

**AGÊNCIA DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS – ARSP  
GERÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA E TARIFÁRIA – GET**

**NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 01/2025**

Versão após a Consulta Pública ARSP nº 01/2025<sup>1</sup>

Nota Técnica Final de referência ao regulamento que estabelece a metodologia de revisão da margem média de distribuição aplicável à 1ª Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás.

**I. DO OBJETO**

1. Apresentar o estudo final de subsídio ao regulamento que estabelece a metodologia de revisão da margem média de distribuição aplicável à 1ª Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás.

**II. CONTEXTUALIZAÇÃO**

2. A Constituição Federal estabelece no Art.25 § 2º que:

“§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.”

3. Em âmbito federal, foi publicada a Lei Federal nº 14.134, de 8 de abril de 2021, conhecida como a “Nova Lei do Gás” que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás canalizado, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Também foi publicado o Decreto nº 10.712, de 02 de junho de 2021, regulamentando a Lei nº 14.134/2021.

4. Em 22 de julho de 2020, o Estado do Espírito Santo e a Companhia de Gás do Espírito Santo - ES Gás celebraram o contrato de concessão para exploração do serviço público de distribuição de gás canalizado, onde foram estabelecidas as diretrizes para a sua execução, bem como os delineamentos à adequada gestão e normatização da prestação dos serviços, sob os aspectos técnicos, econômicos e financeiros.

5. A ES Gás atua nos segmentos residencial, comercial, industrial, automotivo, matéria-prima, climatização, cogeração e termoelétrico.

<sup>1</sup> Versão para publicação no sítio eletrônico da ARSP, após ajustes ao Relatório Circunstanciado da CP ARSP nº 01/2025.

6. Até a data de 31 de julho de 2020, a concessionária que prestava o serviço era a Petrobras Distribuidora S/A. Contudo, a partir de 01 de agosto de 2020, a Companhia de Gás do Estado do Espírito Santo (ES GÁS) iniciou efetivamente a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado de acordo com o contrato de concessão assinado em 22 de julho de 2020. Ressalta-se que em 2023, a empresa ES Gás foi desestatizada, contudo não houve alteração contratual até a presente data.
7. Esse contrato estabelece o objeto da concessão, a delimitação da área concedida, a forma e período da exploração dos serviços, as partes e os direitos e deveres dos envolvidos. Dentre as obrigações da concessionária, destaca-se a prestação de um serviço adequado de distribuição de gás canalizado, incluindo a segurança das pessoas e das instalações. Conforme define o art. 6º, § 1º da Lei 8.987/1995 e cláusula 8.2.1 do contrato de concessão, serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, eficácia, generalidade na prestação e modicidade das tarifas, observadas também as definições constantes no art. 7º da Lei Estadual nº 5.720/1998.
8. Define as diretrizes para a prestação dos serviços, sob competência regulatória estadual, com o objetivo de assegurar as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas, e compreende o planejamento, a construção, a operação e a manutenção do sistema de distribuição e as medições desde as estações de transferência de custódia até os pontos de entrega da molécula do gás aos usuários cativos e agentes livres de mercado.
9. A Revisão Tarifária Ordinária, conforme previsão contratual, deve ser realizada a cada ciclo tarifário de 5 anos, com o objetivo de rever os parâmetros adotados para definição da margem média de distribuição para o novo ciclo.
10. Sobre o procedimento revisional, o parágrafo único do art. 30 da Lei nº 827/2016 determina que a regulação tarifária dos serviços regulados, nos procedimentos de revisão tarifária, deverá garantir a estabilidade e a segurança dos negócios existentes.
11. O contrato de concessão exige que seja realizada a revisão da margem média de distribuição para o ciclo tarifário, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas, o plano de negócios e as metas de qualidade e de eficiência observando o disposto no contrato e em regulamento.
12. Para tal, o contrato de concessão apresenta uma previsão parcial das regras aplicáveis ao processo de RTO, remetendo suas lacunas à regulamentação abordada nesta Nota Técnica. Para a realização da RTO, a ARSP editou a Resolução nº 077/2024<sup>2</sup> que foi atualizada pela Resolução nº 081<sup>3</sup>/2024, que estabelece o cronograma de eventos da revisão.

---

<sup>2</sup> Disponível em:

<https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Legisla%C3%A7%C3%A3o/Resolu%C3%A7%C3%B5es%20G%C3%A1s%20Natural/ARSP/2024/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20ARSP%20n%C2%B0%20077,%20de%2007%20de%20outubro%20de%202024.pdf>

<sup>3</sup> Disponível em:

[https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Legisla%C3%A7%C3%A3o/Resolu%C3%A7%C3%B5es%20G%C3%A1s%20Natural/ARSP/2024/ResolucaoARSPn081\\_2024.pdf](https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Legisla%C3%A7%C3%A3o/Resolu%C3%A7%C3%B5es%20G%C3%A1s%20Natural/ARSP/2024/ResolucaoARSPn081_2024.pdf)

13. No cronograma, consta como quarta etapa a publicação de Nota Técnica Preliminar, e minuta de normativo sobre a metodologia de revisão da margem média de distribuição aplicável à 1ª RTO.
14. Tais documentos devem ser publicados até o dia 10/01/2025, quando está prevista a abertura de Consulta Pública sobre o tema, até o dia 30/01/2025.

### **III. DIRETRIZES DE ATUAÇÃO DA ARSP**

15. Em 01 de julho de 2016, foi publicada a lei complementar nº 827, que criou a Agência de Regulação de Serviços Públicos - ARSP, decorrente da fusão da ARSI, a Agência Reguladora de Saneamento Básico e Infraestrutura do Estado do Espírito Santo e ASPE, a Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo. Em 03 de setembro de 2020, foi publicada no Diário Oficial do Estado do Espírito Santo, a Lei Complementar nº 954 que altera a Lei Complementar nº 827, de 30 de junho de 2016, e a Lei nº 7.860, de 24 de setembro de 2004.
16. A referida lei de criação e suas alterações atribuiu à ARSP a autoridade de fixar, dentro de sua competência, normas, resoluções, instruções, recomendações técnicas e procedimentos relativos aos serviços regulados, bem como definir as tarifas e outras formas de contraprestação dos serviços, assim como os reajustes e revisões tarifárias. Permite ainda que a ARSP possa contratar, observada a legislação aplicável, serviços técnicos especializados, neles incluídas a perícia e a auditoria, e outros serviços necessários às atividades da ARSP.
17. A ARSP agregou os serviços então regulados pelas antigas agências, com o novo ordenamento legal, mantendo os princípios, objetivos, finalidades e diretrizes outrora atribuídos a cada entidade reguladora, em um novo cenário de fortalecimento do ambiente regulatório estadual e em observância às legislações específicas de cada setor regulado.
18. Este ordenamento define que a regulação e fiscalização dos serviços públicos deve alcançar, no ambiente regulado, a convergência de interesses entre seus participantes em seus aspectos técnicos, sociais e econômico-financeiros, permeados pela transparência, independência e tecnicidade.
19. Na realização definidas em sua lei de criação, destacam-se as seguintes diretrizes a serem observadas pelo regulador, apresentadas no art. 5º da LC nº 827/2016:

- I - garantir o cumprimento das exigências de regularidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade e cortesia na prestação dos serviços públicos concedidos, permitidos e autorizados, submetidos a sua regulação, controle e fiscalização;
- II - assegurar o cumprimento das normas legais, regulamentares e contratuais, o atendimento do interesse público e o respeito aos direitos dos usuários;
- III - fixar critérios, indicadores, padrões e procedimentos de qualidade dos serviços públicos concedidos, no que couber;
- IV - coibir a ocorrência de discriminação no uso e acesso aos serviços públicos concedidos;
- V - proteger o consumidor no que diz respeito a preços, continuidade e qualidade da prestação dos serviços públicos concedidos;
- VI - moderar e dirimir os conflitos de interesses, relativos ao objeto das concessões, permissões e autorizações dos serviços públicos concedidos, podendo se valer do apoio de peritos técnicos especificamente designados;

- VII - aplicar metodologias que proporcionem a modicidade das tarifas nos serviços públicos concedidos, de titularidade ou de delegação por instrumento legal ao Estado, garantido o equilíbrio econômico e financeiro, para o prestador de serviço, bem como desenvolver estudos que propiciem subsídios a estudos tarifários para os setores regulados;
- VIII - fiscalizar os serviços prestados considerando normas e procedimentos operacionais adequados;
- IX - estimular a competitividade e a realização de investimento, de modo a garantir a melhoria do atendimento e adequação dos serviços às necessidades da população;
- X - proteger os usuários contra o abuso do poder econômico que vise à dominação dos mercados, à eliminação da livre concorrência e ao aumento arbitrário dos lucros;
- XI - assegurar à sociedade amplo acesso às informações sobre a prestação dos serviços públicos regulados sob sua jurisdição e as atividades da ARSP, assim como a publicidade das informações quanto à situação dos serviços e aos critérios de determinação de tarifas; (...)

20. Especificamente no que tange à regulação e fiscalização dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado, a ARSP deve observar as seguintes diretrizes, nos termos do artigo 10-A:

- I - Incentivo à competitividade em todas as atividades do setor;
- II - Metodologias que incentivem a concessionária a realizar investimentos prudentes, respeitado o atendimento do interesse público; e
- III - Modicidade das tarifas e garantia do equilíbrio econômico-financeiro das concessões, consideradas as taxas de remuneração compatíveis com as praticadas no mercado para atividades semelhantes.

#### **IV. DOS FUNDAMENTOS CONTRATUAIS**

21. Considerando a profusão de temas tratados no contrato de concessão e refletidos no normativo, os fundamentos contratuais estão apresentados na seção de análise, de acordo com a componente da margem média de distribuição abordada.

#### **V. DA CONSULTA PÚBLICA ARSP Nº 01/2025**

22. Nos termos do Regulamento da Consulta Pública nº 05/2024, foi disponibilizada no sítio eletrônico desta entidade reguladora, a Nota Técnica ARSP/DP/GET nº 14/2024, e a minuta de Resolução proposta que estabelece a metodologia de revisão da margem média de distribuição aplicável à 1ª Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás.

23. Como uma das ferramentas de controle social necessárias ao aprimoramento dos trabalhos da Agência, e em atendimento ao princípio da transparência, a Consulta teve por objetivo recolher contribuições e opiniões das partes interessadas sobre a proposta, entre 09 de janeiro de 02 de fevereiro de 2025.

24. Ao todo, foram encaminhadas 144 (cento e quarenta e quatro) contribuições, por meio de três entidades participantes. Após avaliação individual, considerando a análise realizada por esta Gerência, 33 (trinta e três) contribuições foram aceitas, 11 (dez) foram aceitas parcialmente e 88 (oitenta e oito) não foram aceitas. 12 (doze) se tratam de comentários, para o qual não se aplica análise pela aceitação.

25. As alterações relevantes à minuta de regulamento estão demonstradas na seção a seguir, de acordo com cada tópico da norma. O detalhamento da análise de cada contribuição consta no Relatório Circunstanciado da referida Consulta Pública.

## VI. DA ANÁLISE

### IV.1 Considerações Iniciais

26. Na proposição do regulamento de que trata esta Nota Técnica, foram reproduzidas as previsões contratuais, buscando-se manter a mesma redação. Os ajustes de redação realizados não promoveram alteração do mérito do regramento contratual, de modo que os dispositivos deste instrumento estão devidamente internalizados no regulamento.

27. Na ausência de previsão contratual, foram avaliadas as propostas apresentadas pela concessionária<sup>4</sup>, bem como observadas as melhores práticas adotadas por agências reguladoras de outros estados brasileiros, e as experiências prévias da ARSP na matéria.

28. As definições atendem ao modelo de regulação por incentivos, em respeito ao modelo de preços-teto<sup>5</sup> para a fixação da margem média de distribuição, e o estímulo à eficiência e à modicidade tarifária, como determina o contrato de concessão em sua Cláusula XII, itens 12.1, 12.6, 12.13, e 12.18.

29. Além dos princípios e diretrizes previstos na legislação citados na seção II, na definição das regras complementares ao contrato, as opções metodológicas foram adotadas em atendimento aos princípios adicionais a seguir:

- (i). robustez técnica;
- (ii). estabilidade e previsibilidade regulatória;
- (iii). segurança jurídica;
- (iv). simplificação.

30. Como os investimentos do setor são avaliados com análises de longo prazo, é de grande importância que a forma de definição da margem média de distribuição possua estabilidade, sendo fundamental incorporar mecanismos que aumentem a previsibilidade do setor, com o objetivo de incrementar sua atratividade e propiciar a sua sustentabilidade e desenvolvimento;

31. Considerando o atendimento às diretrizes de estabilidade e previsibilidade, buscou-se preservar, sempre que possível, as regras aplicadas no cálculo da margem de distribuição do primeiro ciclo tarifário.

32. Quanto à simplificação, entre diferentes opções metodológicas, opta-se por aquela que implique na menor manipulação possível dos dados, e que na análise de custo-benefício entre complexidade e robustez técnica, apresente-se como mais vantajosa que as demais alternativas existentes.

33. Ao longo desta seção, serão apresentadas, de forma resumida, as atualizações relevantes ao normativo decorrentes da Consulta Pública nº 01/2025. O detalhamento da análise das contribuições está disponível no

<sup>4</sup> Submetidas pelas Cartas (i) ES GAS GREG 090 2024; (ii) ES GAS GREG 095 2024; (iii) ES GAS GREG 098 2024; (iv) ES GAS GREG 099 2024; (v) ES GAS GREG 102 2024; e (vi) ES GAS GREG 133 2024.

<sup>5</sup> Também referido como tarifa-teto ou price cap.

Relatório Circunstanciado da Consulta Pública, publicado no sítio eletrônico da ARSP<sup>6</sup>, incluindo o registro de ajustes textuais que não alteraram o mérito das regras, que não serão endereçadas neste documento.

## IV.2 Da Margem Média de Distribuição

34. O principal objetivo da Revisão Tarifária Ordinária – RTO – é a definição da margem média de distribuição a vigorar no próximo ciclo tarifário. A margem é responsável por remunerar os custos da concessionária, garantido condições de uma prestação de serviço contínua, com qualidade, eficiência e a custos módicos para os usuários.

35. O contrato de concessão traz o *price cap* como modelo tarifário, definindo que a tarifa teto do serviço público de distribuição de gás canalizado é obtida a partir do somatório do preço da molécula do gás, do preço do transporte do gás e da margem média de distribuição.

36. Traz ainda outros dispositivos com diretrizes e definições para o estabelecimento da margem média de distribuição. A cláusula 1.1 do contrato de concessão define a margem média de distribuição como:

Valor expresso em R\$/m<sup>3</sup>, resultante da fórmula paramétrica contratual, a qual calcula o FLUXO DE CAIXA LIVRE DA CONCESSÃO para o CICLO TARIFÁRIO com Valor Presente Líquido igual a zero, sendo este necessário para cobertura dos custos eficientes, da remuneração dos investimentos, do valor da OUTORGA e do CAPITAL DE GIRO NECESSÁRIO (NCG), dos encargos e de outras despesas previstos neste CONTRATO, decorrentes da prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, cujos parâmetros e metodologias são definidos neste CONTRATO e em REGULAMENTO;

37. Em sua cláusula 12.2, o contrato de concessão estabelece a composição da margem bruta conforme transcrito abaixo:

12.2. Sem prejuízo do disposto no ANEXO I, a MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO é composta por:

I - CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES:

- a) despesas operacionais, comerciais e administrativas, conceituadas em REGULAMENTO; e
- b) custos com operação e manutenção;

II - taxa de regulação e fiscalização dos SERVIÇOS PÚBLICOS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO prevista na legislação estadual;

III - receitas irrecuperáveis, qualificadas, para efeito da execução deste CONTRATO, como parcela da receita total faturada e não recebida pela CONCESSIONÁRIA, apurada conforme REGULAMENTO;

IV - gastos com pesquisa e desenvolvimento em projetos voltados a alocar recursos humanos e financeiros, visando à inovação e/ou ao aprimoramento dos produtos e da prestação de serviços, nos processos e usos finais do GÁS, de acordo com REGULAMENTO;

V - encargos da tarifa social, qualificados, para efeito da execução deste CONTRATO, como encargos destinados ao atendimento da população de baixa renda com tarifas diferenciadas, observado REGULAMENTO;

VI - custo de capital, composto pela soma das seguintes parcelas:

- a) remuneração do capital, apurada a partir da BRRL, da NCG e do WACC; e
- b) valor da depreciação e amortização, observado o REGULAMENTO;

<sup>6</sup> <https://arsp.es.gov.br/consultas-publicas>

VII - volume de GÁS a ser distribuído, que corresponderá às previsões anuais de distribuição no CICLO TARIFÁRIO;

VIII - valor dos investimentos a serem realizados no CICLO TARIFÁRIO;

IX - outras despesas apresentadas pela CONCESSIONÁRIA e aprovadas pelo REGULADOR; e

X - outras receitas, dentre as quais aquelas advindas das operações correlatas, acessórias, de comercialização, apresentadas pela CONCESSIONÁRIA e aprovadas pelo REGULADOR.

38. Define ainda que:

12.4. A MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO será calculada considerando a metodologia do FLUXO DE CAIXA LIVRE DA CONCESSÃO do CICLO TARIFÁRIO que deve ter Valor Presente Líquido igual à zero ao utilizar o WACC aprovado como taxa de desconto.

(...)

12.6. A MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, a ser estabelecida ao início de cada CICLO TARIFÁRIO, deverá observar os estímulos à eficiência, modicidade tarifária e previsibilidade das regras, podendo incluir melhoria da qualidade, conforme disposto em REGULAMENTO. 12.7. Ao final de cada CICLO TARIFÁRIO serão revistos os parâmetros utilizados, por ocasião da REVISÃO TARIFÁRIA ORDINÁRIA (RTO), com base na previsão para o próximo CICLO TARIFÁRIO, determinando-se, em consequência, nova MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO.

39. E em seu Anexo I, a Cláusula II define a fórmula de cálculo da margem de distribuição, apresentada a seguir:

2.1.3. A MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO será calculada para CICLO TARIFÁRIO através da seguinte fórmula:

$$MM = \frac{BRRLo - \frac{BRRLT}{(1+r_{wacc})^T} + \sum_{i=1}^T \frac{NCGi}{(1+r_{wacc})^i} - \frac{NCGT}{(1+r_{wacc})^T} + \sum_{i=1}^T \frac{(1-t)(Opexi+ODespi)}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^T \frac{Dixt}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^T \frac{(1-t)xLBsti}{(1+r_{wacc})^i} + \sum_{i=1}^T \frac{Capexi}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^T \frac{ORi}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^T \frac{(1-t)xVi}{(1+r_{wacc})^i}}$$

onde:

MM: MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO do segmento não termoeletrico (R\$/m<sup>3</sup>).

BRRLo: base de remuneração regulatória inicial líquida de depreciações (R\$).

BRRLT: base de remuneração regulatória líquida ao final do ciclo tarifário (R\$).

NCGi: valor da NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO no ano i (R\$).

NCGT: valor da NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO ao final do ciclo tarifário (R\$).

Opexi: custos operacionais, administrativos e de comercialização no ano i (R\$).

ODespi: outras despesas, gastos, e receitas irrecuperáveis no ano i (R\$).

Di: depreciação e amortização no ano i (R\$).

LBsti: lucro bruto do segmento termoeletrico no ano i (R\$).

Capexi: investimentos realizados no ano i (R\$).

ORi: outras receitas consideradas na modicidade tarifária (R\$).

T: número de anos do ciclo tarifário (anos).

t: taxa de impostos.

r<sub>wacc</sub>: WACC real após impostos.

Vi: volume de GÁS canalizado do segmento não termoeletrico no ano i (m<sup>3</sup>).

40. A minuta de regulamento adota as definições contratuais sobre o cálculo da margem média de distribuição.

41. O item 2.1.3.1 do contrato prevê que a fórmula apresentada estará sujeita à alteração a partir do segundo ciclo tarifário, caso se identifique algum elemento novo para sua composição ou algum existente que necessite ser alterado, por meio de regulamento.
42. No entanto, não se visualiza a necessidade da modificação desta fórmula, e ainda, buscou-se preservar a sua composição para o atendimento aos princípios da estabilidade e previsibilidade regulatória.
43. Para a atualização monetária dos componentes da margem média de distribuição, foi definida como referência a data-base de 31 de maio de 2025.
44. Após as contribuições recebidas na consulta pública, a seção foi aperfeiçoada com as seguintes adequações:
- esclarecimento de que a taxa de impostos (t) supramencionada considera os tributos sobre a renda – imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e contribuição social sobre lucro líquido (CSLL).
  - garantia de que o tratamento da margem do segmento termoeletrico observe todos os contratos aplicáveis, de acordo com avaliação posterior, que analisará a proposta da Carta ES GAS/GREG/135/2024, e que será divulgada com a apresentação da margem média de distribuição preliminar, etapa 09 do cronograma de eventos da RTO.
45. Nos tópicos subsequentes serão apresentadas as considerações e definições finais referentes aos componentes da fórmula da margem média de distribuição.

### **IV.3 Do Plano de Negócios**

46. O contrato de concessão define, em sua cláusula 1.1, o Plano de Negócios como:

XXIX - PLANO DE NEGÓCIOS: base de informações para a definição da MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, que deve conter, no mínimo, os objetivos, as metas e as estratégias previamente fixados, bem como as informações do cenário macroeconômico, do mercado, de investimentos e de custos necessários ao alcance dos objetivos pretendidos em cada CICLO TARIFÁRIO, observado o disposto em REGULAMENTO;

47. Em sua cláusula IX, tem-se todo a previsão referente ao Plano de Negócios conforme transcrição abaixo:

9.1. A CONCESSIONÁRIA deverá apresentar ao REGULADOR, antes da RTO, em prazo definido em REGULAMENTO, PLANO DE NEGÓCIOS, que contemple o plano de investimentos para balizar a fixação da MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO.

9.2. O PLANO DE NEGÓCIOS deverá demonstrar:

I - os investimentos, o compromisso com a segurança e a qualidade do serviço e a busca permanente da satisfação dos USUÁRIOS existentes e potenciais dos diferentes mercados, em toda a área de concessão; e

II - que a tecnologia e a estrutura técnica são adequadas para a implantação e operação do SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO que atenderá aos segmentos de USUÁRIOS.

9.3. Os planos de investimentos da CONCESSIONÁRIA para os dois primeiros CICLOS TARIFÁRIOS contemplarão, pelo menos, a previsão obrigatória das seguintes aplicações:

I - ligação de, no mínimo, 60 (sessenta) mil USUÁRIOS do segmento residencial, atendendo bairros onde, em média, pelo menos 15% (quinze por cento) dos domicílios tenham renda igual ou inferior a 2 (dois) salários mínimos; e

II - investimentos, com recursos próprios, no montante de R\$ 298.000.000,00 (duzentos e noventa e oito milhões de reais), visando à ampliação do SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO.

9.3.1. O REGULADOR poderá aprovar ou solicitar modificações nos planos de investimentos apresentados pela CONCESSIONÁRIA para os dois primeiros CICLOS TARIFÁRIOS, observadas, necessariamente, as aplicações mínimas especificadas pelos incisos I e II do item 9.3, os prazos e condições previstos em REGULAMENTO, o EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO deste CONTRATO e a política de desenvolvimento fixada pelo PODER CONCEDENTE para a prestação do serviço público concedido.

9.4. O PLANO DE NEGÓCIOS para o primeiro CICLO TARIFÁRIO deverá ser apresentado para aprovação do REGULADOR no prazo de 180 (cento e oitenta) dias do início da eficácia deste CONTRATO.

9.5. O PLANO DE NEGÓCIOS para o atendimento à demanda de GÁS CANALIZADO pelo mercado deverá ser submetido à aprovação do REGULADOR previamente às respectivas revisões tarifárias, observado quanto aos dois primeiros CICLOS TARIFÁRIOS o disposto no item 9.3.

9.5.1. Os planos de investimentos deverão conter no mínimo: o tipo de investimento, a caracterização das obras, os custos, os objetivos, a localidade, o mercado e o número de USUÁRIOS e de unidades consumidoras a serem atendidos, além do cronograma físico-financeiro da construção e da entrada em operação.

9.5.2. A CONCESSIONÁRIA deverá prestar contas ao REGULADOR, anualmente, da execução do plano de investimentos.

9.6. A elaboração do PLANO DE NEGÓCIOS pela CONCESSIONÁRIA e a sua posterior aprovação pelo REGULADOR, deverá observar as premissas e diretrizes estabelecidas em REGULAMENTO e neste CONTRATO.

9.6.1. A CONCESSIONÁRIA fica obrigada a implementar instalações, bem como a ampliá-las e modificá-las, de modo a garantir o atendimento da demanda de seu mercado presente e futuro de GÁS CANALIZADO, observados os princípios norteadores mencionados no presente CONTRATO.

9.6.2. A CONCESSIONÁRIA é responsável pelo planejamento da expansão e ampliação do SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO, considerando as possibilidades de integração com o sistema de transporte e de outros sistemas de distribuição.

9.6.3. As novas instalações e as modificações das instalações existentes deverão obedecer ao disposto em REGULAMENTO, e serão incorporados à CONCESSÃO.

48. Os itens 8.1 e 8.2 da cláusula VIII do contrato de concessão dão à concessionária, na execução do objeto da concessão, liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. Para isso, fica obrigada a adotar tecnologia adequada e empregar as melhores práticas setoriais, notadamente quanto à operação, manutenção, planejamento da expansão e modernização das instalações, com emprego de materiais, equipamentos e instalações que, atendidas as normas técnicas brasileiras, garantam a prestação do serviço adequado de distribuição de gás canalizado, inclusive a segurança das pessoas e das instalações.

49. O Plano de Negócios é o documento a ser elaborado pela concessionária para a apresentação das informações e dados que balizarão a análise da ARSP para a aprovação da nova margem média de distribuição, devendo considerar as premissas estabelecidas no contrato de concessão, a exemplo do disposto nas cláusulas 8.1 e 8.2, mencionadas anteriormente.

50. Deverá apresentar dados históricos de mercado e da operação e demonstrar as projeções realizadas para o próximo ciclo, devendo conter todo o planejamento para execução da prestação de serviço e sua expansão para o ciclo seguinte.

51. Na elaboração da proposta de normativo, foram reproduzidas as previsões contratuais sobre o conteúdo mínimo do plano de negócios, e as obrigações da concessionária quanto à sua elaboração.
52. Uma dessas obrigações diz respeito à (i) ligação de, no mínimo, 60 (sessenta) mil usuários do segmento residencial, atendendo bairros onde, em média, pelo menos 15% (quinze por cento) dos domicílios tenham renda igual ou inferior a 2 (dois) salários mínimos; e investimentos, com recursos próprios, no montante de R\$ 298.000.000,00 (duzentos e noventa e oito milhões de reais), visando à ampliação do sistema de distribuição de gás canalizado.
53. Para isso, foi esclarecido no normativo que tais investimentos fazem referência a preços de julho de 2020, tendo em vista a data de eficácia do contrato de concessão.
54. Ainda, foi reproduzido em dispositivo específico a obrigação contratual da concessionária de planejar e implementar a expansão e a ampliação do sistema de distribuição, de modo a garantir o atendimento da demanda do serviço público de distribuição de gás canalizado, considerando as possibilidades de integração com o sistema de transporte e de outros sistemas de distribuição.
55. A cláusula VIII, item 8.19 e seus subitens dispõe do que segue:
- 8.19 A CONCESSIONÁRIA deverá prestar o serviço público objeto deste CONTRATO a todo USUÁRIO que o requeira, mediante demonstração da viabilidade técnica e viabilidade econômica.
- 8.19.1. Sem prejuízo de REGULAMENTO, os critérios de viabilidade técnica e viabilidade econômica serão objeto de procedimento emitido pela CONCESSIONÁRIA e aprovado pelo REGULADOR.
- 8.19.2. Quando não for comprovada a viabilidade econômica do atendimento ao requerimento, o serviço poderá ser prestado ao requerente, desde que este se disponha a custear o investimento correspondente a parcela inviável, observado o disposto em REGULAMENTO.
56. Dessa forma, foi previsto no regulamento que a aprovação dos investimentos propostos no plano de negócios terá por condição a apresentação prévia de estudos que indiquem sua viabilidade econômico-financeira, sendo assegurada a liberdade da concessionária na direção de negócios, investimentos, pessoal e tecnologia, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e a modicidade tarifária.
57. Ainda, foi internalizada a redação do item 8.19.1 e 8.19.2 no contexto do planejamento de investimentos.
58. Uma importante previsão do regulamento é a possibilidade de atestar a viabilidade econômico-financeira dos investimentos considerando o conjunto de projetos previstos no plano de negócios. Neste sentido, a concessionária poderá definir um portfólio de iniciativas que a permitam atender, de modo equilibrado, aos princípios norteadores do contrato de concessão sobre este tema.
59. Por fim, foi inserida a exigência fundamental de que a concessionária deve assegurar a obrigação de adotar tecnologia adequada e empregar as melhores práticas setoriais, notadamente quanto à operação, manutenção, planejamento da expansão e modernização das instalações, com emprego de materiais, equipamentos e instalações que, atendidas as normas técnicas brasileiras, garantam a prestação do serviço adequado de distribuição de gás canalizado, inclusive a segurança das pessoas e das instalações.
60. Destaca-se que, nos termos da cláusula VI, item 6.3, os riscos comerciais, administrativos e operacionais, com exceção do custo do gás (molécula e transporte), são assumidos pela concessionária. Desta forma, somando-se à liberdade assegurada pelo contrato quanto à direção de negócios e investimentos, cabe à

concessionária planejar os investimentos, e assumir os riscos comerciais atrelados, atendendo às obrigações contratuais de expansão e modernização, não podendo remeter estes riscos aos usuários, como por procedimentos de contas gráficas.

61. Como resultado da consulta pública, foram realizadas as seguintes adequações ao normativo em sua redação final:

- (i). previsão da publicação e submissão do plano de negócios em consulta pública;
- (ii). esclarecimento de que o dispositivo que trata do custeio de investimentos inviáveis trata, por requerente ou interessado, dos usuários atuais ou futuros do sistema, de modo que não se exija do poder concedente, **necessariamente**, uma contrapartida referente à parcela inviável, permitindo que investimentos relacionados à política de desenvolvimento, e com objetivos de atendimento à segurança e continuidade, dentre outros, possam ser viabilizados no conjunto de projetos do plano de negócios, observados todos os princípios norteadores do contrato de concessão.

#### IV.4 Da Base de Remuneração Regulatória

---

62. A Resolução ARSP nº 080/2024 estabelece os critérios para a definição da base de remuneração regulatória aplicável às revisões tarifárias ordinárias da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás.

63. No que se refere à sua aplicação na margem de distribuição, o Anexo I do contrato de concessão, em sua Cláusula II, determina que:

- Item 2.2.1: A BRRB e a BRRL serão avaliadas no momento da RTO, sendo projetadas para os demais anos do ciclo tarifário, considerando o acréscimo dos investimentos anuais previstos para o período e as datas em que os mesmos passarão a integrar a BRRB, incluindo também os valores do JOA;
- Item 2.3.1: Para fins de apuração dos impostos sobre o resultado, serão utilizados valores de depreciação e amortização conforme regramento da legislação fiscal vigente.
- Item 2.3.2: Os valores dos investimentos que compõem o fluxo de caixa livre da concessão deverão estar de acordo com o plano de negócios da concessionária e homologado pelo regulador.

64. Ainda, a Cláusula XI, item 11.8 define que a concessionária receberá remuneração do capital multiplicando a BRRL e a NCG pela taxa WACC vigente.

#### IV.5 Do Custo de Capital

---

65. O contrato de concessão define a metodologia de custo médio ponderado de capital, no inglês Weighted Average Cost of Capital – WACC, comumente referida no jargão do setor financeiro por “taxa WACC”, para calcular a remuneração que representa o custo de capital aplicável ao cálculo da margem.

66. O custo do capital corresponde a uma taxa aplicada sobre uma base de remuneração que possibilita à concessionária obter retorno para o capital investido pelos acionistas, honrar seus compromissos financeiros, e cumprir com as obrigações tributárias, remunerando os investimentos realizados para assegurar a adequada prestação dos serviços. Essa taxa também visa proporcionar um retorno razoável, compatível com os riscos da atividade, garantindo ao mesmo tempo um preço justo para o usuário.

67. Na cláusula I, que trata das definições, a taxa WACC é assim definida:

LIX - *WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL* (WACC): custo médio ponderado de capital, que expressa o cálculo da taxa de remuneração deste CONTRATO, nos termos do ANEXO I.

11.8. A CONCESSIONÁRIA receberá remuneração do capital multiplicando a BRRL e a NCG pelo WACC vigente.

68. Por sua vez, a cláusula III do Anexo I determina os critérios globais para o cálculo da taxa WACC, reproduzidos a seguir:

3.1. A presente cláusula tem por objeto determinar critérios para o cálculo do WACC, que é a taxa de remuneração regulatória a ser aplicada em cada CICLO TARIFÁRIO.

3.1.1. Seu cálculo será apresentado pela CONCESSIONÁRIA em cada CICLO TARIFÁRIO de RTO, seguindo os parâmetros definidos pelo REGULADOR.

3.2. Para o primeiro CICLO TARIFÁRIO, o WACC será de 9,96% (nove vírgula noventa e seis por cento) ao ano, conforme a Lei Estadual nº 10.955/2018, cálculo feito após todos os tributos incidentes (post-tax) e que foi definida considerando as seguintes premissas:

Elementos da fórmula	Premissas
Participação do capital próprio	Estrutura de Capital Geral do setor distribuição de gás (Média ponderada)
Custo do capital próprio nominal	Calculado CAPM nominal
Custo do capital próprio real	Calculado (taxa inflação EUA)
Participação do capital de terceiros	Estrutura de Capital Geral do setor distribuição de gás (Média ponderada)
Custo do capital de terceiros nominal	Calculado CAPM da dívida
Custo do capital de terceiros real	Calculado (taxa inflação EUA)
Taxa de inflação projetada EUA	Média Inflação Projetada final 2018
Alíquota dos impostos sobre a renda	Alíquota Receita Federal (IR + CSLL)
Taxa livre de risco	Média dos Títulos do Tesouro dos Estados Unidos a 10 anos (UST-10), do período de janeiro de 1928 até o mês anterior ao mês de início da Revisão Tarifária
Beta desalavancado	Empresas - Natural Gas Utilities Industry
Beta Equity (alavancado) Brasil	Estrutura de Capital e Taxa de impostos do Brasil
Prêmio de risco do mercado	Média do Índice SP500 Standard & Poor's, acima da taxa livre de risco, do período de janeiro de 1928 até o mês anterior ao mês de início da Revisão Tarifária
Risco País %	Média EMBI + Brasil
Risco Tamanho %	Prêmio atribuído por Ibbotson em "2015 ValuationYearbook" às empresas de gás natural "LowCap"

3.2.2 O WACC, para os demais CICLOS TARIFÁRIOS, será calculado através da fórmula apresentada a seguir:

$$WACC = (w_e * r_e) + (w_d * R_d) * (1 - t)$$

$$r_e = r_f + \beta_e * (r_m - r_f) + RP$$

onde:

WACC: taxa de remuneração regulatória aplicável ao ciclo tarifário, em %;

$w_e$ : participação do capital próprio (equity), em %;

$r_e$ : custo do capital próprio (equity), depois dos impostos, em %;

$w_d$ : participação do capital de terceiros, em %;

$R_d$ : custo do capital de terceiros, em %;

$t$ : alíquota dos impostos sobre a renda, em %;

$r_f$ : taxa livre de risco, em %;

$\beta_e$ : beta;

$(r_m - r_f)$ : prêmio de risco do mercado, em %; e

RP: risco país, em %.

3.2.2.1 A fórmula do item 3.2.2 poderá considerar outros parâmetros, **entre eles o risco tamanho (RT), conforme REGULAMENTO, que deverá avaliar a necessidade ou não de inserção do elemento, considerando as condições do mercado quando ocorrer a RTO.** (grifo nosso)

69. O contrato de concessão estabeleceu critérios para a realização do cálculo da taxa de remuneração do capital (WACC) que foi adotado para o primeiro ciclo. O contrato traz diversas aberturas para regulamentação. Em outros quesitos, porém, estabelece os critérios de forma clara sobre sua aplicação. É entendimento da ARSP manter as regras já estabelecidas no contrato uma vez que se mostraram robustas tecnicamente, além de garantir adequada estabilidade e previsibilidade a uma componente fundamental ao risco dos negócios da concessão.

70. No entanto, o contrato não traz o detalhamento das janelas temporais e das fontes de informações para o cálculo de todos os parâmetros da fórmula, lacuna que foi ajustada pelo normativo, na forma de seu Anexo III.

71. Para isso, foram adotados os seguintes princípios e critérios:

- a) estabilidade regulatória: como os investimentos do setor são avaliados com análises de longo prazo, é de grande importância que a forma de definição da taxa de remuneração possua estabilidade, sendo fundamental incorporar mecanismos que aumentem a previsibilidade do setor, com o objetivo de incrementar sua atratividade e propiciar a sua sustentabilidade e desenvolvimento;
- b) uso de parâmetros locais: quando possível, desde que não comprometam a fundamentação teórica da modelagem, é preferível a adoção de informações locais, que melhor reflitam os aspectos de decisão de investimentos do setor;
- c) uso de informações públicas, reduzindo assim efeitos de assimetria de informação;
- d) padronização de tratamento das séries de dados dos parâmetros;
- e) simplificação: entre diferentes formas possíveis de cálculo de um parâmetro, opta-se pelo critério de cálculo que implique a menor manipulação possível dos dados, e que na análise de custo-benefício entre complexidade e robustez técnica, mostre-se mais vantajoso que as demais alternativas existentes.

72. Como resultado das contribuições recebidas na consulta pública, foram realizados os seguintes aprimoramentos aos dispositivos que tratam da componente custo de capital:

- (i). inclusão da fórmula do custo de capital de terceiros, equivalente à taxa livre de risco somada ao risco de crédito, omissa no contrato de concessão;
- (ii). no Anexo III, complementação para constar que:
  - a participação do capital próprio utilizará a estrutura de capital geral do setor de distribuição de gás, calculada pela seguinte diferença:  $1 - \text{Participação do capital de terceiros}$ );
  - a participação do capital de terceiros utilizará a estrutura de capital geral do setor de distribuição de gás, fornecida pela média ponderada do cálculo da dívida total sobre o ativo total ( $D/A$ ), sendo o ativo total ( $A$ ) a soma do equity ( $E$ ) e a dívida ( $D$ ), do grupo de empresas do setor de distribuição de gás canalizado;
  - o prêmio de risco de mercado se dará pela diferença entre a (i) taxa de retorno esperada do mercado e (ii) a taxa livre de risco, sendo a taxa de retorno esperada do mercado calculada pela média do Índice S&P500, com ajuste por dividendos, informado pela Standard & Poor's;
  - o beta desalavancado utilizará o beta publicado por Damodaran para as empresas agrupadas na categoria "Natural Gas Utilities Industry".

73. A discussão sobre a aplicação do risco tamanho teve participação relevante na consulta pública.

74. A ES Gás defendeu que o normativo incorporasse sua previsão, com a justificativa de garantir maior estabilidade e previsibilidade, subsidiada por estudo específico, que em resumo, defende que a concessionária, como uma empresa de menor porte, enfrenta condições menos favoráveis no acesso e obtenção de empréstimos e financiamentos em comparação com empresas maiores.

75. Por outro lado, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace), solicitou a exclusão de sua previsão, afirmando que a ES Gás é integrante de um grupo econômico cujo faturamento bruto "fora de R\$ 40 bilhões em 2023".

76. A redação final manteve a previsão contratual do item 3.2.2.1 da cláusula III, reproduzido acima, de que a parcela referente ao risco tamanho será incluída se as condições do mercado indicarem essa necessidade, sendo remetida ao estudo específico sobre o tema, com previsão de publicação em março, previamente ao prazo para apresentação do plano de negócios.

#### **IV.6 Da Necessidade de Capital de Giro**

77. A necessidade de capital de giro é definida no contrato de concessão como:

XXVI - NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO (NCG): reserva de recursos que serão utilizados para suprir as necessidades financeiras operacionais da CONCESSIONÁRIA, conforme REGULAMENTO;

11.8. A CONCESSIONÁRIA receberá remuneração do capital multiplicando a BRRL e a NCG pelo WACC vigente.

78. Conforme previsto no contrato de concessão a NCG compõe a remuneração da concessionária juntamente com a Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL).

79. O Capital de Giro decorre da eventual defasagem entre as despesas e as receitas operacionais da Concessionária. Para o custo de Capital de Giro ser reconhecido no Ciclo Tarifário em análise, a Concessionária deverá apresentar, juntamente com o Plano de Negócios, um estudo específico com as justificativas para o seu reconhecimento, critérios utilizados no cálculo e o montante correspondente.

80. A NCG será calculada pela diferença entre os ativos e passivos circulantes, assumindo uma utilização ótima dos recursos financeiros da concessionária, representando a reserva de recursos necessária para suprir as necessidades financeiras operacionais da concessionária.

81. A concessionária apresentará estudo sobre a necessidade de capital de giro como parte do plano de negócios.

82. O estudo apresentará as justificativas para o seu reconhecimento, os critérios utilizados no cálculo e o montante correspondente para cada ano do segundo ciclo tarifário.

83. As informações serão analisadas pelo regulador, que definirá o montante anual aplicável.

84. A projeção do capital de giro será calculada pelas equações a seguir:

#### **Equação 1: Cálculo do capital de giro**

$$NCG_i = NCG_u * V_i$$

Onde:

$NCG_i$  = Necessidade de capital de giro projetado no ano  $i$ ;

$NCG_u$  = Necessidade de capital de giro unitário (R\$/m<sup>3</sup>);

$V_i$  = Volume total distribuído projetado no ano  $i$  (m<sup>3</sup>).

Sendo:

#### **Equação 2: Cálculo do capital de giro unitário**

$$NCG_u = \frac{AC - PC}{V}$$

Onde:

$NCG_u$  = Necessidade de capital de giro unitário (R\$/m<sup>3</sup>);

$AC$  = Total das receitas operacionais (ativo circulante) corrigidas pelo IPCA;

$PC$  = Total das despesas operacionais (passivo circulante) corrigidas pelo IPCA;

$V$  = Volume distribuído (m<sup>3</sup>).

85. A variação do capital de giro será calculada pela seguinte equação:

#### **Equação 3: Variação do capital de giro**

$$\Delta CG_i = NCG_i - NCG_{i-1}$$

Onde:

$\Delta CG_i$  = variação do capital de giro projetado no ano  $i$ ;

$NCG_i$  = Necessidade de capital de giro projetado no ano  $i$ ; e

$NCG_{i-1}$  = Necessidade de capital de giro projetado no ano  $i - 1$ .

86. Os valores utilizados para a definição do capital de giro serão atualizados até a data-base de referência da revisão tarifária.

87. O valor da necessidade de capital de giro ao final do ciclo tarifário –  $NCG_T$ , será deduzido do cálculo da margem de distribuição, na forma da fórmula contratual do Anexo I, cláusula II, item 2.1.3 transcrita na seção IV.2.

#### IV.7 Dos Custos Operacionais Eficientes

88. O contrato de concessão define os custos operacionais eficientes, em sua Cláusula I, e ainda detalha sua composição, cláusula XII, conforme demonstrado na transcrição abaixo:

XIV - CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES: custos e demais gastos incorridos com a prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, observado o disposto em REGULAMENTO;

12.2. Sem prejuízo do disposto no ANEXO I, a MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO é composta por:

I - CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES:

a) despesas operacionais, comerciais e administrativas, conceituadas em REGULAMENTO; e

b) custos com operação e manutenção;

II - taxa de regulação e fiscalização dos SERVIÇOS PÚBLICOS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO prevista na legislação estadual;

III - receitas irrecuperáveis, qualificadas, para efeito da execução deste CONTRATO, como parcela da receita total faturada e não recebida pela CONCESSIONÁRIA, apurada conforme REGULAMENTO;

IV - gastos com pesquisa e desenvolvimento em projetos voltados a alocar recursos humanos e financeiros, visando à inovação e/ou ao aprimoramento dos produtos e da prestação de serviços, nos processos e usos finais do GÁS, de acordo com REGULAMENTO;

V - encargos da tarifa social, qualificados, para efeito da execução deste CONTRATO, como encargos destinados ao atendimento da população de baixa renda com tarifas diferenciadas, observado REGULAMENTO;

VI - custo de capital, composto pela soma das seguintes parcelas:

a) remuneração do capital, apurada a partir da BRRL, da NCG e do WACC; e

b) valor da depreciação e amortização, observado o REGULAMENTO;

VII - volume de GÁS a ser distribuído, que corresponderá às previsões anuais de distribuição no CICLO TARIFÁRIO;

VIII - valor dos investimentos a serem realizados no CICLO TARIFÁRIO;

IX - outras despesas apresentadas pela CONCESSIONÁRIA e aprovadas pelo REGULADOR; e

X - outras receitas, dentre as quais aquelas advindas das operações correlatas, acessórias, de comercialização, apresentadas pela CONCESSIONÁRIA e aprovadas pelo REGULADOR.

89. Ao definir os custos operacionais, deve-se considerar os processos e atividades a cargo da Concessionária para a prestação eficiente do serviço de distribuição de gás canalizado.

90. É necessário que haja uma abertura discriminando os custos de comercialização dos demais custos e despesas da concessão de modo a permitir a verificação de possíveis diferenças entre a margem média e a TUSD.

91. Para fins de simplificação, as menções à OPEX contemplarão também os valores da componente ODESP.
92. Para esta definição, será adotado o método baseado na avaliação dos custos e indicadores históricos da concessionária, assim como indicadores de comparação observando o benchmark de outras concessionárias de gás, na forma apresentada a seguir:
- (i). o regulador analisará a trajetória e os valores previstos pela concessionária em seu plano de negócios, realizando avaliação qualitativa e quantitativa de consistência, a fim de definir os montantes aplicáveis a cada ano do segundo ciclo tarifário;
  - (ii). os registros contábeis serão apresentados de acordo com a máxima abertura permitida pelo plano de contas societário da concessionária, de acordo com as contas em nível analítico que subsidiam as demonstrações financeiras previamente submetidas a procedimentos de auditoria independente;
  - (iii). os custos determinados por meio de rateio, decorrentes de operações compartilhadas entre partes relacionadas do mesmo grupo econômico, terão sua memória de cálculo apresentada de forma detalhada, de modo que seja possível identificar os valores estritamente vinculados à exploração do serviço público de distribuição de gás canalizado prestado pela ES Gás.
93. Em relação à versão apresentada em consulta pública, o normativo final foi adequado para prever que os encargos relativos às apólices de seguros comporão os custos operacionais eficientes a serem considerados na margem média de distribuição, de modo a não confundir o tratamento dos gastos desta natureza com a componente Odesp.

#### **IV.7.1 Avaliação Qualitativa**

94. A análise qualitativa consiste na identificação dos custos elegíveis, ou seja, necessários à prestação adequada e contínua do serviço público de distribuição de gás canalizado.
95. Os custos não elegíveis serão excluídos da base de projeção de custos operacionais, de acordo com a sua natureza, cuja análise será realizada pelo regulador.
96. Eventuais glosas, a depender de sua natureza, serão desconsideradas para efeito das estimativas de produtividade a serem aplicadas através do Fator X, quando aplicável.

#### **IV.7.2 Avaliação Quantitativa**

97. Após excluídos os custos não elegíveis por meio da análise qualitativa, os valores aplicáveis de OPEX, serão atualizados pelo IPCA até a data de referência da RTO.
98. A seguir, será realizada a avaliação quantitativa por meio da construção de indicadores, com sua comparação com os resultados do primeiro ciclo tarifário, e com outras concessionárias do serviço de distribuição de gás canalizado, a fim de compor uma base de custos operacionais eficientes no âmbito da regulação por incentivos.

99. Os valores referenciais serão comparados com as projeções do plano de negócios da concessionária, verificando sua estabilidade e consistência.

100. Ainda, serão considerados os potenciais ganhos de eficiência, em conformidade com a metodologia do Fator X.

101. Na inconsistência dos valores projetados no plano de negócios, e na ausência de justificativas para tal, os custos operacionais eficientes serão ajustados para refletir uma trajetória regulatória consistente com o histórico do primeiro ciclo tarifário e com o setor regulado.

## **IV.8 Das Outras Despesas, Gastos e Receitas Irrecuperáveis – Odesp**

### **IV.8.1 Taxa de Regulação e Fiscalização**

102. A Taxa de Regulação do Serviço Público do Gás Canalizado (TRG) é uma taxa cujo fato gerador é o desempenho pela ARSP na atividade de regulação, controle e fiscalização dos serviços públicos de gás canalizado. Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP). De acordo com o art. 10 da Lei nº 7.860/2004, a TRG é determinada pela seguinte fórmula

#### **Equação 4: Cálculo da TRG**

$$TRG = G \times VRTE$$

Onde:

TRG = Taxa de Regulação e Fiscalização do Serviço Público de Gás Canalizado;

G = 0,125% do volume mensal movimentado no sistema de distribuição em metros cúbicos de gás canalizado;

VRTE = Valor de Referência do Tesouro Estadual. (Redação dada pela Lei Complementar nº 954, de 2 de setembro de 2020)

103. A minuta apresentou a proposição para que os valores da TRG no segundo ciclo tarifário sejam projetados como parte do plano de negócios, sendo homologados pelo regulador, compondo o cálculo da componente Outros Custos.

104. Em reanálise, verificou-se a necessidade de ajustar esta definição, para esclarecer que esta componente fará parte da componente Odesp na redação final.

105. Ainda, após contribuição da ES Gás, foi incluída a previsão de ajuste compensatório da TRG entre os ciclos tarifários, considerando a alta imprevisibilidade de seus valores efetivos ao longo do ciclo tarifário, vinculados ao volume movimentado, sobretudo em razão do segmento termoelétrico.

### **IV.7.2 Receitas Irrecuperáveis**

106. Por receitas irrecuperáveis entende-se a parcela da receita total faturada pela concessionária que possivelmente não será arrecadada em função da inadimplência por parte dos usuários.

107. O ônus dessa inadimplência, a ser ressarcido à concessionária, será limitado ao valor limite regulatório estabelecido para os valores faturados considerados como incobráveis, após esgotadas todas as tentativas de cobrança.

108. Para a definição deste custo, será determinado o nível eficiente da parcela da receita faturada e não recebida pela concessionária, na forma a seguir:

- (i). o nível eficiente de inadimplência será definido como um percentual regulatório para o ciclo tarifário, obtido a partir das informações da base de faturamento da concessionária, utilizando o método da curva de envelhecimento da fatura, também conhecido como curva de “aging”;
- (ii). através da análise dos dados encaminhados pela concessionária, se identificará o percentual dos valores a receber não afetado de forma substancial pelas ações de cobrança, considerado como o ponto de estabilização da curva de “aging”, nível que representa as receitas consideradas como irrecuperáveis;
- (iii). será analisada a base de faturamento atual e pendente dos últimos 36 meses, a fim de determinar o ponto de estabilização da curva. A trajetória de inadimplência deverá contemplar os valores a recuperar por categoria de usuários.

109. Caso os níveis de inadimplência apurados por meio dos dados da concessionária sejam muito divergentes dos valores regulatórios habituais no setor, será avaliada a aplicação de um mecanismo de transição, para que se atinjam os valores regulatórios durante o segundo ciclo tarifário.

110. O custo com receitas irrecuperáveis fará parte da componente Odesp.

#### **IV.7.3 Pesquisa e Desenvolvimento**

111. Trata-se de procedimento estabelecido pelo contrato de concessão, cláusula II do anexo I, que deverá ser adotado pela concessionária, conforme regra abaixo:

IV - gastos com pesquisa e desenvolvimento em projetos voltados a alocar recursos humanos e financeiros, visando à inovação e/ou ao aprimoramento dos produtos e da prestação de serviços, nos processos e usos finais do GÁS, de acordo com REGULAMENTO;

112. A minuta definiu um montante equivalente a 0,25% da receita requerida no custeio de gastos com pesquisa e desenvolvimento, o que foi mantido na redação final.

113. Ainda, a minuta de normativo previa que os projetos financiados por estes recursos seriam propostos pela concessionária até 01 de novembro de 2025. A definição deste prazo se justificou pela necessidade de ampliar a discussão entre as partes quanto à adequada utilização destes recursos.

114. No entanto, foi aceita contribuição da ES Gás no sentido de remover essa previsão e discutir o objeto da aplicação dos recursos ao longo do ciclo tarifário, com a devida homologação pelo regulador.

115. Essa contribuição foi aceita, para que o prazo de diálogo seja ainda maior do que o previsto no texto original, mantendo-se a devida transparência e o foco no atendimento à finalidade desses recursos, nos termos do dispositivo supramencionado do instrumento contratual.

#### **IV.7.4 Encargos da Tarifa Social**

116. O contrato de concessão, em sua Cláusula XII, item 12.2, inciso V, a composição dos encargos da tarifa social no cálculo da margem de distribuição:

12.2. Sem prejuízo do disposto no ANEXO I, a MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO é composta por:

V - encargos da tarifa social, qualificados, para efeito da execução deste CONTRATO, como encargos destinados ao atendimento da população de baixa renda com tarifas diferenciadas, observado REGULAMENTO;

117. Neste sentido, o normativo estabelece que os encargos decorrentes da tarifa social, caso instituída, na ausência de subsídio direto pelo poder concedente, deverão compor a receita requerida, como parte da componente “Odesp”.

118. A análise quanto à instituição da tarifa social será endereçada na etapa de proposição da estrutura tarifária aplicável ao próximo ciclo tarifário.

#### **IV.7.5 Perdas**

119. A metodologia para o tratamento regulatório de perdas deve incentivar a concessionária a atender um nível eficiente, estimulando sua eficiência e a modicidade tarifária.

120. A metodologia para o tratamento regulatório do custo com perdas deve incentivar a concessionária a atender um nível eficiente, estimulando sua eficiência e a modicidade tarifária. Assim, deve-se determinar o nível eficiente de perdas regulatórias vinculadas à distribuição do gás canalizado, associado à definição de uma meta percentual regulatória anual.

121. Para isso, o estudo de perdas deve definir três variáveis principais: o indicador de referência, o nível real de perdas da concessionária e a meta regulatória.

122. O indicador de referência estabelecido é a porcentagem de perdas totais de gás – PPTG.

123. Esse percentual é composto por duas categorias: (i) perdas técnicas, que incluem vazamentos devido a incidentes e à imprecisão dos equipamentos de medição, e (ii) perdas comerciais, oriundas de fraudes, ligações clandestinas e erros de faturamento.

124. Por meio dos dados históricos encaminhados por estudo próprio elaborado pela concessionária e validado pela ARSP, garantindo a devida transparência, será calculada a porcentagem de perdas totais de gás – PPTG para cada ano do primeiro ciclo tarifário. Em seguida, deverá ser definido o PPTG regulatório aplicável ao segundo ciclo, com o objetivo de determinar o percentual de perdas regulatórias a ser reconhecido na margem média de distribuição, podendo ser um valor fixo anual ou valores decrescentes.

125. O percentual anual de perdas aplicável ao segundo ciclo tarifário representará a meta definida pelo regulador, e subsidiará as medidas necessárias para que a concessionária atinja o nível de perdas estabelecido, em observância ao item 8.25 da Cláusula VIII do contrato de concessão.

126. O estudo também realizará uma comparação entre concessionárias de características similares e os níveis de metas ideais definidos pela literatura, bem como na experiência internacional, caso aplicável e de acordo com a disponibilidade de dados sobre o tema.

#### **IV.9 Do Fator X**

127. O contrato de concessão prevê, na cláusula V de seu Anexo I, a regulamentação e aplicação do Fator X como mecanismos de incentivo à eficiência e produtividade, bem como seu compartilhamento entre a concessionária e usuários, conforme demonstrado no trecho transcrito abaixo:

- 5.1. O FATOR X terá por objetivo permitir o compartilhamento dos ganhos de eficiência e produtividade da CONCESSIONÁRIA com os USUÁRIOS durante o CICLO TARIFÁRIO.
- 5.2. As diretrizes para aplicação do FATOR X são previstas abaixo.
  - 5.2.1. No primeiro CICLO TARIFÁRIO ocorrerá a coleta e a avaliação de dados históricos, não sendo aplicado, nesse período, a metodologia do FATOR X.
  - 5.2.2. No segundo CICLO TARIFÁRIO em diante, será aplicado o FATOR X tendo como base metodologia que será definida pelo REGULADOR.
- 5.3. O FATOR X estabelecido nas REVISÕES TARIFÁRIAS ORDINÁRIAS se manterá fixo para os anos subsequentes do CICLO TARIFÁRIO.

##### **IV.9.1 A Regulação por Incentivos**

128. A Regulação por Incentivos replica a disciplina que as forças de mercado imporiam à empresa regulada, caso ela operasse em um ambiente competitivo. O funcionamento do mercado competitivo obriga as empresas desregulamentadas que obtêm ganhos de produtividade a compartilhar esses ganhos com seus clientes na forma de preços mais baixos, após considerar as variações nos preços dos insumos. Portanto, se todos os setores de uma economia fossem competitivos, os preços dos bens cresceriam a uma taxa igual às taxas de crescimento dos preços dos insumos, líquidos do crescimento da produtividade total dos fatores (PTF).

129. A partir disso, a regulação por incentivos tem por objetivo assegurar que as empresas reguladas obtenham os mesmos resultados que as empresas competitivas, substituindo as ações das forças da concorrência por limitações de receita ou preço. Dessa forma, a empresa regulada é incentivada a alocar e usar seus recursos de forma eficiente (como se estivesse sujeita à competição de mercado) para obter benefícios razoáveis ou superiores.

130. Os esquemas de regulação por incentivos (preços máximos ou rendimento máximo) têm como objetivo estimular as empresas reguladas a gerar retornos de eficiência durante o período tarifário, e assim obter rentabilidade adicional. Na regulação por incentivos é imprescindível permitir a apropriação da receita durante o período tarifário. Para isso, é importante que ao longo do tempo a evolução dos preços seja independente da evolução dos custos, permitindo que as eficiências gerem retornos adicionais.

131. Uma variante dos esquemas de incentivos são os modelos do tipo RPI-X (Retail Price Index - Efficiency Gain) onde uma parte da economia é compartilhada com os consumidores por meio do fator X.

132. O fator X é uma taxa média na qual os preços ou receitas da empresa (ajustados pela inflação) podem mudar, considerando potenciais melhorias de eficiência. O fator X deve ser definido de forma que todas as

empresas do setor possam obter uma taxa justa de retorno sobre seus ativos. Assim, caso consigam reduzir seus custos a uma taxa superior ao fator X, aumentam seu lucro durante o período tarifário.

133. Este incentivo de apropriação de receitas implica um equilíbrio delicado quanto à fixação do fator X, pois se as tarifas forem muito baixas, estas podem ser insuficientes para cobrir os custos do serviço, e por outro lado, se forem muito altas, poderá haver impactos negativos para os usuários.

134. Para definir o fator X, os reguladores devem considerar as razões pelas quais os preços nas empresas reguladas podem evoluir a uma taxa diferente dos preços na economia em geral. As diferenças entre o setor regulado e o resto da economia surgem porque os preços dos insumos para o setor regulado podem crescer a uma taxa diferente da taxa de inflação da economia e o setor regulado pode não ser capaz de melhorar sua PTF (Produtividade Total dos Fatores) para a mesma taxa que o resto da economia. Como o fator X é por definição a diferença entre o crescimento do preço dos produtos do setor regulado e o resto da economia, um fator X maior que zero deve considerar pelo menos uma das condições detalhadas a seguir:

- (i) O setor regulado é capaz de aumentar sua produtividade mais rapidamente do que outros setores da economia.
- (ii) Os preços dos insumos utilizados na indústria regulada crescem mais lentamente do que os preços dos insumos de outros setores da economia.

135. Assim, o fator X consiste no diferencial de produtividade (diferença entre as taxas de crescimento da PTF da indústria e da economia) e o diferencial de preço dos insumos (diferença entre as taxas de crescimento dos preços dos insumos industriais e de toda a economia).

136. Na prática, quando são feitas as revisões tarifárias, os reguladores geralmente encomendam estudos de crescimento histórico da PTF no setor, e no nível de empresa individual, para auxiliar na determinação do fator X para cada empresa do setor.

137. Além da evolução da PTF em períodos anteriores, é necessário considerar as expectativas de melhorias e inovações do setor nos próximos anos. Ou seja, nem sempre é possível esperar que o desempenho passado da TFP seja replicado no futuro, especialmente quando as empresas do setor experimentaram melhorias consideráveis de eficiência e não é esperada uma mudança significativa na fronteira, por exemplo. Portanto, alguns reguladores ajustam o fator X para representar as perspectivas futuras de PTF.

### **VI.9.2 Aplicação do Fator X**

138. O fator de eficiência ou produtividade - Fator X - é um elemento fundamental do sistema de preços máximos ou price cap. Neste sistema, no contexto da regulação do gás canalizado, calcula-se inicialmente a margem que permite cobrir os custos de capital e de operação da empresa, permitindo-lhe obter uma rentabilidade razoável.

139. A margem pode ser estabelecida como um preço médio máximo, que depois é expressado numa estrutura tarifária com valores específicos para cada tipo de cliente. A estrutura tarifária é, geralmente, proposta pela empresa regulada e aprovada pelo regulador, porém, existem casos onde o regulador estabelece a tarifa máxima

e a estrutura tarifária que deve ser aplicada pela concessionária. Seja em um caso como em outro, tais níveis tarifários são mantidos fixos em termos reais até a próxima revisão de tarifas, normalmente de 3 a 5 anos. No caso da ES Gás, o período tarifário é quinquenal, como define o contrato de concessão.

140. Entre revisões tarifárias os valores são ajustados por um índice de preços, orientado a manter o valor da margem em termos reais, frente aos incrementos de custos por efeito da inflação. O ajuste é moderado pelo fator de produtividade, que permite transferir aos usuários uma parte dos ganhos de produtividade produzidos ao longo do período. Em alguns casos são aplicados também fatores relacionados com planos de investimento específicos ou qualidade, chamados fatores K ou Q, que produzem um incremento da margem destinado a financiar tais investimentos ou incentivar a melhoria na qualidade do produto e/ou serviço.

141. Deste modo, o sistema de preços máximos gera incentivos para que a empresa opere eficientemente e reduza seus custos, já que sua rentabilidade durante o período tarifário dependerá da gestão da companhia. Caso os ganhos de produtividade sejam superiores aos calculados pelo regulador na revisão tarifária, a rentabilidade da empresa será superior à taxa do custo de capital e a empresa poderá reter tais benefícios adicionais. Entretanto, se as melhorias em eficiência são inferiores às repassadas aos usuários, a rentabilidade será inferior à calculada, sem direito de reclamações nem ajustes por parte da concessionária.

142. Em geral, o fator X é aplicado por meio de ajustes que são feitos durante o período da revisão, mas sua aplicação pode ter dinâmicas diferentes. Se a revisão de preços for abrangente, ou seja, se são calculados novos preços para o período, com base em projeções de demanda, custos de operação e custos de capital, e são definidas novas estruturas e/ou níveis tarifários, a eficiência alcançada até aquele momento já foi incorporada ao cálculo por meio dos valores de custo projetados. Portanto, o fator X será aplicado nos ajustes a serem feitos entre as revisões, que podem ser anuais ou semestrais.

143. Porém, em alguns casos, a revisão de preços não é abrangente, ou seja, a estrutura e os níveis tarifários anteriores à revisão são mantidos e somente é realizada uma abordagem marginal através da variação percentual das tarifas por meio do fator X. Neste caso, o ajuste de eficiência pode ser aplicado em etapas ao longo de todo o período em revisão, ou inicialmente, como uma redução geral no nível da tarifa.

### **VI.9.3 Alternativas Avaliadas**

144. Produtividade e eficiência são medidas de desempenho da empresa. A definição mais simples de produtividade é o quociente entre a quantidade de produto e a quantidade de insumos usados:

#### **Equação 5 : Produtividade**

$$Produtividade = \frac{Produtos}{Insumos}$$

145. No caso de existirem vários insumos e / ou produtos, é possível utilizar índices tradicionais como Malmquist, Fisher, Tornqvist, entre outros.

146. A medição da produtividade é referida à produtividade total dos fatores, ou seja, todos os fatores de produção são incluídos no cálculo do índice de produtividade.

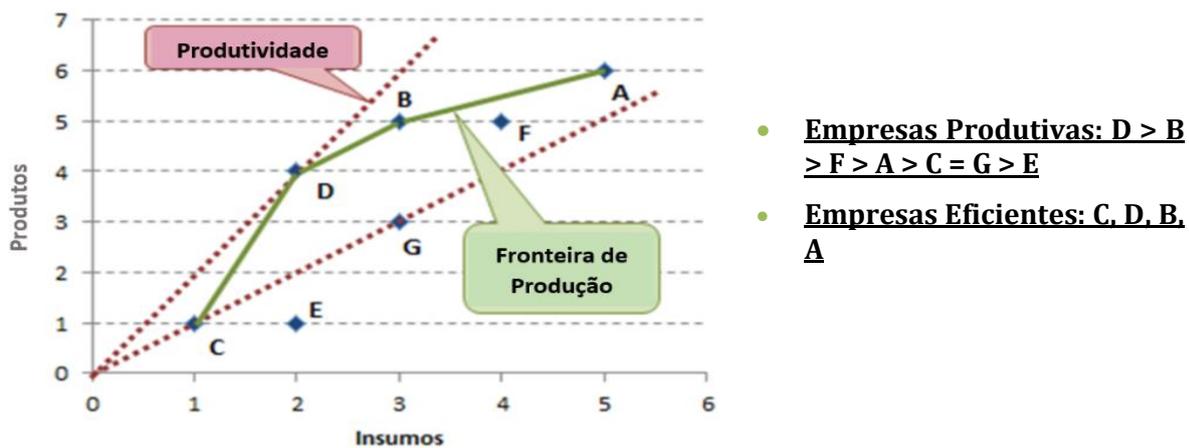
147. Geralmente, a produtividade de uma empresa pode ser atribuída ao resultado de três componentes:

- Eficiência Técnica: representa a capacidade de cada empresa estar na fronteira da eficiência;
- Evolução Tecnológica: representa o aumento (diminuição) das quantidades de produtos (insumos) que ocorre no período analisado em decorrência das melhorias tecnológicas adotadas pela empresa.
- Eficiência de escala: representa o aumento das quantidades de produtos atribuíveis ao efeito de um maior porte da empresa

148. A eficiência está diretamente relacionada à distância até a fronteira de produção associada a uma determinada tecnologia. Quando uma empresa está na fronteira de produção, ela é considerada eficiente do ponto de vista técnico, embora não esteja necessariamente localizada em seu ponto mais alto de produtividade, uma vez que a empresa pode não estar em sua melhor escala de produção. As empresas maximizam sua produtividade quando, estando na fronteira da produção, não podem melhorar a relação insumo-produto.

149. Na Figura 1, é possível observar um exemplo de empresas produtivas e empresas eficientes:

**Figura 1 : Produtividade e fronteira de produção**



150. Para estimar melhorias de produtividade, os métodos mais difundidos são a produtividade total dos fatores – PTF e o fluxo de caixa descontado – FCD.

151. Os métodos de PTF e FCD, apresentam diferenças importantes entre eles. A primeira consiste em que o método Fluxo de Caixa Descontado surge como resultado de projeções do mercado e dos custos das empresas, enquanto o segundo método é uma análise histórica dos produtos (volume, quilômetros de rede, consumidores, etc.) e dos insumos (custos). Portanto, o primeiro olha para frente, enquanto o segundo olha para trás.

152. Em segundo lugar, o FCD pode ser considerado um método indireto, enquanto o método do PTF estima diretamente a relação entre insumo e produto.

153. Uma terceira diferença é que o modelo de Fluxo de Caixa precisa de informação e estimações para cada empresa em particular, enquanto o PTF pode calcular o Fator X para toda a indústria ou um grupo de empresas.

154. Uma última diferença é que o modelo de Fluxo de Caixa precisa descontar o fluxo de caixa por um custo de capital, enquanto o segundo modelo não requer esse procedimento.

155. A seguinte tabela resume as principais características dos métodos analisados:

**Tabela 1: Comparativa de Fluxo de Caixa Descontado e Produtividade Total dos Fatores**

	Fluxo de Caixa Descontado	Produtividade Total dos Fatores
<b>Características</b>	Requer estimações do mercado.	Utiliza como referência dados históricos das empresas.
	Requer especificar um plano de investimento futuro.	Não requer estimar o mercado da empresa, nem os planos de investimentos futuros.
	Deve-se calcular um valor do Fator X para cada empresa.	Calcula-se um valor de Fator x para a indústria ou grupo de empresas.
	Utilizar o valor do custo do capital.	Requer informação confiável a respeito do produto e os insumos das empresas.
<b>Vantagens</b>	Permite identificar os investimentos requeridos pelo mercado.	Diminui o problema de informação assimétrica
	O cálculo do Fator x se realiza tendo em conta o futuro.	Não se precisa que regulador e empresa tenham o mesmo nível de informação
	Diminui o risco de desequilíbrio econômico da Concessão.	Não requer cálculos de crescimento de mercado nem projetos de engenharia
<b>Desvantagens</b>	Dificuldade de conciliar interesses sobre os investimentos projetados e os índices de qualidade.	Dificuldade de conciliar interesses sobre os investimentos projetados e os índices de qualidade.
	Problemas de informação assimétrica.	Maior risco de desequilíbrio econômico da Concessão.
	Requer um intercâmbio de informação entre o regulador e as empresas.	O ganho de produtividade de um período pode não refletir adequadamente a que prevalecerá no período seguinte.
	-	Os dados devem ser confiáveis para realizar uma boa projeção do Fator X.

#### **IV.9.4 Opção Adotada**

156. O método escolhido para a determinação do fator X foi o do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), em razão deste método incorporar, em sua determinação, as projeções de mercado, os custos e o plano de investimento previsto pela concessionária para o ciclo tarifário.

157. Neste método, a determinação do Fator X inclui a verificação, através de um modelo financeiro, para que esse fator permita à empresa obter uma rentabilidade razoável e cumprir com os planos de investimento definidos. O Fator X é determinado como aquele que faz que o valor atual dos fluxos de caixa esperados, descontados à taxa do custo de capital reconhecida pelo regulador, seja igual à zero.

158. Para o cálculo do fator X, primeiramente é calculada uma margem média com base em um fluxo de caixa que considera a projeção das diferentes componentes da Receita Requerida, sendo que os custos operacionais considerado neste fluxo de caixa e que compõem a receita requerida são projetados sem incorporar critérios de eficiência, segundo a equação a seguir:

**Equação 6: Margem média sem fator X**

$$MM_{semFatorX} = \frac{VP_{RR}}{VP_{Vol}}$$

Onde:

$MM_{semFatorX}$ : margem média de distribuição sem fator X;

$VP_{RR}$ : valor presente da Receita Requerida;

$VP_{Vol}$ : valor presente do volume distribuído projetado para o ciclo tarifário, segundo a seguinte Equação:

**Equação 7: Valor presente dos volumes projetados**

$$VP_{Vol} = \sum_1^5 \frac{Vol_t}{(1 + WACC)^t}$$

159. O segundo passo para o cálculo do fator X é determinar o valor presente da Receita Requerida Eficiente ( $VP_{RRE}$ ), mas utilizando os direcionadores eficientes dos custos na projeção dos custos operacionais, definidos na metodologia de custos operacionais e reproduzidos a seguir, ou seja, considerando os custos eficientes no fluxo de caixa:

**Tabela 2: Projeção custos operacionais**

Conceito	Direcionadores dos custos	Direcionadores eficientes dos custos
Pessoal	Número de usuários	Regressão
Materiais	Volume distribuído	Regressão
Serv. Terceiros	Volume distribuído	Regressão
Outros	Volume distribuído	Regressão
Receitas irre recuperáveis	Receita requerida	Valor Regulatório RI/ Receitas
Outras receitas (Receitas Indiretas)	Receita requerida	Valor Regulatório OR e RInd/ Receitas
Tributos	Volume distribuído	Volume distribuído

160. Portanto, os custos operacionais serão projetados de duas formas, primeiro com os direcionadores dos custos, sendo assim feita uma projeção sem considerar eficiências na projeção. A segunda forma é com base nos coeficientes das variáveis físicas definidas por uma regressão simples (Mínimos Quadrados Ordinários) ou outra técnica que permita representar a evolução eficiente dos custos, conforme tabela 2 acima.

161. Finalmente, o fator X é determinado como aquele valor de “Fator X” que aplicado sobre o produto entre a “margem média sem fator X” e o volume (em valor presente) iguala o valor presente de Receita Requerida Eficiente:

**Equação 8: Fator X**

$$VP_{RRE} = \sum_1^5 \frac{MM_{semFatorX} * Vol_t * (1 - FatorX)^{t-1}}{(1 + WACC)^t}$$

162. Desta forma, é equivalente a dizer que o “Fator X” é aquele que aplicado sobre a “margem média sem fator X” no fluxo de caixa, permite que a TIR desse fluxo seja igual à taxa do custo de capital.
163. O fator X resultante é uma porcentagem anual que aplicada sobre a margem média  $MM_{semFatorX}$  permite à concessionária atingir a Receita Requerida Eficiente.

#### IV.10 Das Outras Receitas

164. O contrato de concessão prevê que a concessionária exerça atividades não abarcadas no objeto contratual com o propósito de auferir receitas de comercialização, correlatas e acessórias. A definição das receitas mencionadas, bem como sua previsão encontram-se em nas Cláusulas I e IV, cujos trechos estão transcritos abaixo:

**XXXIX - RECEITA DE COMERCIALIZAÇÃO:** receitas provenientes da comercialização do GÁS CANALIZADO pela CONCESSIONÁRIA ao AGENTE LIVRE DE MERCADO, podendo ser aplicada ao USUÁRIO CATIVO, em situação específica, temporária e previamente aprovada pelo REGULADOR;

**XL - RECEITAS ACESSÓRIAS:** receitas provenientes de atividades ligadas ao SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, cuja execução não seja considerada exclusiva da CONCESSIONÁRIA, conforme REGULAMENTO;

**XLI - RECEITAS CORRELATAS:** receitas provenientes de atividades ligadas ao SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, cuja execução seja considerada exclusiva da CONCESSIONÁRIA, conforme REGULAMENTO, realizadas diretamente ou por meio de empresa(s) contratada(s);

A CONCESSIONÁRIA compromete-se a somente exercer atividades não abarcadas pelo SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, com o propósito de auferir RECEITAS DE COMERCIALIZAÇÃO no âmbito do MERCADO LIVRE DE GÁS CANALIZADO, RECEITAS ACESSÓRIAS e RECEITAS CORRELATAS, se assim o autorizar REGULAMENTO e nas condições nele previstos.

165. Em sua Cláusula VIII, o contrato estabelece os critérios para a prestação de atividades não abarcadas pelo objeto contratual, bem como os quesitos que deverão ser definidos em regulamento. Prevê ainda em sua Cláusula XII, que as receitas e os custos gerados por essas atividades deverão ser contabilizados em separado e os resultados poderão ser aplicados na margem. Os respectivos trechos contratuais estão transcritos abaixo:

8.4. A CONCESSIONÁRIA somente prestará atividades não abarcadas pelo SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO:

I - quando se relacionarem ao seu objeto, isto é, à execução do SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO; e

II - quando autorizadas pelo REGULADOR, nos termos e condições especificadas em REGULAMENTO.

8.4.1. Incluem-se entre as atividades referidas no item anterior as que geram, para a CONCESSIONÁRIA, RECEITAS DE COMERCIALIZAÇÃO, RECEITAS ACESSÓRIAS e RECEITAS CORRELATAS.

8.4.2. Para efeito do disposto no item 8.4, REGULAMENTO definirá a lista de atividades exclusivas, geradoras de RECEITAS CORRELATAS, bem como seus respectivos valores.

8.5. O resultado das operações que gerem, para a CONCESSIONÁRIA, RECEITAS ACESSÓRIAS, RECEITAS CORRELATAS e RECEITAS DE COMERCIALIZAÇÃO, será apurado, após efetiva dedução dos seus custos, despesas e encargos e tal resultado será compartilhado entre a CONCESSIONÁRIA e os USUÁRIOS, observado o estabelecido em REGULAMENTO.

8.5.1. A CONCESSIONÁRIA deverá contabilizar de forma a permitir a demonstração segregada das operações referidas no item 8.5.

(...)

12.5. As RECEITAS CORRELATAS, RECEITAS ACESSÓRIAS e RECEITAS DE COMERCIALIZAÇÃO, bem como os custos, despesas e encargos associados às operações de prestação de serviços geradores de tais receitas deverão ser contabilizados em separado e parte do resultado poderá ser aplicada à MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, conforme REGULAMENTO.

(...)

Anexo I

2.1.2. As RECEITAS CORRELATAS, RECEITAS ACESSÓRIAS e RECEITAS DE COMERCIALIZAÇÃO, bem como os custos, despesas e encargos associados às operações de prestação de serviços geradores de tais receitas deverão ser contabilizados em separado e parte do resultado poderá ser aplicada à MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, conforme REGULAMENTO.

166. Em atendimento ao contrato de concessão, foram reproduzidas no normativo as seguintes previsões:

- A definição de outras receitas, como advindas das operações correlatas, acessórias e de comercialização, apresentadas pela concessionária;
- A condição de que a concessionária somente prestará atividades não abarcadas pelo serviço público de distribuição de gás canalizado: (i) quando se relacionarem ao seu objeto, isto é, à execução do serviço público de distribuição de gás canalizado; e (ii) quando autorizadas pelo regulador, nos termos e condições especificadas neste regulamento;
- A contabilização em separado das receitas correlatas, receitas acessórias e receitas de comercialização, bem como os custos, despesas e encargos associados às operações de prestação de serviços, para que seu resultado seja revertido à modicidade tarifária e aplicado no cálculo da margem média de distribuição.

167. Em observância à previsão de que o compartilhamento destas receitas observará o incentivo à prestação destes serviços pela concessionária, sem prejuízo às atividades principais definidas no contrato de concessão, prevê-se na minuta as seguintes condições de compartilhamento:

- O compartilhamento total das receitas será realizado quando os custos incorridos para a prestação dos serviços não relacionados com a atividade principal da concessionária já estiverem considerados dentro do cálculo dos custos operacionais que compõem a receita requerida.
- O compartilhamento parcial será aplicável sobre as atividades cujos custos não estão contemplados no cálculo dos custos operacionais.

168. Para isso, a concessionária apresentará estudo, como parte de seu plano de negócios, com a proposição do percentual de compartilhamento das operações correlatas, acessórias e de comercialização, caso aplicáveis.

169. Salvo no caso de receitas correlatas cuja totalidade de seus custos componham a componente OPEX, a predefinição de percentuais de compartilhamento, no contexto desta 1ª RTO, não é recomendada, por gerar risco de inviabilizar as atividades geradoras de receitas acessórias, ao estabelecer o mesmo patamar para operações que envolvem diferentes estruturas de custo e passíveis de serem substituídas ou contratadas com outros agentes.

170. Neste sentido, a apresentação do estudo é fundamental para garantir a adequada divisão do resultado das atividades objeto de compartilhamento, e a concessionária é detentora da expertise necessária para sua

proposição, com validação do regulador, de modo a garantir o incentivo a prestação desses serviços, sem prejuízo às atividades principais definidas no contrato de concessão.

171. O compartilhamento será apurado a partir do resultado das operações geradoras de receitas acessórias, receitas correlatas e receitas de comercialização, caso aplicável, e observará a efetiva dedução dos custos, despesas e encargos a elas associados, diretamente ou por meio de rateio.

172. A lista de atividades exclusivas, geradoras de receitas correlatas, bem como seus respectivos valores, foi remetida à Resolução ARSP nº 031, de 23 de dezembro de 2019, que trata do tema.

173. Cumpre esclarecer que a autorização da atividade de comercialização está prevista no art. 33 da Resolução ARSP nº 046, de 31 de março de 2021, e atende à previsão da cláusula I, XXXIX, do contrato de concessão.

174. Na discussão promovida pela consulta pública, foram realizados alguns ajustes redacionais relevantes a fim de melhor esclarecer as regras aplicáveis, em total observância ao contrato de concessão:

- (i). Esclarecimento que o compartilhamento total das receitas dos serviços correlatos só ocorrerá quando a totalidade de seus custos estiverem sendo considerados na componente OPEX;
- (ii). Adequações no sentido de registrar que, no caso das receitas acessórias e de comercialização, o compartilhamento terá por base o resultado das operações.

175. Ainda, foi inserida a previsão de que a lista de atividades geradoras de receitas acessórias será homologada e publicada no sítio oficial da ARSP.

#### **IV.11 Do Fator K**

176. Conforme estabelecido no Anexo I, do contrato de concessão, cláusula 8.1:

8.1. No primeiro CICLO TARIFÁRIO não haverá a aplicação do Fator K e sua metodologia será objeto de REGULAMENTO, podendo ser aplicado a partir do segundo CICLO TARIFÁRIO.

177. O fator K ou Termo de Ajuste K é adotado pela Arsesp na metodologia de revisão da margem máxima<sup>7</sup>, e é caracterizado pela apuração da diferença entre a margem máxima autorizada pelo regulador paulista, e a margem média obtida, ou seja, a margem efetivamente verificada *ex-post*: se a Margem Média Obtida (MO) pela concessionária for superior à Margem Média Máxima (MM) autorizada pela Arsesp, aplica-se o "Termo de Ajuste K". Nos casos das concessionárias Necta e Naturgy, o cálculo é feito em termos anuais. Já para a Comgás, a apuração do fator ocorre ao fim do ciclo tarifário.

178. Em análise, optou-se por não adotar o termo de ajuste K na metodologia de definição da margem média de distribuição no segundo ciclo tarifário por, no contexto atual da regulação tarifária da ES Gás, adicionar complexidade e incrementar o nível de incerteza do modelo de cálculo.

<sup>7</sup> Vide Nota Técnica Preliminar, Proposta de Metodologia de Cálculo do P0 para as Revisões Tarifárias Ordinárias das Concessionárias de Gás Canalizado, p. 46. Disponível em: [https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/01\\_Nota%20Técnica%20Preliminar%20de%20Metodologia%20de%20Cálculo%20do%20P0%20para%20CP.pdf](https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/01_Nota%20Técnica%20Preliminar%20de%20Metodologia%20de%20Cálculo%20do%20P0%20para%20CP.pdf). Acesso em 15 de dezembro de 2024.

179. Sua aplicação para o terceiro ciclo tarifário será preferencialmente precedida de análise de impacto regulatório, a fim de verificar o custo-benefício de sua inclusão.

#### IV.11 Do Fator Q

180. O contrato de concessão em sua cláusula VIII, item 8.24, apresenta a previsão de implementação de um sistema de gestão de qualidade pela concessionária, que deve atender aos requisitos de qualidade do produto e do serviço. Estabelece ainda que a concessionária deve buscar constantemente a melhoria em seu desempenho, conforme pode se verificar na reprodução a seguir:

8.24. A CONCESSIONÁRIA implementará um sistema de gestão da qualidade em seus principais processos, que deverá atender aos critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade dos serviços especificados em REGULAMENTO.

8.24.1. O sistema de gestão da qualidade deve atender os requisitos de qualidade do produto e do serviço, com base em boas práticas do mercado.

8.24.2. A CONCESSIONÁRIA deverá utilizar este sistema de gestão da qualidade para buscar a melhoria contínua de seu desempenho, verificando se os resultados vêm igualando ou superando os objetivos estabelecidos, visando à evolução dos mesmos ao longo do tempo.

8.24.3. A ênfase na melhoria da satisfação dos USUÁRIOS e na conformidade do produto deve estar acompanhada pela redução contínua dos impactos indesejáveis do processo e do produto no ambiente, na sociedade, nas pessoas que trabalham na organização e em outras partes interessadas.

8.24.4. O sistema de gestão da qualidade deverá estar em conformidade com a legislação em vigor e com os REGULAMENTOS aplicáveis, envolvendo também a criação de um plano de monitoramento e controle da qualidade do GÁS distribuído, controle da qualidade do SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO e desenvolvimento de atividades correlatas, visando à obtenção das certificações para as atividades de distribuição, comercialização e atendimento ao público.

181. Ainda, os itens 12.6 e 12.18 da cláusula XII do contrato de concessão preveem a possibilidade de inclusão, por regulamento, do estímulo e metas para a melhoria da qualidade, conforme disposto a seguir:

12.6. A MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, a ser estabelecida ao início de cada CICLO TARIFÁRIO, deverá observar os estímulos à eficiência, modicidade tarifária e previsibilidade das regras, **podendo incluir melhoria da qualidade**, conforme disposto em REGULAMENTO.

12.18 O processo de RTO tem como objetivo revisar a MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, considerando a estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas, o plano de investimentos, **as metas de qualidade para o CICLO TARIFÁRIO** em processamento e a preservação do EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO, devendo ocorrer dentro do último ano do CICLO TARIFÁRIO que se encerra, conforme REGULAMENTO. (grifos nossos)

182. Nos termos da previsão contratual, foi proposto o estabelecimento de um fator de qualidade – fator Q, como parte da metodologia de reajuste da margem média de distribuição, que disciplinará sobre seus critérios de cálculo, bem como os indicadores de qualidade e suas respectivas metas.

183. Foi proposto que a metodologia adote a regulação por menu, para a escolha, pela concessionária, da(s) meta(s) aplicável(is) ao segundo ciclo tarifário.

184. Todavia, considerando as contribuições recebidas, no sentido da não aplicação desta metodologia (ES Gás), ou da necessidade um estudo mais aprofundado antes de sua adoção, por meio de análise de impacto regulatório (Abrace), a avaliação da definição do fator de qualidade será remetida para estudo específico,

abrangendo a elaboração de análise de impacto regulatório (AIR), com a promoção de uma discussão mais abrangente sobre o tema.

185. Cabe registrar que existem dados históricos que permitem o incentivo à melhoria de indicadores de qualidade por meio do Fator Q, com a aplicação de critérios objetivos para a definição das metas, com o uso da regulação por menu.

#### **IV.11 Das Considerações Adicionais**

186. Registra-se a inserção na versão final da definição de (i) redes locais, na forma da redação do contrato de concessão, (ii) de perdas e (iii) outorga, de acordo com a descrição a seguir:

- (i). Rede Local: gasodutos que se encontram isolados em determinada região, não conectada fisicamente ao SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO, mas integrando-a por meio de estruturas de compressão/descompressão de GÁS CANALIZADO, armazenamento, transporte, carga e descarga de GÁS comprimido ou liquefeito;
- (ii). Perdas: diferença entre o volume de gás canalizado adquirido pela concessionária e o volume faturado aos consumidores finais;
- (iii). Outorga: delegação à CONCESSIONÁRIA, pelo PODER CONCEDENTE, nos termos da Lei Estadual nº 10.955/2018 e na forma prevista no contrato de concessão, do SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO no Estado do Espírito Santo.

#### **VII. DAS CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES**

187. Ante o exposto, submete-se à Diretoria Colegiada a recomendação pela aprovação do Relatório Circunstanciado, e da minuta ajustada de Resolução, subsidiada pela análise de contribuições e por esta Nota Técnica Final.

Vitória, 24 de fevereiro de 2025.

*(assinado eletronicamente)*  
**Suely Cardoso de Oliveira Doria**  
**Coordenadora de Regulação**  
Gerência de Regulação Econômica e Tarifária

*(assinado eletronicamente)*  
**Verival Rios Pereira**  
**Gerente**  
Gerência de Regulação Econômica e Tarifária

Documento original assinado eletronicamente, conforme MP 2200-2/2001, art. 10, § 2º, por:

**VERIVAL RIOS PEREIRA**  
GERENTE  
GET - ARSP - GOVES  
assinado em 26/02/2025 12:59:52 -03:00

**SUELY CARDOSO DE OLIVEIRA DORIA**  
COORDENADOR DE REGULACAO  
GET - ARSP - GOVES  
assinado em 26/02/2025 13:01:08 -03:00



**INFORMAÇÕES DO DOCUMENTO**

Documento capturado em 26/02/2025 13:01:08 (HORÁRIO DE BRASÍLIA - UTC-3)  
por VERIVAL RIOS PEREIRA (GERENTE - GET - ARSP - GOVES)  
Valor Legal: ORIGINAL | Natureza: DOCUMENTO NATO-DIGITAL

A disponibilidade do documento pode ser conferida pelo link: <https://e-docs.es.gov.br/d/2025-KM820H>