o Contrato de Concessão, **a tarifa a ser fixada pela Concessionária deve ser aquela capaz de cobrir e remunerar as despesas realizadas e o capital investido**, assegurando a justa remuneração e a sustentabilidade econômico-financeira do serviço público.

Nesse contexto, ao longo da execução do exercício, é natural que surjam diferenças entre os valores orçados e os efetivamente realizados de custos, investimentos e volumes distribuídos, o que impõe a necessidade de um mecanismo de ajuste capaz de neutralizar tais desvios.

Surge, assim, o **Ajuste do Exercício Anterior** como instrumento essencial para a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, ao recompor diferenças entre a margem efetivamente necessária (baseada em dados realizados) e a margem efetivamente auferida (com a estrutura tarifária vigente). Dessa forma, o Ajuste atua de modo a corrigir distorções, assegurar a modicidade tarifária sustentável e garantir a justa remuneração do capital investido.

Diante da relevância do tema, a CEGÁS propõe a definição de premissas claras para a futura regulamentação da Parcela do Ajuste, de modo que o mecanismo possa cumprir plenamente sua função contratual, assegurando previsibilidade, transparência e equilíbrio econômico financeiro.

O modelo sugerido está estruturado em três etapas principais:

a) **Margem Regulatória Efetiva (MRE):** Composta pelos valores efetivamente realizados e comprovados relativos a Custos Operacionais (com base em relatórios contábeis e documentos fiscais); Custo de Capital (incluindo depreciação, impostos de renda e CSLL e investimentos realizados); Depreciação; e Parcela de Ajuste anterior, quando aplicável.

b) **Margem Regulatória Realizada (MRR):** Composta pela receita efetivamente auferida no período, proveniente de margens aplicadas no mercado cativo, livre ou parcialmente livre, bem como de termos fixos e outras receitas garantidas.

c) **Cálculo da parcela de Ajuste:** A diferença entre MRE e MRR deve ser corrigida pela variação do IGP-DI, e o valor resultante, positivo ou negativo, será incorporado à Margem Bruta do ciclo tarifário subsequente.

A consolidação da metodologia de cálculo e aplicação da Parcela de Ajuste, em linha com os princípios contratuais, legais e regulatórios, representa um avanço fundamental para:

- Assegurar segurança jurídica às revisões tarifárias;
- Proteger o equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- Sustentar a expansão responsável e a operação contínua dos serviços prestados;
- Fortalecer a confiança institucional entre concessionária, regulador e usuários.

Trata-se, portanto, de um marco no amadurecimento do modelo tarifário do setor de gás natural no Estado do Ceará, garantindo a adequada remuneração dos serviços públicos concedidos e uma estrutura tarifária que reflita custos efetivamente realizados, com previsibilidade e aderência ao interesse público.

Ao analisar o exercício de 2024, verifica-se que a Margem Regulatória Efetiva (MRE) totalizou R\$ 145.992.199, enquanto a Margem Regulatória Realizada (MRR), apurada com base na estrutura tarifária vigente e nas receitas de distribuição, foi de R\$ 132.160.672.

Assim, fica evidente que a CEGÁS praticou uma margem inferior àquela necessária para cobrir e remunerar integralmente as despesas e o capital investido no ciclo de 2024, o que corrobora a inexistência de qualquer descumprimento contratual e reforça a necessidade de aplicação do mecanismo de Ajuste como instrumento de recomposição e equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

### **2.9.3 Necessidade de Alterações das Resoluções ARCE nº 123/2010 e nº 163/2012**

A CEGÁS entende ser necessária a atualização das resoluções que fundamentam a revisão ordinária de margem, notadamente as Resoluções nº 123/2010 e nº 163/2012. Esses normativos foram elaborados em um contexto anterior à promulgação da Lei Estadual nº 17.897/2022, que introduziu mudanças estruturais no modelo de distribuição de gás canalizado.

A nova legislação estabeleceu princípios e diretrizes voltados à abertura e à modernização do mercado, com a introdução de novos agentes, novas modalidades contratuais e maior liberdade de negociação, alterando de forma significativa a dinâmica econômica e regulatória.

Nesse cenário, as metodologias e critérios previstos nas resoluções vigentes, concebidas sob uma realidade de mercado cativo e de estrutura tarifária tradicional, já não refletem integralmente o ambiente atual de operação e as diretrizes da Lei nº 17.897/2022.

Dessa forma, torna-se essencial o aprimoramento do aparato regulatório da ARCE, garantindo que as normas tarifárias estejam plenamente alinhadas ao novo marco legal e às melhores práticas de regulação econômica.

A atualização normativa é indispensável para assegurar previsibilidade, coerência regulatória, sustentabilidade econômico-financeira da concessão, além de promover ambiente competitivo, transparente e eficiente no mercado de gás natural do Ceará.

### **Resposta da Arce**

Com relação às contribuições adicionais da Concessionária, a CET entende pela relevância das mesmas no processo de aprimoramento da atividade regulatória. Neste viés, a CET analisará internamente as propostas apresentadas na Cegás.

### **3. Conclusão**

No presente relatório, foram analisadas as contribuições apresentadas na audiência pública AP/ARCE/022/2025, realizada nas modalidades pública presencial e virtual, no dia 11/11/25, e intercâmbio documental, no período de 03/11 a 12/11/25, referente à Nota Técnica CET 004/2025. A fim de fornecer maior transparência ao processo de revisão ordinária da margem bruta de distribuição de gás canalizado no Estado do Ceará, recomenda-se a publicação deste relatório no sítio eletrônico da Arce.

Fortaleza, 27 de janeiro de 2026

Márcio Rodrigues Melo  
Analista de Regulação