

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

NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 07/2025

Versão Após Consulta Pública ARSP nº 06/2025

Apresenta os resultados do cálculo da margem média de distribuição e as diretrizes de estrutura tarifária aplicáveis ao 2º ciclo tarifário da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás, como resultado da 1ª Revisão Tarifária Ordinária, após consulta pública.

I. DO OBJETO

1. Apresentar os resultados do cálculo da margem média de distribuição e as diretrizes de estrutura tarifária aplicáveis ao 2º ciclo tarifário da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás, como resultado da 1ª Revisão Tarifária Ordinária, após consulta pública.

II. DOS FUNDAMENTOS CONTRATUAIS E REGULAMENTARES

2. Nesta seção, serão apresentados os elementos contratuais básicos que tratam sobre o objeto deste estudo. Ressalta-se, contudo, que outras cláusulas poderão ser oportunamente destacadas nas próximas seções desta nota técnica, sempre que necessário para a adequada fundamentação de aspectos específicos que guardem correlação direta com o contrato de concessão.

3. O contrato de concessão estabelece em sua Cláusula I as definições sobre os temas que serão tratados neste estudo:

(...)

VIII - CICLO TARIFÁRIO: intervalo de tempo de 5 (cinco) anos entre uma e outra REVISÃO TARIFÁRIA ORDINÁRIA;

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;

(...)

XVII - ESTRUTURA TARIFÁRIA: conjunto de tabelas de tarifas aplicadas para o faturamento do SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, que reflete a diferenciação entre os segmentos de USUÁRIOS e classes tarifárias;

XVIII - FATOR X: índice estabelecido pelo REGULAMENTO por ocasião da RTO, que tem por objetivo repassar os potenciais ganhos de produtividade da CONCESSIONÁRIA;

XIX - FLUXO DE CAIXA LIVRE DA CONCESSÃO: mecanismo utilizado para projetar receitas, custos, despesas e investimentos, bem como outros desembolsos e encargos da CONCESSIONÁRIA, observado o estabelecido neste CONTRATO e em REGULAMENTO;

XXIII - JUROS SOBRE OBRAS EM ANDAMENTO (JOA): remuneração das conversões, observada a legislação e o REGULAMENTO, e das obras em andamento relativa ao WACC vigente no período de execução e considerando os prazos médios de construção de cada ativo, que são incorporados ao seu respectivo valor;

XXIV - MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO: Valor expresso em R\$/m³, 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;

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;

(...)

XLVIII - REVISÃO TARIFÁRIA ORDINÁRIA (RTO): revisão da MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, 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 para o CICLO TARIFÁRIO, observando o disposto neste CONTRATO e em REGULAMENTO;

(...)

4. Na cláusula IX, o contrato estabelece que o Plano de Negócios, contemplando o Plano de Investimentos, deverá ser apresentado pela Concessionária para balizar a fixação da margem média de distribuição:

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.

5. Em sua Cláusula XII são estabelecidas as diretrizes para a RTO, sendo as principais reproduzidas a seguir:

12.1. A prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO confere à CONCESSIONÁRIA o recebimento de tarifas fixadas utilizando-se do mecanismo de TARIFA TETO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, observado o disposto neste CONTRATO e 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.

12.3. As características de fornecimento e atendimento ao SEGMENTO TERMOELÉTRICO e aos AGENTES LIVRES DE MERCADO poderão contribuir para modicidade tarifária, conforme REGULAMENTO.

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.

12.5. 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.

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.

(...)

12.12.1. O reajuste tarifário compreende:

I - REAJUSTE DO PREÇO DA MOLÉCULA DO GÁS, observado o disposto neste CONTRATO e nos contratos firmados com os SUPRIDORES;

II - REAJUSTE DO PREÇO DO TRANSPORTE DO GÁS, observado o disposto neste CONTRATO e, se existente, a tarifa fixada pela ANP; e

III - REAJUSTE DA MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, observado o disposto neste CONTRATO.

12.12.2. A revisão tarifária compreende: I - REVISÃO TARIFÁRIA ORDINÁRIA (RTO), realizada a cada CICLO TARIFÁRIO; e II - REVISÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA (RTE), realizada, sempre que necessário, observado o disposto neste CONTRATO.

(...)

12.16. A RTO ocorrerá a cada 5 (cinco) anos, ou seja, a cada CICLO TARIFÁRIO, visando à manutenção do EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO do presente CONTRATO.

12.17. Os dados, as informações requeridas e o cronograma para RTO serão estabelecidos por 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.

(...)

6. 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:

$$MM = \frac{BRRLo - \frac{BRRLt}{(1+rwacc)^T} + \sum_{i=1}^T \frac{NCG_i}{(1+rwacc)^i} - \frac{NCG_T}{(1+rwacc)^T} + \sum_{i=1}^T \frac{(1-t)(Opex_i + ODesp_i)}{(1+rwacc)^i} - \sum_{i=1}^T \frac{D_{i,t}}{(1+rwacc)^i} - \sum_{i=1}^T \frac{(1-t)tLBst_i}{(1+rwacc)^i} + \sum_{i=1}^T \frac{Capex_i}{(1+rwacc)^i} - \sum_{i=1}^T \frac{ORI}{(1+rwacc)^i}}{\sum_{i=1}^T \frac{(1-t)xV_i}{(1+rwacc)^i}}$$

onde:

MM: MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO do segmento não termoeletrico (R\$/m³). 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.

rwacc: WACC real após impostos.

Vi: volume de GÁS canalizado do segmento não termoeletrico no ano i (m³).

(...)

2.2.1. A BRRB, bem como a BRRL, avaliada no momento da RTO, será projetada 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.

II.1 Diretrizes de Atuação da ARSP

7. 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.

8. 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.

9. 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.

10. 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.

11. 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; (...)

12. 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 assemelhadas.

III. CONTEXTUALIZAÇÃO

13. 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.”

14. Em âmbito federal, foi publicada a Lei Federal nº14.134, de 8 de abril de 2021, conhecida como a “Nova Lei do Gás” que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, 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.

15. 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.

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

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. 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.
21. 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.
22. 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.
23. Para tal, o contrato de concessão apresenta uma previsão parcial das regras aplicáveis ao processo de RTO, remetendo suas lacunas à regulamentação específica.
24. Esta regulamentação foi concluída por esta entidade reguladora, no âmbito da 1ª RTO da ES Gás, na forma da [Resolução ARSP nº 084/2025](#), que estabelece a metodologia de revisão da margem média de distribuição aplicável ao processo revisional, tendo como referência a [Nota Técnica ARSP/DP/GET Nº 01/2025](#).
25. A seguir, apresenta-se o detalhamento da aplicação da metodologia para a definição dos resultados do cálculo da margem média de distribuição da 1ª RTO da ES Gás, bem como as diretrizes de estrutura tarifária aplicáveis ao 2º ciclo tarifário.
26. Os resultados incorporam os aprimoramentos decorrentes do aprofundamento dos estudos e das contribuições recebidas por meio da Consulta Pública ARSP nº 06/2025, cumprindo a nona etapa do cronograma de eventos definido pela Resolução nº 081/2024¹.

IV. DA ANÁLISE

IV.1 Das Considerações Iniciais e da Consulta Pública ARSP nº 06/2025

27. Esta seção apresenta o detalhamento da aplicação da metodologia para o cálculo da margem média aplicável para o 2º ciclo tarifário da ES Gás, apresentando o resultado final da 1ª Revisão Tarifária Ordinária, na forma do regramento aprovado pela Resolução ARSP nº 084/2025.
28. O estudo abrange os principais componentes que influenciam a margem média do serviço de distribuição de gás canalizado no estado de Espírito Santo, quais sejam, o mercado atendido, a evolução da demanda volumétrica, a composição e valorização da Base de Remuneração Regulatória (BRR), os investimentos, os custos operacionais (OPEX) e outros custos.

¹ 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

29. De acordo com o que determina a cláusula IX do contrato de concessão, e a seção III do Anexo I da Resolução ARSP nº 084/2025, as análises tiveram por base o plano de negócios encaminhado pela ES Gás, em 14 de abril de 2025. Posteriormente, a ARSP solicitou uma série de informações adicionais e as memórias de cálculo empregadas no cálculo dos diferentes itens que compõem o cálculo da margem média, dispostos nas seções a seguir.

30. **Destaca-se que os dados dispostos nesse documento são apresentados em anos tarifários, da seguinte forma:**

- i) **Ano 1 considera o período 2019-2020, compondo o primeiro ciclo tarifário até o Ano 5, relativo a 2024-2025;**
- ii) **Ano 6 considera o período 2025-2026, que marca o início do segundo ciclo tarifário, com conclusão no Ano 10, relativo a 2029-2030.**

31. No âmbito da Consulta Pública ARSP nº 06/2025, realizada de 28 de maio a 17 de junho de 2025, foram recebidas 80 contribuições, provenientes de 23 agentes.

32. Este documento incorpora a análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública ARSP nº 06/2025, assegurando a devida consideração às sugestões e manifestações encaminhadas pela sociedade e pelos agentes setoriais no contexto do processo de revisão tarifária, em atualização à Nota Técnica ARSP/DP/GET nº 04/2025.

IV.2 Do Mercado (Projeção de Demanda)

IV.2.1 Evolução Histórica

33. A Tabela 1 apresenta a evolução histórica do volume de gás canalizado distribuído pela concessionária ES Gás em sua área de concessão no 1º ciclo tarifário. O volume da concessionária reduziu-se ao longo do período, principalmente devido à queda verificada no segmento térmico.

34. O segmento térmico teve uma demanda de 384.571 milhares de m³ no ano 1, caindo a 57.945² milhares de m³ no Ano 5, o que representa uma diminuição de 84,9%. Pelo contrário, o segmento não térmico teve uma evolução positiva de 543.379 milhares de m³ no Ano 1 a 645.376³ m³ no Ano 5.

35. A indústria é o maior segmento consumidor da ES Gás e no ano 5 representou 85,3% do volume de gás distribuído.

Tabela 1: Dados históricos dos volumes faturados por segmento de mercado (1000 m³)

Segmento	Unidade	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5 ⁴
Residencial	Mil m ³	5.757	5.742	5.912	6.154	6.531

² Valor estimado a partir da informação parcial fornecida pela concessionária

³ Valor estimado a partir da informação parcial fornecida pela concessionária.

⁴ A concessionária forneceu a informação de volume atualizada até março 2025. Na tabela apresentada no relatório foi completado proporcionalmente até o final do ano regulatório.

Segmento	Unidade	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5 ⁴
Comercial		2.879	3.540	3.876	4.183	4.436
Industrial		476.315	547.524	569.377	590.905	599.925
GNV		45.669	50.363	35.279	26.846	21.187
Climatização		227	231	136	125	103
Cogeração		0	7	1.148	1.019	-
Matéria Prima		12.533	12.687	14.158	12.888	13.194
Segmento não térmico		543.379	620.095	629.886	642.121	645.376
Segmento térmico		384.571	236.718	271.847	27.900	57.946
Total		927.950	856.813	901.733	670.021	703.322

Fonte: Informações prestadas pela ES Gás - Dados Históricos Realizados.

36. A Tabela 2 apresenta a evolução da quantidade de usuários da concessionária. A concessionária incrementou a quantidade de usuários no 1º ciclo tarifário de 65.976 unidades consumidoras no Ano 1 a 86.228⁵ no Ano 5, o que representa um incremento total de 30,7%.

37. O segmento residencial tem a maior quantidade de usuários. No ano 5 o segmento residencial possuía 85.183 unidades consumidoras, o que representa 98% do total.

Tabela 2: Dados históricos da quantidade de unidades consumidoras por segmento ("UCs")

Segmento	Unidade	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Residencial		65.197	69.651	76.838	81.708	85.183
Comercial		678	745	766	882	938
Industrial		59	62	61	62	59
GNV		34	37	40	42	40
Climatização		5	5	5	5	5
Cogeração	uc	1	2	2	-	-
Matéria Prima		1	1	1	1	-
Segmento não térmico		65.975	70.503	77.713	82.700	86.225
Segmento térmico		1	3	3	3	3
Total		65.976	70.506	77.716	82.703	86.228

Fonte: Informações Prestadas pela ES Gás - Dados Históricos Realizados.

IV.2.2 Proposta da ES Gás e Avaliação ARSP

38. No documento "Plano de Negócios RTO 2º ciclo tarifário", a concessionária projetou um volume de gás canalizado a ser distribuído com um incremento médio de 5,2% a.a., ao longo do 2º ciclo tarifário no segmento não térmico. Esta variação representa um incremento do 28,1% entre o volume do segmento não térmico distribuído entre o ano 5 e o ano 10.

39. O segmento térmico apresenta uma redução no volume dos 57.945 mil m³ estimados no ano 5, para 19.175 mil m³ no ano 6, com um incremento parcial até os 28.105 mil m³ nos anos restantes do ciclo tarifário.

⁵ Valor estimado a partir da informação fornecida pela concessionária.

Tabela 3: Evolução do volume distribuído projetado pela concessionária para o 2º ciclo tarifário.

Segmento	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Residencial		7.020	8.075	9.346	10.622	11.943
Comercial		5.029	6.025	7.122	8.259	9.410
Industrial		622.976	629.543	634.824	726.090	727.917
GNV		24.984	29.987	37.393	46.420	63.875
Climatização	mil m ³	124	124	124	124	124
Cogeração		-	-	-	-	-
Matéria Prima		13.505	13.505	13.542	13.505	13.505
Segmento não térmico		673.638	687.259	702.351	805.019	826.775
Segmento térmico		19.175	28.105	28.182	28.105	28.105
Total		692.813	715.364	730.533	833.124	854.880

Fonte: Informações Prestadas pela ES Gás – Plano de negócios.

40. A Tabela 4 apresenta a projeção da quantidade de usuários informada pela concessionária:

Tabela 4: Projeção de quantidade de unidades consumidoras por segmento (uc)

Segmento	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Residencial		108.802	126.723	145.429	164.240	182.943
Comercial		1.169	1.434	1.717	2.022	2.313
Industrial		66	72	78	84	91
GNV		46	50	55	59	63
Climatização	Uc	3	3	3	3	3
Cogeração		-	-	-	-	-
Matéria Prima		-	-	-	-	-
Segmento não térmico		110.086	128.282	147.282	166.408	185.413
Segmento térmico		3	1	1	1	1
Total		110.089	128.283	147.283	166.409	185.414

Fonte: Informações Prestadas pela ES Gás – Plano de negócios.

41. A ARSP avaliou as projeções da concessionária, verificando os volumes totais, bem como a demanda referente aos projetos de investimentos informados pela concessionária em seu plano de negócios.

42. Conforme disposto na tabela 5 a seguir, verifica-se que a demanda tem uma queda entre o ano 6 e 7, enquanto, para o ano 9, verifica-se uma queda no volume se desconsiderados os efeitos dos 120 mil m³/dia associados à retomada de operações de um de seus principais clientes históricos:

Tabela 5: Projeção do volume sem a demanda associada aos projetos de investimentos.

Cenário	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Demanda projetada ES Gás (Não Térmico)		673.638	687.259	702.351	805.019	826.775
Demanda projetos (Não Térmico)	mil m ³	9.855	31.537	45.590	73.042	94.140
Demanda sem projetos (Não Térmico)		663.783	655.723	656.760	731.978	732.635

Fonte: Elaboração própria a partir da informação fornecida pela ES Gás.

43. Além disso, ao excluir a demanda associada aos projetos de investimento, verifica-se uma queda nos segmentos residencial, comercial e industrial.

44. A Tabela 6 apresenta a demanda associada aos projetos de investimentos discriminada por segmento, enquanto a Tabela 7 apresenta a projeção da demanda por segmento excluindo os valores associados aos projetos:

Tabela 6: Projeção da demanda associada aos projetos de investimentos.

Segmento	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Residencial		1.234	2.468	3.764	5.039	6.306
Comercial		939	2.038	3.178	4.387	5.603
Industrial	mil m ³	4.579	19.000	23.277	38.795	40.803
GNV		3.103	8.030	15.372	24.820	41.428
Total		9.855	31.537	45.590	73.042	94.140

Fonte: Anexo II. Complemento ao anexo I

Tabela 7: Demanda sem os valores associados aos projetos de investimentos.

Segmento	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Residencial		5.786	5.607	5.582	5.583	5.637
Comercial		4.090	3.987	3.944	3.872	3.807
Industrial		618.397	610.543	611.547	687.295	687.114
GNV		21.882	21.957	22.021	21.600	22.448
Climatização	mil m ³	124	124	124	124	124
Cogeração		-	-	-	-	-
Matéria Prima		13.505	13.505	13.542	13.505	13.505
Segmento não térmico		663.783	655.722	656.761	731.978	732.634

Fonte: Elaboração própria

45. Como é possível verificar na Tabela 7 acima, a demanda residencial (sem inclusão de projetos) apresenta redução nos anos 7 e 8, com leve reversão de tendência nos anos 9 e 10. O volume projetado para o segmento comercial diminui ao longo de todo o período. No segmento industrial, observa-se incremento nos anos 8 e 9, embora em magnitude inferior ao crescimento previsto para os usuários vinculados ao setor de mineração.

46. Em análise, a projeção apresentada pela concessionária para o segmento de GNV não reflete a expectativa de resultados robustos no programa “ES MAIS+Gás”, que contempla 18 (dezoito) ações associadas voltadas à promoção do uso de gás natural veicular.

47. Considerando essas iniciativas, espera-se um aumento da demanda nesse segmento, inclusive entre os usuários já atendidos — o que não se observa na projeção disponibilizada pela concessionária.

48. Conforme demonstrado na Tabela 8, ao desconsiderarmos a demanda dos 11 (onze) maiores usuários e aquela vinculada a projetos de investimento da demanda total projetada pela ES Gás para o segmento industrial, observa-se que os valores resultantes se tornam negativos a partir do sétimo ano da projeção:

Tabela 8: Estimação da demanda projetada para as outras indústrias.

	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Proj Industrial ES Gás		622.976	629.543	634.824	726.090	727.917
11 maiores clientes	mil m ³	615.088	619.580	623.092	712.640	712.792

Novas indústrias (Projetos)	4.579	19.000	23.277	38.795	40.803
Outras indústrias	3.310	- 9.036	- 11.544	- 25.344	- 25.677

Fonte: Elaboração própria

49. Adicionalmente, identificou-se que a ES Gás projetou, para três relevantes usuários industriais, volumes anuais inferiores aos historicamente registrados.

50. Ante o exposto, a projeção de demanda foi submetida à discussão no ambiente de participação social promovido na Consulta Pública ARSP nº 06/2025. Após a análise das manifestações apresentadas pelos agentes participantes – incluindo representantes de usuários e da própria concessionária, concluiu-se que a alternativa mais robusta consiste na adoção da projeção elaborada pela concessionária, com os ajustes detalhados a seguir.

51. Nesse sentido, os volumes de projetos consideraram, além da demanda firmada pela concessionária com os contratos atualmente vigentes, o acréscimo com base em informações históricas e projeções próprias da concessionária, sendo realizados os seguintes ajustes:

- Segmento industrial:
 - Para o usuário de maior consumo histórico no primeiro ciclo (usuário 1 na tabela 9), foi adotado o volume correspondente à totalidade da capacidade contratada atualmente;
 - Para os usuários cujos consumos realizados no ano 4 e estimados para o ano 5 apresentaram valores similares (usuários 2 e 3 na tabela 9), adotou-se a média entre os dois volumes;
 - Para os demais usuários, utilizou-se a projeção da concessionária para o ano 5, excluindo-se a demanda vinculada a projetos de investimento. Ou seja, a demanda do cenário histórico base foi ajustada de forma a preservar o valor estimado para o ano 5.
- GNV: recuperação gradual do consumo histórico para os usuários que atualmente tem serviço, considerando a expectativa de resultados adequados das iniciativas previstas pelo programa “ESMAIS+GÁS”.

52. Os ajustes na projeção de demanda dos segmentos industrial e GNV são detalhados nas tabelas 9 e 10 a seguir:

Tabela 9: Ajustes na projeção da demanda industrial

		ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
Usuário 1		255.500	255.500	256.200	255.500	255.500
Usuário 2	Mil m3	82.407	82.407	82.633	82.407	82.407
Usuário 3		36.620	36.620	36.720	36.620	36.620
Outras indústrias cenário base		6.152	6.152	6.168	6.152	6.152

Tabela 10: Ajuste na projeção da demanda GNV.

		ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
GNV cenário base	Mil m3	21.882	23.123	24.431	25.605	26.846

53. Referente ao segmento térmico, foram mantidos os ajustes à projeção da ES Gás apresentados na versão preliminar desta Nota Técnica, considerando a média dos anos 3 a 5. As diferenças são apresentadas nas tabelas 11 e 12 a seguir:

Tabela 11: Projeção demanda segmento termoelétrico - ES Gás

UTE	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Linhares		17.454	28.105	28.182	28.105	28.105
Viana	mil m ³	1.184	-	-	-	-
Povoação		536	-	-	-	-
TOTAL		19.175	28.105	28.182	28.105	28.105

Fonte: Anexo_I_Template_Requerimento_de_informações_1ª_RTO_ES_Gás

Tabela 12: Projeção demanda segmento termoelétrico - ARSP

Segmento Térmico	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
TOTAL	mil m ³	44.153	42.433	42.549	42.433	42.433

Fonte: Elaboração própria

54. Ante os ajustes mencionados, a projeção de volume utilizada no cálculo da margem média de distribuição aplicável ao 2º ciclo tarifário está apresentada na tabela 13 a seguir, mantendo-se a quantidade de usuários proposta pela ES Gás:

Tabela 11: Projeção do volume - ARSP

Segmento	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Residencial		7.020	8.075	9.346	10.622	11.943
Comercial		5.029	6.025	7.122	8.259	9.410
Industrial		656.387	670.808	676.884	781.853	783.861
GNV		24.984	31.153	39.803	50.426	68.274
Climatização		124	124	124	124	124
Cogeração	Mil m3	-	-	-	-	-
Matéria Prima		13.505	13.505	13.542	13.505	13.505
Segmento não térmico		707.049	729.690	746.822	864.789	887.117
Segmento térmico		44.153	42.433	42.549	42.433	42.433
Total		751.202	772.122	789.370	907.222	929.549

IV.2.3 Mercado Livre e Cativo

55. Para fins ilustrativos, a tabela a seguir apresenta a projeção da demanda adotada pela ARSP, segregada em mercado livre e cativo:

Tabela 14: Projeção da demanda do mercado livre e cativo (m³)

Mercado	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Cativo	190.081	208.229	222.118	250.269	272.444
RESIDENCIAL	7.020	8.075	9.346	10.622	11.943
COMERCIAL	5.029	6.025	7.122	8.259	9.410

CLIMATIZAÇÃO	124	124	124	124	124
INDUSTRIAL	152.924	162.853	165.723	180.838	182.694
GNV – GÁS NATURAL VEICULAR	24.984	31.153	39.803	50.426	68.274
MATÉRIA PRIMA	-	-	-	-	-
COGERAÇÃO	-	-	-	-	-
Livre	561.121	563.893	567.253	656.953	657.105
INDUSTRIAL	503.463	507.955	511.162	601.015	601.167
MATÉRIA PRIMA	13.505	13.505	13.542	13.505	13.505
TÉRMICAS	44.153	42.433	42.549	42.433	42.433
Total	751.202	772.122	789.370	907.222	929.549

Fonte: Elaboração própria a partir da informação fornecida pela concessionária.

56. Destaca-se que o plano de negócios da concessionária não contempla a migração de novos usuários para o mercado livre ao longo do próximo ciclo tarifário.

IV.2.4 Do Indicador de Admissibilidade do Reequilíbrio Econômico-Financeiro

57. O item 6.2 da Cláusula VI do Anexo I do contrato de concessão aborda a possibilidade de realização de revisão tarifária extraordinária – RTE em razão da variação de volume, confrontar o volume distribuído com o aprovado, compartilhando o risco de demanda. Suas definições são reproduzidas a seguir:

6.2. Para o primeiro CICLO TARIFÁRIO caberá a RTE, observado o estabelecido na CLÁUSULA XIII deste contrato, caso haja uma variação percentual de volume anual maior que 13,26% (treze vírgula vinte e seis por cento) considerando o volume não termoeletrico de GÁS movimentado no SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO, ao confrontar o volume distribuído com o aprovado.

6.2.1. Serão considerados para análise do pedido de RTE e restabelecimento do EQUILÍBRIO ECONOMICO FINANCEIRO já pactuado no 1º CICLO TARIFÁRIO, no mínimo, as seguintes variáveis, sem prejuízo ao disposto nas CLÁUSULAS XII e XIII:

- I - lucro líquido;
- II - reserva legal e dividendos;
- III - investimento total; e
- IV - caixa após investimento total.

6.2.2. A RTE será avaliada de forma a promover o REEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO, cabendo ao REGULADOR apurar o quantum devido, que tem como objetivo atingir a taxa remuneração regulatória.

6.2.2.1. O quantum apurado na REVISÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA poderá ser objeto de reposição imediata ou no ciclo seguinte.

6.2.3. As condições previstas no item 6.2. se aplicam apenas ao 1º Ciclo.

6.2.4. Para fins do item 6.2, será considerado o volume adotado para a fixação da MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO do primeiro CICLO TARIFÁRIO.

6.2.5. Para os CICLOS TARIFÁRIOS subsequentes o indicador de admissibilidade do desequilíbrio econômico-financeiro será objeto de REGULAMENTO. (grifo nosso)

58. Nos termos da Cláusula 6.2 do Contrato de Concessão, foi estabelecido que, para o primeiro ciclo tarifário, a admissibilidade de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), por desequilíbrio econômico-financeiro, dependeria da ocorrência de uma variação percentual superior a 13,26% no volume anual distribuído de gás,

considerando o volume não termoeletrônico. Essa variação deve ser aferida pela comparação entre o volume distribuído e o aprovado para o ciclo, além de considerar outros critérios conforme item 6.2.1 da Cláusula VI.

59. Esse item indica que um eventual RTE deve observar um conjunto de variáveis econômico-financeiras mínimas, incluindo lucro líquido, reserva legal e dividendos, investimento total e caixa após investimentos. O regulador é responsável pela apuração do *quantum* devido, visando à recomposição da taxa de remuneração regulatória, podendo a reposição ocorrer de forma imediata ou no ciclo seguinte. Ressalte-se que as referidas condições eram válidas exclusivamente ao primeiro ciclo tarifário.

60. Conforme disposto no item 6.2.5 da Cláusula VI, acima destacado, para os ciclos tarifários subsequentes, o indicador de admissibilidade do desequilíbrio econômico-financeiro deverá ser disciplinado por meio de regulamento próprio, que deve prever os parâmetros técnicos e os limites que orientarão a análise de eventual pedido de reequilíbrio nos ciclos seguintes.

61. No contexto da discussão sobre a demanda adequada a ser adotada para o próximo ciclo, recomenda-se a previsão expressa da regra de admissibilidade para fins de RTE também no segundo ciclo tarifário, em conformidade com o disposto no contrato para o primeiro ciclo tarifário, permitindo o compartilhamento do risco de demanda entre a concessionária e o poder concedente.

62. Caso a recomendação seja aprovada pela Diretoria Colegiada, será realizado estudo específico para a regulamentação do valor de referência da variação percentual de volume indicativa de RTE.

63. O compartilhamento do risco de demanda mitiga a imprevisibilidade inerente ao setor de gás canalizado, acentuada com o avanço do mercado livre, e impactada por fatores exógenos.

64. A alocação integral do risco de demanda à concessionária, sem limites de admissibilidade para uma revisão extraordinária, pode resultar em desequilíbrio econômico-financeiro do contrato, podendo desincentivar investimentos e comprometer a prestação eficiente do serviço público de gás canalizado.

65. Dessa forma, a adoção de um indicador de admissibilidade para fins de Revisão Tarifária Extraordinária por volume – como já previsto no contrato e implementado no primeiro ciclo – promove maior simetria regulatória à alocação do risco de demanda.

66. Além disso, a definição de um critério técnico de admissibilidade evitará discussões metodológicas sobre a precisão das projeções de demanda internalizadas no ciclo tarifário.

67. Cumpre esclarecer que o indicador de admissibilidade não constitui, por si só, elemento de acionamento automático da revisão extraordinária, mas sim um parâmetro de referência para a análise desta autoridade reguladora, nos termos dos demais dispositivos contratuais aplicáveis, em especial os itens 6.2.1 e 6.2.2 da Cláusula VI.

IV.3 Da Base de Remuneração Regulatória

IV.3.1 Base de Remuneração Regulatória Inicial

68. O valor da BRR Inicial da ES Gás foi obtido do laudo elaborado pela avaliadora de ativos contratada pela concessionária⁶. A BRR Inicial é composta pela soma da Base Blindada (BB), que abrange os ativos definidos no contrato de concessão e já homologados pelo órgão regulador – até dezembro de 2019, e a Base Incremental (BI), que contempla os novos investimentos realizados após a última revisão tarifária, no período de 01/08/2020 a 31/07/2024.

69. A avaliadora realizou a análise da BRR Inicial utilizando a seguinte metodologia:

- **BB:** Valor original com atualização monetária, subtraindo as baixas patrimoniais ocorridas desde a última revisão tarifária. O valor dos ativos da Base Blindada é atualizado pelo índice IGP-M.
- **BI:** Os ativos foram submetidos a critérios de elegibilidade e foram valorizados usando a metodologia de Valor Novo de Reposição (VNR).

70. O valor dos ativos da base de remuneração provenientes do laudo, assim como sua depreciação, é apresentado na Tabela , em moeda de julho de 2024:

Tabela 15: BRR Inicial em julho de 2024, em R\$ Jul 24.

Tipo de Ativo	VOC	VNR	INA	DAC	VMU	IND	VBR
ATIVOS DE CONVERSÃO	23.522.000	31.554.485	-	4.351.489	27.202.996	-	27.202.996
CONJUNTO DE REGULAGEM E MEDIÇÃO – CRM, MEDIDORES E RAMAIS	34.425.822	53.860.618	-	7.306.446	46.554.172	-	46.554.172
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS – ADMINISTRAÇÃO	251.861	312.780	-	32.465	280.315	-	280.315
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS – DISTRIBUIÇÃO	34.010.848	49.627.369	-	7.561.075	42.066.294	-	42.066.294
EQUIPAMENTOS DE PROCESSAMENTO ELETRÔNICO DE DADOS – ADMINISTRAÇÃO	1.022.022	1.309.646	-	111.384	1.198.262	-	1.198.262
EQUIPAMENTOS DE PROCESSAMENTO ELETRÔNICO DE DADOS – DISTRIBUIÇÃO	51.874	68.242	-	10.559	57.683	-	57.683
EQUIPAMENTOS E MÓVEIS ADMINISTRATIVOS – ADMINISTRAÇÃO	601.031	768.239	-	81.972	686.267	-	686.267
EQUIPAMENTOS E MÓVEIS ADMINISTRATIVOS – DISTRIBUIÇÃO	620.320	925.226	-	138.596	786.629	-	786.629
ESTAÇÃO DE CONTROLE DE PRESSÃO	15.834.912	27.429.517	-	4.060.369	23.369.148	-	23.369.148
ESTAÇÃO DE ODORIZAÇÃO	4.419.191	8.573.344	-	1.261.363	7.311.981	-	7.311.981
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS OPERACIONAIS – ADMINISTRAÇÃO	32.649	49.174	-	7.868	41.306	-	41.306
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS OPERACIONAIS – DISTRIBUIÇÃO	12.249.320	17.770.470	-	2.097.972	15.672.498	-	15.672.498
OUTORGA	230.000.000	346.407.368	-	55.425.179	290.982.189	-	290.982.189
PONTOS DE RECEBIMENTO	9.595.740	15.129.956	-	2.412.930	12.717.026	-	12.717.026
RAMAIS DE SERVIÇOS, EXCETO SEGMENTOS RESIDENCIAL E COMERCIAL	183.615	276.546	-	12.398	264.148	-	264.148
REDE DE DISTRIBUIÇÃO CONSTRUÍDA EM AÇO	223.600.129	354.525.821	-	49.044.722	305.481.099	-	305.481.099
REDE DE DISTRIBUIÇÃO CONSTRUÍDA EM PEAD – POLIETILENO	127.386.198	200.441.282	-	30.486.026	169.955.256	-	169.955.256

⁶ Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) elaborado pela Real Valor Avaliações e Assessoria Empresarial Ltda, publicado em 28 de fevereiro de 2025. O laudo está em processo de homologação.

Tipo de Ativo	VOC	VNR	INA	DAC	VMU	IND	VBR
SERVIDÕES	2.949.606	4.158.212	-	71.433	4.086.779	-	4.086.779
SOFTWARES E LICENÇAS	15.676.319	16.983.523	-	3.962.438	13.021.085	-	13.021.085
TERRENOS – DISTRIBUIÇÃO	733.624	1.104.925	-	-	1.104.925	-	1.104.925
OUTROS	64.994	67.480	-	3.310	64.169	-	64.169
VEÍCULOS – ADMINISTRAÇÃO	1.802.689	2.082.648	-	32.541	2.050.107	-	2.050.107
TOTAL	739.034.767	1.133.426.869	-	168.472.534	964.954.335	-	964.954.335

Fonte: Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) elaborado pela Real Valor

71. Os valores da BRR Inicial foram atualizados monetariamente para valores de abril de 2025, a fim de subsidiarem o cálculo da margem média. A BRR Inicial atualizada para abril de 2025 é apresentada na tabela a seguir:

Tabela 16: BRR Inicial em julho de 2024, em R\$ Abr 25.

BRR Inicial	BRR Inicial (B.B + B.I) - Valor Bruto jul/24, em moeda de abril de 25	Depreciação acumulada (B.B + B.I) - em moeda de abril de 25	BRR Inicial (B.B + B.I) - Valor Líquido, em moeda de abril de 2025
ATIVOS DE CONVERSÃO	33.701.931	6.019.132	27.682.800
CONJUNTO DE REGULAGEM E MEDIÇÃO – CRM, MEDIDORES E RAMAIS	57.128.369	10.100.365	47.028.003
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS – ADMINISTRAÇÃO	335.420	48.896	286.525
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS – DISTRIBUIÇÃO	52.643.346	10.095.059	42.548.287
EQUIPAMENTOS DE PROCESSAMENTO ELETRÔNICO DE DADOS – ADMINISTRAÇÃO	1.389.859	178.469	1.211.390
EQUIPAMENTOS DE PROCESSAMENTO ELETRÔNICO DE DADOS – DISTRIBUIÇÃO	72.365	14.110	58.256
EQUIPAMENTOS E MÓVEIS ADMINISTRATIVOS – ADMINISTRAÇÃO	815.125	121.605	693.520
EQUIPAMENTOS E MÓVEIS ADMINISTRATIVOS – DISTRIBUIÇÃO	981.129	186.692	794.437
ESTAÇÃO DE CONTROLE DE PRESSÃO	29.089.531	5.485.975	23.603.556
ESTAÇÃO DE ODORIZAÇÃO	9.097.911	1.707.350	7.390.561
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS OPERACIONAIS – ADMINISTRAÇÃO	52.145	10.429	41.716
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS OPERACIONAIS – DISTRIBUIÇÃO	18.860.028	3.018.659	15.841.370
OUTORGA	367.337.841	73.467.568	293.870.273
PONTOS DE RECEBIMENTO	16.044.191	3.200.898	12.843.294
RAMAIS DE SERVIÇOS, EXCETO SEGMENTOS RESIDENCIAL E COMERCIAL	293.255	16.434	276.822
REDE DE DISTRIBUIÇÃO CONSTRUÍDA EM AÇO	375.946.824	67.433.735	308.513.089
REDE DE DISTRIBUIÇÃO CONSTRUÍDA EM PEAD – POLIETILENO	212.552.257	40.910.145	171.642.112
SERVIDÕES	4.425.758	106.421	4.319.337
SOFTWARES E LICENÇAS	18.401.667	4.968.518	13.433.149
TERRENOS – DISTRIBUIÇÃO	1.171.686	-	1.171.686
OUTROS	73.307	6.916	66.391
VEÍCULOS – ADMINISTRAÇÃO	2.208.485	138.030	2.070.455

BRR Inicial	BRR Inicial (B.B + B.I) - Valor Bruto jul/24, em moeda de abril de 25	Depreciação acumulada (B.B + B.I) - em moeda de abril de 25	BRR Inicial (B.B + B.I) - Valor Líquido, em moeda de abril de 2025
TOTAL	1.202.622.431	227.235.404	975.387.027

Fonte: Elaboração própria, com base nas informações do laudo ES Gás.

72. Adicionalmente, foi considerada a previsão de investimento da ES Gás para o período posterior ao laudo de avaliação, compreendido entre agosto de 2024 a julho de 2025, conforme apresentado no documento Excel 'Anexo I. Planilha com dados solicitados'. Esses valores estão apresentados na Tabela :

Tabela 17: Capex Incremental, ref ao ano 5 (ago/24 – jul/25), em R\$.

Capex Incremental, ref ao ano 5	CAPEX Bruto
Ativos de conversão	8.229.324
Estações de Transferência de Custódia – ETC	1.919.934
Estações de Controle de Pressão	3.282.109
Estações de Odorização	-
Edificações	5.931.326
Linha principal do Sistema de Distribuição - LPD	-
Rede de Distribuição - RD	53.196.986
Ramais	7.334.098
Medidores	354.805
Conjunto de Regulagem e Medição - CRM	3.226.467
Sistema de Proteção Catódica da Tubulação	1.183.213
Sistema de Supervisão e Controle	388.535
Sistema de Comunicação Local	-
Direitos, Marcas e Patentes, excluindo outorga	934.739
Fibra ótica	-
Móveis, Utensílios e Equipamentos em Geral	252.016
Sistema de Proteção e Combate a Incêndio	-
Terrenos	-
Urbanização e Benfeitorias	-
Veículos e Equipamentos de Transporte	2.864.484
Equipamentos de Oficina e Laboratório	3.046.370
Equipamentos de TI e Softwares	7.867.886
Almoxarifado e Obras em Andamento	-
TOTAL	100.012.291

Fonte: Arquivo Excel 'Anexo I. Planilha com dados solicitados' da ES Gás.

73. Considerando que o laudo de avaliação submetido ao escrutínio desta Entidade Reguladora ainda se encontra em processo de homologação, os valores acima apresentados foram mantidos, **de forma provisória**, para subsidiar o cálculo da margem média de distribuição aplicável ao próximo ciclo tarifário.

74. Tal encaminhamento observa o disposto no art. 19 da Resolução ARSP nº 080, de 05 de dezembro de 2024, que estabelece:

Art. 19. Os valores resultantes do processo de levantamento e conciliação estão sujeitos a ajustes, decorrentes de procedimento de homologação realizada pelo regulador.

75. Adicionalmente, conforme consta do item VII do Anexo I da Resolução ARSP nº 080/2024, a base blindada corresponde à BAR – Base de Ativos Regulatória – avaliada e homologada após a conclusão do processo de RTO. Nos termos do art. 15 do mesmo normativo, a base de remuneração aprovada na revisão tarifária anterior somente será considerada blindada após a conclusão do procedimento de homologação previsto no art. 19.

76. Dessa forma, registra-se que a aprovação da base de remuneração e sua respectiva blindagem estão condicionadas à conclusão do procedimento de homologação previsto no art. 19 da Resolução ARSP nº 080/2024, conduzido por esta entidade reguladora, compreendendo técnica e a validação do laudo de ativos apresentado pela ES Gás.

77. Ressalta-se que eventuais divergências entre os valores adotados provisoriamente neste estudo e os valores resultantes da homologação conduzida por esta entidade reguladora serão objeto de ajuste compensatório.

78. Essa medida é necessária para garantir que o procedimento de aprovação da base de remuneração seja realizado com a devida robustez técnica e segurança jurídica, afastando questionamentos futuros sobre a adequação da base de ativos considerada na formação da margem do próximo ciclo, sobretudo quanto à blindagem da base incremental.

IV.3.2 Investimentos

79. A proposta de investimentos da concessionária considera três tipos de projetos, distribuídos nos programas apresentados a seguir:

- Interiorização do desenvolvimento do Estado: o programa visa descentralizar e diversificar a matriz energética no interior do estado, promovendo segurança energética e descarbonização;
- Democratização energética: tem como objetivo ampliar o acesso ao gás natural e biometano canalizados, melhorando a qualidade do ar, a conveniência e a segurança dos consumidores. Ressalta-se que o biometano é uma fonte renovável de energia que desempenha um papel importante na transição para uma economia de baixo carbono. A produção e utilização de biometano contribuem para a redução das emissões de gases de efeito estufa, além de promoverem a economia circular e a sustentabilidade ambiental;
- Operação segura, confiável e de qualidade: tem como objetivo aumentar a segurança operacional e comunitária, modernizar a infraestrutura de gás canalizado, automatizar processos e ampliar o atendimento ao cliente.

80. A seguir, são apresentados os volumes por segmento associados aos projetos envolvidos no Plano de Negócios (PN) da ES Gás para o período do 2º ciclo tarifário.

Tabela 18: Volume por projeto – PN ES Gás

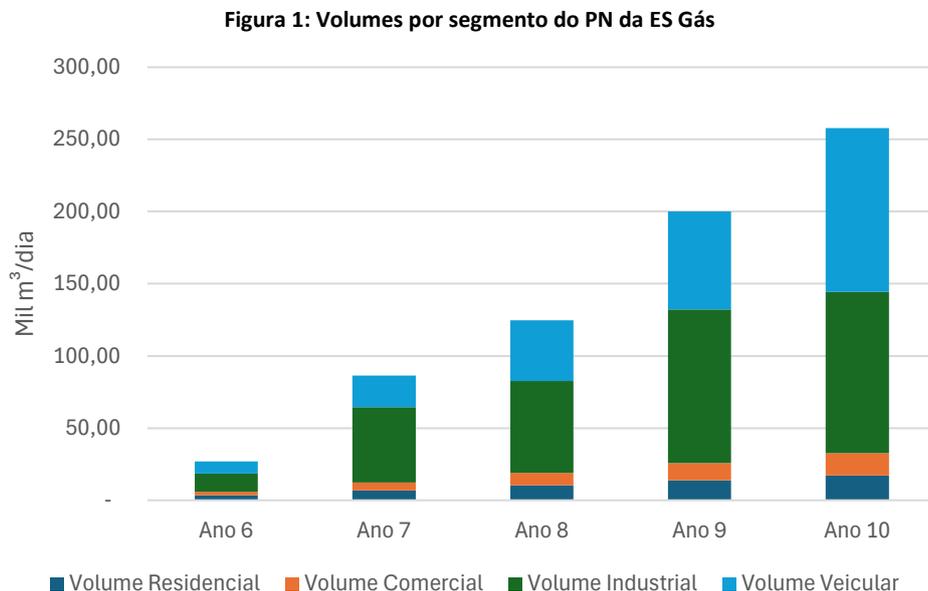
Volume – Projetos	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Volume Residencial	mil m ³ /dia	3,38	6,76	10,28	13,81	17,28

Volume – Projetos	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Interiorização do desenvolvimento do Estado	mil m ³ /dia	0,09	0,25	0,44	0,65	0,82
Interiorização	mil m ³ /dia	0,09	0,25	0,44	0,65	0,82
Cachoeiro de Itapemirim	mil m ³ /dia	0,03	0,10	0,21	0,31	0,39
Linhares	mil m ³ /dia	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25
Colatina	mil m ³ /dia	0,01	0,04	0,07	0,11	0,15
São Mateus	mil m ³ /dia	0,00	0,01	0,02	0,02	0,03
Democratização energética	mil m ³ /dia	3,29	6,51	9,84	13,16	16,46
Expansão da rede de gás	mil m ³ /dia	3,29	6,51	9,84	13,16	16,46
Vitória	mil m ³ /dia	0,74	1,61	2,52	3,38	4,25
Vila Velha	mil m ³ /dia	1,18	2,36	3,58	4,80	6,01
Serra	mil m ³ /dia	0,52	1,05	1,62	2,23	2,85
Cariacica	mil m ³ /dia	0,06	0,12	0,18	0,25	0,32
Guarapari	mil m ³ /dia	0,80	1,38	1,95	2,50	3,02
Volume Comercial	mil m³/dia	2,57	5,58	8,68	12,02	15,35
Interiorização do desenvolvimento do Estado	mil m ³ /dia	0,17	0,60	1,10	1,80	2,63
Interiorização	mil m ³ /dia	0,17	0,60	1,10	1,77	2,42
Cachoeiro de Itapemirim	mil m ³ /dia	0,01	0,05	0,21	0,42	0,60
Linhares	mil m ³ /dia	0,11	0,22	0,33	0,44	0,55
Colatina	mil m ³ /dia	0,01	0,02	0,08	0,28	0,49
São Mateus	mil m ³ /dia	0,04	0,31	0,47	0,63	0,78
Ampliação dos corredores sustentáveis	mil m ³ /dia	-	-	-	0,03	0,21
Pedra Azul	mil m ³ /dia	-	-	-	0,03	0,21
Democratização energética	mil m ³ /dia	2,40	4,99	7,59	10,22	12,72
Expansão da rede de gás	mil m ³ /dia	2,40	4,99	7,59	10,22	12,72
Vitória	mil m ³ /dia	1,17	2,49	3,76	5,01	6,28
Vila Velha	mil m ³ /dia	0,63	1,29	1,96	2,67	3,39
Serra	mil m ³ /dia	0,32	0,65	0,98	1,31	1,50
Cariacica	mil m ³ /dia	0,07	0,16	0,26	0,38	0,47
Guarapari	mil m ³ /dia	0,21	0,40	0,62	0,85	1,08
Volume Industrial	mil m³/dia	12,55	52,06	63,60	106,29	111,79
Interiorização do desenvolvimento do Estado	mil m ³ /dia	2,00	4,79	4,79	41,48	42,98
Ampliação dos corredores sustentáveis	mil m ³ /dia	2,00	4,79	4,79	4,79	6,29
Pedro Canário	mil m ³ /dia	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Nova Venécia	mil m ³ /dia	-	2,29	2,29	2,29	2,29
Mimoso do Sul	mil m ³ /dia	-	0,50	0,50	0,50	0,50
Jaguaré	mil m ³ /dia	-	-	-	-	1,50
Infraestrutura energética	mil m ³ /dia	-	-	-	36,69	36,69
Parque Logístico	mil m ³ /dia	-	-	-	36,69	36,69
Democratização energética	mil m ³ /dia	10,55	47,26	58,81	64,81	68,81
Diversificação da Matriz	mil m ³ /dia	10,55	47,26	58,81	64,81	68,81
Expansão industrial	mil m ³ /dia	9,81	16,81	22,81	28,81	32,81
Planta de Silicato - Vitória	mil m ³ /dia	0,74	30,46	36,00	36,00	36,00
Volume Veicular	mil m³/dia	8,50	22,00	42,00	68,00	113,50
Interiorização do desenvolvimento do Estado	mil m ³ /dia	8,50	22,00	42,00	68,00	113,50

Volume – Projetos	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Ampliação dos corredores sustentáveis	mil m ³ /dia	8,50	22,00	42,00	68,00	113,50
Pedro Canário	mil m ³ /dia	1,50	2,00	2,50	3,00	3,50
Pedra Azul	mil m ³ /dia	-	-	-	1,00	3,50
Nova Venecia	mil m ³ /dia	-	-	1,00	2,00	3,50
Mimoso do Sul	mil m ³ /dia	-	1,50	2,50	3,00	3,00
Infraestrutura para o gás natural no transporte	mil m ³ /dia	7,00	18,50	36,00	59,00	100,00
Volume total (Residencial + Comercial + Industrial + Veicular)	mil m³/dia	27,00	86,40	124,56	200,11	257,92

Fonte: Elaboração própria

81. Graficamente, a evolução do volume para os anos tarifários 6 a 10, detalhada por segmento, é apresentada na Figura 1 a seguir:



Fonte: Elaboração própria

82. A tabela a seguir apresenta a extensão da rede prevista pela concessionária no 2º ciclo tarifário, detalhada por tipo de material:

Tabela 19: km de rede por projeto – PN ES Gás

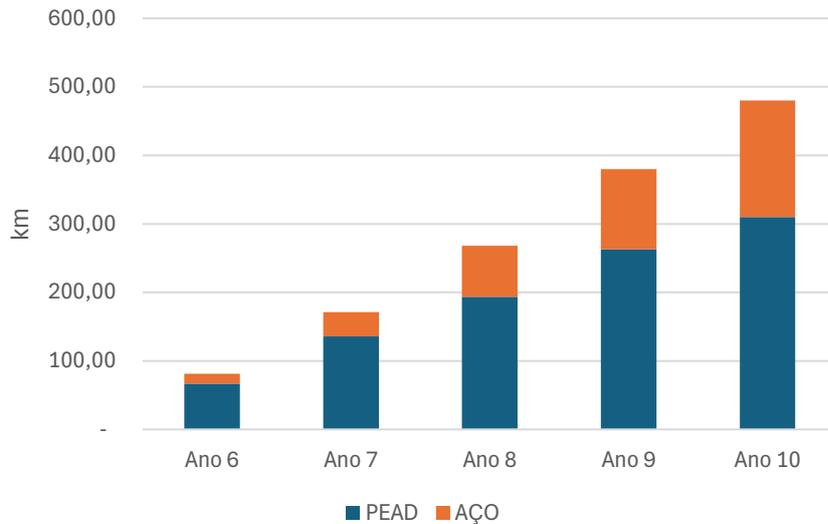
Extensão da rede (Novos km por ano) - Projetos	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
PEAD	km	66,92	68,97	57,50	69,65	46,88
Interiorização do desenvolvimento do Estado	km	5,95	14,11	13,44	28,15	4,00
Ampliação dos corredores sustentáveis	km	5,95	7,16	7,33	13,00	-
Pedro Canário	km	5,95	4,25	-	-	-
Pedra Azul	km	-	-	-	10,00	-
Nova Venecia	km	-	-	5,25	3,00	-
Mimoso do Sul	km	-	2,92	2,08	-	-
Interiorização	km	-	6,95	6,11	15,15	4,00
Cachoeiro de Itapemirim	km	-	4,00	4,00	4,00	4,00

Extensão da rede (Novos km por ano) - Projetos	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Colatina	km	-	-		11,15	
São Mateus	km	-	2,95	2,11	-	-
Democratização energética	km	60,97	54,86	44,07	41,50	42,88
Expansão da rede de gás	km	60,97	54,86	44,07	41,50	42,88
Vitória	km	16,70	17,42	12,34	8,71	8,71
Vila Velha	km	20,25	17,83	14,20	16,26	17,64
Serra	km	11,53	7,10	6,03	6,03	6,03
Cariacica	km	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Guarapari	km	10,00	10,00	9,00	8,00	8,00
AÇO	km	14,40	20,71	39,67	42,21	53,17
Interiorização do desenvolvimento do Estado	km	6,92	11,04	23,00	28,88	47,58
Ampliação dos corredores sustentáveis	km	4,00	4,58	6,75	4,50	27,58
Jaguareé	km	-	-	-		25,00
Infraestrutura para o gás natural no transporte	km	4,00	4,58	6,75	4,50	2,58
Injeção de Biometano	km	1,17	5,21	7,50	11,13	8,00
Vila Velha	km	-	4,38	7,50	3,13	-
Cariacica	km	1,17	0,83	-	-	-
Outras plantas de biometano	km	-	-	-	8,00	8,00
Infraestrutura Energética	km	-	-	8,75	13,25	12,00
Parque Logístico	km	-	-	8,75	13,25	12,00
Interiorização	km	1,75	1,25	-	-	-
São Mateus	km	1,75	1,25	-	-	-
Democratização energética	km	7,48	9,67	16,67	13,33	5,58
Expansão da rede de gás	km	3,73	2,67	11,67	8,33	0,58
Vitória	km	3,73	2,67	-	-	-
Serra	km	-	-	-	-	0,58
Interconexão - Anchieta Guarapari	km	-	-	11,67	8,33	-
Diversificação da Matriz	km	3,75	7,00	5,00	5,00	5,00
Expansão industrial	km	3,75	5,00	5,00	5,00	5,00
Planta de Silicato - Vitória	km	-	2,00	-	-	-
Nova Rede total (PEAD + AÇO)	km	81,32	89,68	97,17	111,86	100,04

Fonte: Elaboração própria

83. A Figura 2 apresenta a projeção da rede acumulada com base nos projetos do PN da ES Gás, excluindo a rede existente até o momento:

Figura 2: Extensão da rede acumulada por tipo de material no PN da ES Gás [Km]



Fonte: Elaboração própria

84. A Tabela apresenta os montantes de investimentos por projeto apresentados pela concessionária no Plano de negócios.

Tabela 20: CAPEX proposto pela ES Gás no PN.

Projeto	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Infraestrutura e Digitalização	R\$ Out 24	21.247.874	17.457.961	28.805.992	22.246.990	13.171.299
Reforma Nova Sede da ES Gás	R\$ Out 24	7.270.791	47.757	18.950.448	-	-
Renovação de Frota	R\$ Out 24	-	115.524	115.524	115.524	6.615.524
DEBRANDING	R\$ Out 24	1.580.000	820.000	-	-	-
Renovação de hardware	R\$ Out 24	-	-	120.000	730.000	891.330
Digitalização e Tecnologia da informação	R\$ Out 24	12.397.084	16.474.681	9.620.021	21.401.467	5.664.446
Serra	R\$ Out 24	13.031.996	10.504.726	10.774.036	11.339.444	11.756.091
Ativos de conexão	R\$ Out 24	4.444.956	4.524.549	5.544.449	6.367.136	6.224.202
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	313.585	437.208	310.927	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	7.149.019	4.400.226	3.717.218	3.711.944	4.403.982
Ramais	R\$ Out 24	1.124.437	1.142.743	1.201.442	1.260.364	1.127.907
Vila Velha	R\$ Out 24	25.896.981	25.038.127	24.114.045	25.651.292	25.695.875
Ativos de conexão	R\$ Out 24	10.569.628	11.329.424	12.058.314	12.129.094	12.088.250
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	439.020	312.291	870.596	1.055.652	310.230

Projeto	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	12.450.662	10.919.523	8.655.003	9.898.516	10.729.258
Ramais	R\$ Out 24	2.437.672	2.476.889	2.530.133	2.568.030	2.568.138
Vitória	R\$ Out 24	25.843.802	27.389.072	21.181.201	18.338.172	18.572.881
Ativos de conexão	R\$ Out 24	7.400.307	9.870.118	10.518.819	10.115.883	10.194.599
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	439.020	312.291	435.298	310.486	434.321
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	15.639.998	14.490.569	7.522.941	5.302.777	5.298.399
Ramais	R\$ Out 24	2.364.478	2.716.095	2.704.144	2.609.026	2.645.562
PE - Serra	R\$ Out 24	-	111.779	-	-	9.161.579
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	9.161.579
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	111.779	-	-	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Planta de Silicato - Vitória	R\$ Out 24	-	3.406.592	-	-	-
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	539.077	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	2.867.515	-	-	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Cariacica	R\$ Out 24	2.410.494	2.749.970	2.458.509	2.751.968	2.554.891
Ativos de conexão	R\$ Out 24	267.828	293.371	337.724	422.189	387.919
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	439.020	749.499	310.927	434.680	310.230
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	1.537.119	1.530.774	1.524.088	1.521.926	1.520.669
Ramais	R\$ Out 24	166.527	176.326	285.771	373.174	336.073
Guarapari	R\$ Out 24	12.897.807	13.101.291	12.358.210	11.865.995	11.726.617
Ativos de conexão	R\$ Out 24	5.568.702	5.518.523	5.530.389	5.530.260	5.533.115
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	437.208	310.927	434.680	310.230

Projeto	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	6.148.475	6.123.097	5.486.717	4.870.162	4.866.141
Ramais	R\$ Out 24	1.180.630	1.022.463	1.030.177	1.030.893	1.017.131
Cachoeiro de Itapemirim	R\$ Out 24	109.560	3.401.511	3.899.951	4.092.280	3.612.261
Ativos de conexão	R\$ Out 24	57.323	364.663	816.733	846.245	571.641
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	437.208	310.927	434.680	310.230
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	2.449.239	2.438.541	2.435.081	2.433.071
Ramais	R\$ Out 24	52.237	150.401	333.750	376.274	297.320
Linhares	R\$ Out 24	612.628	610.099	607.434	606.572	606.072
Ativos de conexão	R\$ Out 24	417.302	415.580	413.764	413.177	412.836
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Ramais	R\$ Out 24	195.326	194.519	193.670	193.395	193.235
Colatina	R\$ Out 24	66.616	94.367	289.415	7.550.276	783.683
Ativos de conexão	R\$ Out 24	36.223	50.286	182.093	484.270	494.486
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	-	6.787.554	-
Ramais	R\$ Out 24	30.393	44.081	107.322	278.452	289.198
São Mateus	R\$ Out 24	2.661.159	4.283.635	1.812.897	189.148	186.238
Ativos de conexão	R\$ Out 24	88.484	158.464	140.835	121.529	119.095
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	437.208	310.927	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	2.519.475	3.596.734	1.283.325	-	-
Ramais	R\$ Out 24	53.200	91.229	77.810	67.619	67.143
Infraestrutura energetica para o Parklog	R\$ Out 24	-	-	17.846.853	23.243.915	17.627.035
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	535.961	535.519
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	5.356.270	3.820.479	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-

Projeto	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	12.490.583	18.887.475	17.091.516
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Anchieta	R\$ Out 24	-	-	17.564.866	12.189.401	-
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	435.298	310.486	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	17.129.568	11.878.915	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Pedro Canário	R\$ Out 24	4.951.371	3.137.040	-	-	-
Ativos de conexão	R\$ Out 24	857.076	224.615	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	439.020	312.291	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	3.655.274	2.600.134	-	-	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Domingos Martins	R\$ Out 24	-	-	313.088	6.807.924	354.639
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	313.088	265.789	30.312
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	434.680	310.230
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	-	6.087.702	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	19.753	14.097
Nova Venécia	R\$ Out 24	-	751.669	3.635.563	2.211.858	-
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	314.462	536.723	223.317	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	437.208	310.927	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	2.787.913	1.988.541	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Jaguaré	R\$ Out 24	-	-	-	-	36.678.363
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	-	1.071.037
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-

Projeto	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	-	-	35.607.326
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Mimoso do Sul	R\$ Out 24	315.765	2.762.188	1.804.635	-	-
Ativos de conexão	R\$ Out 24	315.765	539.077	223.634	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	437.208	310.927	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	1.785.903	1.270.073	-	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Biometano - Vila Velha	R\$ Out 24	-	6.272.690	11.566.561	5.068.255	-
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	6.272.690	11.566.561	5.068.255	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Biometano - Cariacica	R\$ Out 24	2.547.353	1.812.028	-	-	-
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	2.547.353	1.812.028	-	-	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Biometano - Outras plantas	R\$ Out 24	-	-	-	12.876.547	12.865.916
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	-	12.876.547	12.865.916
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Infra para o gás natural no transporte	R\$ Out 24	10.247.534	13.047.590	17.158.939	14.798.966	16.012.541
Ativos de conexão	R\$ Out 24	2.323.488	4.634.354	5.600.090	6.553.152	10.726.562
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-

Projeto	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Conjunto de Regulagem e Medição - CRM	R\$ Out 24	2.165.246	1.841.847	1.923.256	1.831.200	1.606.556
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	5.758.800	6.571.389	9.635.593	6.414.614	3.679.424
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Expansão industrial	R\$ Out 24	12.085.964	14.187.660	13.902.056	13.882.332	13.246.099
Ativos de conexão	R\$ Out 24	4.115.859	4.098.871	4.080.967	4.075.177	4.071.813
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Conjunto de Regulagem e Medição - CRM	R\$ Out 24	2.571.229	2.920.001	2.683.613	2.679.805	2.052.821
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	5.398.875	7.168.788	7.137.476	7.127.349	7.121.465
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
SEGURANÇA OPERACIONAL	R\$ Out 24	16.903.250	19.871.375	22.774.125	24.293.292	25.087.458
Ponto de Recebimento	R\$ Out 24	3.973.000	6.923.000	6.896.000	5.846.000	5.123.000
ERP/ ERS	R\$ Out 24	3.980.000	3.390.000	-	11.580.000	3.530.000
CRM/ CM	R\$ Out 24	5.500.000	-	3.180.000	4.720.000	3.690.000
Descompressão	R\$ Out 24	-	3.000.000	-	-	-
Compressão	R\$ Out 24	-	-	12.450.000	-	-
CRC	R\$ Out 24	655.000	655.000	-	-	1.965.000
Válvula em Espaço Confinado	R\$ Out 24	399.000	474.000	-	680.000	2.291.000
Equipamento de Pesquisa de Vazamento	R\$ Out 24	-	875.000	-	-	-
Adequação do Sistema de Proteção Catódica	R\$ Out 24	52.000	248.125	248.125	248.125	248.125
Adequação de Setorização de Rede	R\$ Out 24	1.146.250	1.146.250	-	1.219.167	2.438.333
Interligação UTE Linhares	R\$ Out 24	-	-	-	-	2.890.000
Ponte Ayrton Senna	R\$ Out 24	-	2.030.000	-	-	-
Derivação AMT	R\$ Out 24	-	1.130.000	-	-	-
Rede de válvula área INFRAERO	R\$ Out 24	1.198.000	-	-	-	-
Controle de vazão PR viana	R\$ Out 24	-	-	-	-	2.912.000

Fonte: Elaboração própria

85. Ao analisar os valores unitários adotados para projeção dos investimentos no Plano de Negócios do 2º ciclo tarifário, a ARSP identificou desvios significativos nos custos por quilômetro dos itens “redes de aço” e “ERP”, em comparação com os valores utilizados no 1º ciclo tarifário e aqueles constantes no Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) inicial.

86. A partir desta diferença, foram ajustados os valores dos investimentos, utilizando um valor médio obtido por meio do laudo de avaliação, considerando o valor original contábil corrigido.

87. As diferenças nos valores unitários são apresentadas na Tabela :

Tabela 21: Diferenças nos valores unitários para a avaliação dos investimentos do Plano de Negócios.

Ativo	Valor unitário da ES Gás (R\$ Out 24)	Valor unitário VOC corrigido do Laudo (R\$ Out 24)	Diferença percentual
km de rede aço (R\$/km)	1.430.568	1.117.790	- 21,86%
ERP (R\$/ERP)	747.634	252.272	- 66,26%

Fonte: Elaboração própria

88. A Tabela 22 apresenta os montantes de investimentos por projetos ajustado a partir dos novos valores unitários:

Tabela 22: CAPEX empregado no cálculo do PO.

Projeto	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Infraestrutura e Digitalização	R\$ Out 24	21.247.874	17.457.961	28.805.992	22.246.990	13.171.299
Reforma Nova Sede da ES Gás	R\$ Out 24	7.270.791	47.757	18.950.448	-	-
Renovação de Frota	R\$ Out 24	-	115.524	115.524	115.524	6.615.524
DEBRANDING	R\$ Out 24	1.580.000	820.000	-	-	-
Renovação de hardware	R\$ Out 24	-	-	120.000	730.000	891.330
Digitalização e Tecnologia da informação	R\$ Out 24	12.397.084	16.474.681	9.620.021	21.401.467	5.664.446
Serra	R\$ Out 24	12.823.524	10.214.677	10.568.222	11.339.444	11.713.032
Ativos de conexão	R\$ Out 24	4.444.956	4.524.549	5.544.449	6.367.136	6.224.202
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	105.113	147.158	105.113	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	7.149.019	4.400.226	3.717.218	3.711.944	4.360.923
Ramais	R\$ Out 24	1.124.437	1.142.743	1.201.442	1.260.364	1.127.907
Vila Velha	R\$ Out 24	25.605.120	24.830.949	23.537.767	24.953.024	25.490.759
Ativos de conexão	R\$ Out 24	10.569.628	11.329.424	12.058.314	12.129.094	12.088.250
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	147.158	105.113	294.317	357.385	105.113
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	12.450.662	10.919.523	8.655.003	9.898.516	10.729.258
Ramais	R\$ Out 24	2.437.672	2.476.889	2.530.133	2.568.030	2.568.138
Vitória	R\$ Out 24	24.350.142	26.339.313	20.893.061	18.132.799	18.285.718

Projeto	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Ativos de conexão	R\$ Out 24	7.400.307	9.870.118	10.518.819	10.115.883	10.194.599
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	147.158	105.113	147.158	105.113	147.158
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	14.438.199	13.647.987	7.522.941	5.302.777	5.298.399
Ramais	R\$ Out 24	2.364.478	2.716.095	2.704.144	2.609.026	2.645.562
PE - Serra	R\$ Out 24	-	111.779	-	-	9.161.579
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	9.161.579
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	111.779	-	-	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Planta de Silicato - Vitória	R\$ Out 24	-	2.774.656	-	-	-
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	539.077	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	2.235.579	-	-	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Cariacica	R\$ Out 24	2.118.633	2.252.743	2.252.695	2.464.447	2.349.774
Ativos de conexão	R\$ Out 24	267.828	293.371	337.724	422.189	387.919
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	147.158	252.272	105.113	147.158	105.113
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	1.537.119	1.530.774	1.524.088	1.521.926	1.520.669
Ramais	R\$ Out 24	166.527	176.326	285.771	373.174	336.073
Guarapari	R\$ Out 24	12.897.807	12.811.242	12.152.396	11.578.473	11.521.500
Ativos de conexão	R\$ Out 24	5.568.702	5.518.523	5.530.389	5.530.260	5.533.115
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	147.158	105.113	147.158	105.113
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	6.148.475	6.123.097	5.486.717	4.870.162	4.866.141
Ramais	R\$ Out 24	1.180.630	1.022.463	1.030.177	1.030.893	1.017.131
Cachoeiro de Itapemirim	R\$ Out 24	109.560	3.111.462	3.694.137	3.804.758	3.407.144

Projeto	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Ativos de conexão	R\$ Out 24	57.323	364.663	816.733	846.245	571.641
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	147.158	105.113	147.158	105.113
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	2.449.239	2.438.541	2.435.081	2.433.071
Ramais	R\$ Out 24	52.237	150.401	333.750	376.274	297.320
Linhares	R\$ Out 24	612.628	610.099	607.434	606.572	606.072
Ativos de conexão	R\$ Out 24	417.302	415.580	413.764	413.177	412.836
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Ramais	R\$ Out 24	195.326	194.519	193.670	193.395	193.235
Colatina	R\$ Out 24	66.616	94.367	289.415	7.550.276	783.683
Ativos de conexão	R\$ Out 24	36.223	50.286	182.093	484.270	494.486
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	-	6.787.554	-
Ramais	R\$ Out 24	30.393	44.081	107.322	278.452	289.198
São Mateus	R\$ Out 24	2.097.815	3.598.625	1.607.083	189.148	186.238
Ativos de conexão	R\$ Out 24	88.484	158.464	140.835	121.529	119.095
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	147.158	105.113	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	1.956.132	3.201.774	1.283.325	-	-
Ramais	R\$ Out 24	53.200	91.229	77.810	67.619	67.143
Infraestrutura energética para o Parklog	R\$ Out 24	-	-	15.136.929	19.167.152	13.948.994
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	535.961	535.519
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	5.356.270	3.820.479	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	9.780.659	14.810.712	13.413.475
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Anchieta	R\$ Out 24	-	-	13.663.495	9.420.027	-

Projeto	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	147.158	105.113	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	13.516.336	9.314.914	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Pedro Canário	R\$ Out 24	4.659.509	2.929.862	-	-	-
Ativos de conexão	R\$ Out 24	857.076	224.615	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	147.158	105.113	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	3.655.274	2.600.134	-	-	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Domingos Martins	R\$ Out 24	-	-	313.088	6.520.402	149.522
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	313.088	265.789	30.312
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	147.158	105.113
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	-	6.087.702	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	19.753	14.097
Nova Venécia	R\$ Out 24	-	461.620	3.429.749	2.211.858	-
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	314.462	536.723	223.317	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	147.158	105.113	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	2.787.913	1.988.541	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Jaguaré	R\$ Out 24	-	-	-	-	27.944.741
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	-	-	27.944.741
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Mimoso do Sul	R\$ Out 24	315.765	2.472.139	1.598.821	-	-

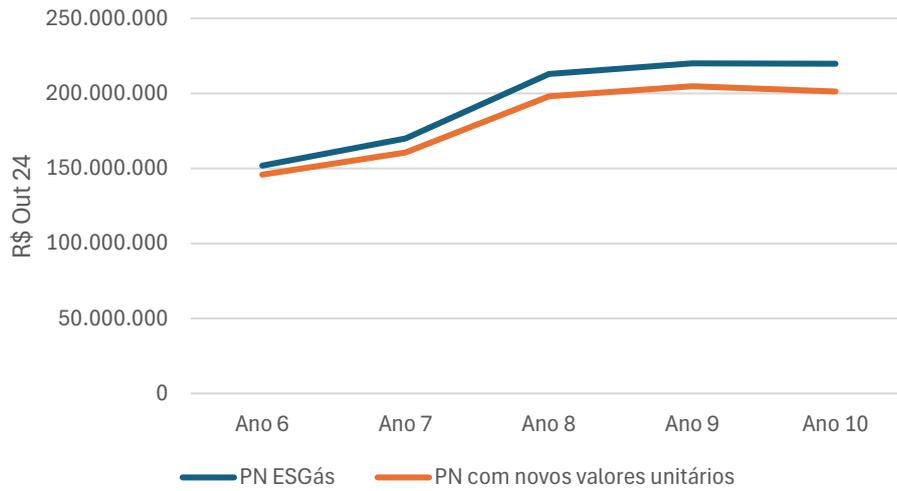
Projeto	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Ativos de conexão	R\$ Out 24	315.765	539.077	223.634	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	147.158	105.113	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	1.785.903	1.270.073	-	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Biometano - Vila Velha	R\$ Out 24	-	4.890.330	9.243.769	4.106.754	-
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	4.890.330	9.243.769	4.106.754	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Biometano - Cariacica	R\$ Out 24	2.171.791	1.548.721	-	-	-
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	2.171.791	1.548.721	-	-	-
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Biometano - Outras plantas	R\$ Out 24	-	-	-	10.415.105	10.413.889
Ativos de conexão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	-	-	-	10.415.105	10.413.889
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Infra para o gás natural no transporte	R\$ Out 24	8.959.893	11.599.403	15.068.426	13.414.405	15.220.741
Ativos de conexão	R\$ Out 24	2.323.488	4.634.354	5.600.090	6.553.152	10.726.562
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Conjunto de Regulagem e Medição - CRM	R\$ Out 24	2.165.246	1.841.847	1.923.256	1.831.200	1.606.556
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	4.471.158	5.123.202	7.545.080	5.030.053	2.887.623
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-

Projeto	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Expansão industrial	R\$ Out 24	10.878.800	12.607.820	12.353.528	12.343.931	11.713.582
Ativos de conexão	R\$ Out 24	4.115.859	4.098.871	4.080.967	4.075.177	4.071.813
Estações de Transferência de Custódia - ETC	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Estações de Controle de Pressão	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
Conjunto de Regulagem e Medição - CRM	R\$ Out 24	2.571.229	2.920.001	2.683.613	2.679.805	2.052.821
Rede de Distribuição - RD	R\$ Out 24	4.191.711	5.588.948	5.588.948	5.588.948	5.588.948
Ramais	R\$ Out 24	-	-	-	-	-
SEGURANÇA OPERACIONAL	R\$ Out 24	16.903.250	19.871.375	22.774.125	24.293.292	25.087.458
Ponto de Recebimento	R\$ Out 24	3.973.000	6.923.000	6.896.000	5.846.000	5.123.000
ERP/ ERS	R\$ Out 24	3.980.000	3.390.000	-	11.580.000	3.530.000
CRM/ CM	R\$ Out 24	5.500.000	-	3.180.000	4.720.000	3.690.000
Descompressão	R\$ Out 24	-	3.000.000	-	-	-
Compressão	R\$ Out 24	-	-	12.450.000	-	-
CRC	R\$ Out 24	655.000	655.000	-	-	1.965.000
Válvula em Espaço Confinado	R\$ Out 24	399.000	474.000	-	680.000	2.291.000
Equipamento de Pesquisa de Vazamento	R\$ Out 24	-	875.000	-	-	-
Adequação do Sistema de Proteção Catódica	R\$ Out 24	52.000	248.125	248.125	248.125	248.125
Adequação de Setorização de Rede	R\$ Out 24	1.146.250	1.146.250	-	1.219.167	2.438.333
Interligação UTE Linhares	R\$ Out 24	-	-	-	-	2.890.000
Ponte Ayrton Senna	R\$ Out 24	-	2.030.000	-	-	-
Derivação AMT	R\$ Out 24	-	1.130.000	-	-	-
Rede de válvula área INFRAERO	R\$ Out 24	1.198.000	-	-	-	-
Controle de vazão PR viana	R\$ Out 24	-	-	-	-	2.912.000

Fonte: Elaboração própria

89. As diferenças entre os valores de investimento propostos pela ES Gás em seu plano de negócios e aqueles obtidos com base nos valores unitários mencionados na Tabela podem ser visualizadas no gráfico a seguir:

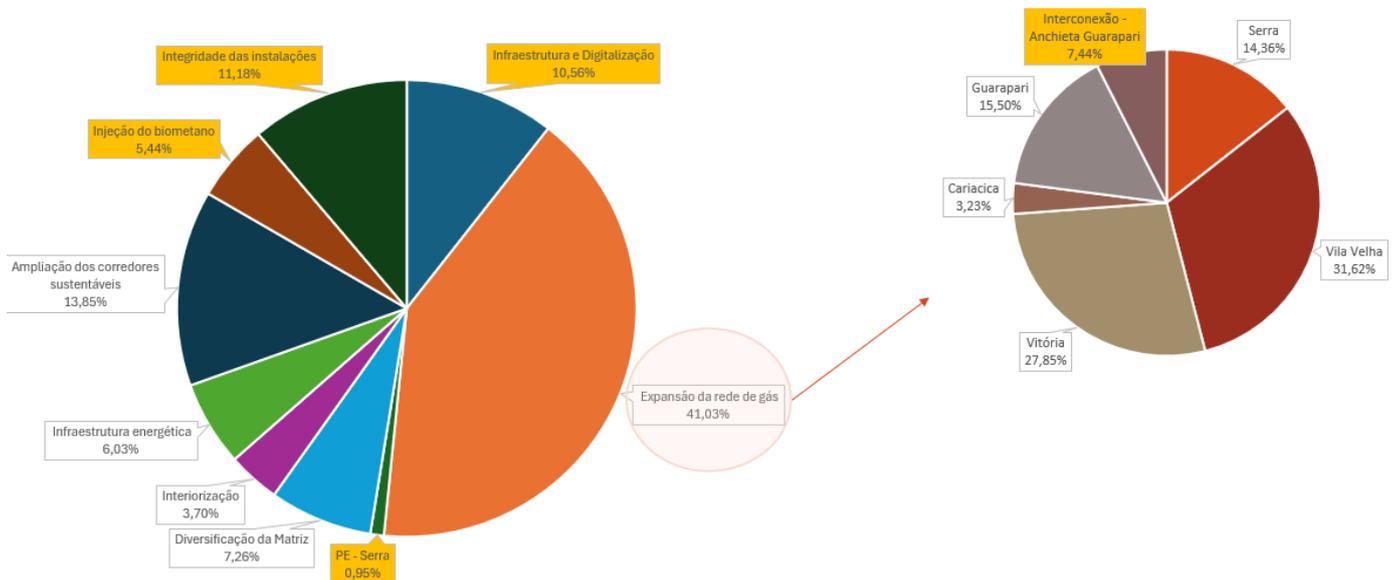
Figura 3: Comparativa dos montantes de investimento propostos pela ES Gás e ajustados pela ARSP



Fonte: Elaboração própria

90. A análise do Plano de Negócios apresentado pela ES Gás revelou que parte dos investimentos previstos não está vinculada a incremento de demanda. Conforme mostrado na Figura 4, 31,18% do total investido corresponde a projetos sem impacto direto na expansão do consumo.

Figura 4: Percentual de investimento sem incremento de demanda.



Fonte: Elaboração própria

91. Os projetos em questão são:

- Integridade das instalações: 11,18% do total a ser investido;
- Infraestrutura e Digitalização: 10,56% do total a ser investido;
- Injeção do biometano: 5,44% do total a ser investido;

- Interconexão Anchieta Guarapari: 3,05% do total a ser investido;
- PE – Serra: 0,95% do total a ser investido.

92. O item 9.3.1 da Cláusula IX do contrato de concessão prevê que:

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.** (grifo nosso)

93. Nesse contexto, o plano de investimentos foi submetido ao processo de participação social promovido na Consulta Pública ARSP nº 06/2025 como parte integrante do plano de negócios da concessionária, tendo recebido uma série de contribuições favoráveis ao longo da consulta pública. Entre elas, especificamente, em relação à política de desenvolvimento, destaca-se a manifestação favorável do poder concedente, formalizada na contribuição encaminhada pela Secretaria de Estado de Desenvolvimento (Sedes) quanto à proposição dos investimentos, conforme transcrição a seguir:

(...)

O plano de investimentos proposto pela concessionária demonstra claro e inequívoco alinhamento com as políticas prioritárias do Governo do Estado, notadamente (a) a descarbonização da matriz energética, (b) a interiorização do desenvolvimento através da oferta de infraestrutura de fornecimento do Gás Natural e Biometano, (c) a atração de investimentos e dinamização da economia capixaba e (d) a iminente integração do biometano à rede de distribuição.

A proposta, portanto, representa um instrumento contratual relevante para a execução de políticas públicas essenciais ao desenvolvimento econômico, social e ambiental sustentável do Espírito Santo.

IV.3.2.1 Ativos de Conversão

94. As conversões concluídas no primeiro e segundo ciclos tarifários são contabilizadas como ativos de conversão, conforme previsão contratual e da Resolução ARSP nº 80/2024. Os ativos de conversão são instalações localizadas dentro das unidades consumidoras, como adaptação da equipamentos para o consumo do gás canalizado.

95. Na tabela a seguir pode-se observar os investimentos em ativos de conversão projetados pela concessionária para o 2º ciclo tarifário:

Tabela 23: Projeção de ativos de conversão

	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Ativos de conversão [R\$]	37.740.061	44.377.153	47.919.204	49.767.300	53.190.302

Fonte: Elaboração própria

96. Conforme determina o art. 82, parágrafo único da Resolução ARSP nº 084/2020, o tratamento das conversões realizadas a partir do terceiro ciclo tarifário será objeto de regulamento a ser posteriormente editado por esta entidade reguladora.

IV.3.3 Juros sobre obras em andamento

97. A Resolução ARSP nº 084/2025 autoriza a inclusão dos juros sobre obras em andamento (JOA) no cálculo da margem média de distribuição. O item 37 da seção IV dessa norma estabelece o seguinte:

37. A BRRB, bem como a BRRL, avaliada no momento da RTO, será projetada 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.

98. Quanto ao seu cálculo, o contrato de concessão e a Resolução ARSP nº 80/2024, seção V, estabelecem que o cálculo do JOA levará em consideração o custo de capital definido pela metodologia WACC, proporcional ao período de sua execução. Os prazos de execução são determinados pela referida resolução para as redes de distribuição e estações, estabelecidos em 12 meses.

99. No arquivo Excel 'Anexo I. Planilha com dados solicitados', a concessionária informou os JOA estimados associados ao plano de investimentos referente aos anos 6 a 10. A Tabela 24 detalha os montantes dos JOA incorporados pela concessionária na BRR do 2º ciclo tarifário:

Tabela 24: JOA informado pela ES Gás, em R\$ Out 24.

Ativo	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Estações de Transferência de Custódia - ETC	162.618	283.363	501.494	395.656	703.869
Estações de Controle de Pressão	247.617	437.943	669.941	613.771	225.752
Rede de Distribuição - RD	2.682.940	3.171.340	3.792.053	4.369.623	4.634.854
Total	3.093.175	3.892.646	4.963.488	5.379.050	5.564.474

Fonte: Anexo I. Planilha com dados solicitados

IV.3.4 Depreciação

100. A concessionária calculou a depreciação dos seguintes itens:

- i) BRR Inicial (até julho de 2024);
- ii) investimentos no ano 5; e
- iii) os investimentos do Plano de Negócios dos anos 6 a 10.

101. Após envio da memória de cálculo pela ES Gás, foram aplicados dois critérios diferentes para a Base Blindada – ativos até agosto de 2020 e a Base Incremental – ativos adquiridos entre agosto de 2020 e julho de 2024:

- **Base Blindada (BB):** todos os ativos são depreciados à taxa de 4% ao ano (vida útil de 25 anos), com exceção dos “Terrenos e Servidões”, que não sofrem depreciação.
- **Base Incremental (BI):** utiliza-se o prazo contratual para determinar a taxa de depreciação de cada ativo. A vida útil considerada por ativo corresponde ao número de anos entre a data de aquisição e o término do contrato (31/07/2045).

102. Nos termos do art. 82 da Resolução nº 080/2024, as conversões concluídas até o segundo ciclo tarifário – o que inclui a base blindada e a base incremental do primeiro ciclo – devem adotar taxa de depreciação correspondente a vida útil de 5 (cinco) anos, em substituição ao prazo contratual anteriormente utilizado.

103. Nesse sentido, em atendimento à previsão regulamentar, as depreciações calculadas para os **investimentos realizados até o ano 5** consideram: (i) prazo de vida útil de 5 anos para os ativos de conversão, com taxa de depreciação de 20% ao ano; e (ii) vida útil de 20 anos para os demais ativos, considerando os anos remanescentes até o término do contrato de concessão, com taxa de depreciação de 5% ao ano. Esses cálculos estão em conformidade com a cláusula 11.6 do contrato, que determina que, à exceção da outorga, a BRRB deve ser depreciada e amortizada no prazo contratual até a edição de regulamento.

104. Com a edição da Resolução ARSP nº 080/2024, foram definidas novas taxas de amortização, com vigência a partir de 1º de agosto de 2025, nos termos do art. 80, §2º, ressalvados os prazos específicos aplicáveis aos ativos de conversão e a regra contratual relativa à outorga. Assim, as vidas úteis consideradas para a depreciação dos investimentos realizados entre os anos 6 e 10 têm como referência aquelas estabelecidas pela referida resolução, conforme reprodução na figura a seguir:

Figura 5: Vidas úteis por ativo.

Tipo de Ativo	Prazo
Ativos de conversão	5 anos
Estações de Transferência de Custódia - ETC	Vigência contratual
Estações de Controle de Pressão	Vigência contratual
Estações de Odorização	Vigência contratual
Edificações	Vigência contratual
Linha principal do Sistema de Distribuição - LPD	Vigência contratual
Rede de Distribuição - RD	Vigência contratual
Ramais	Vigência contratual
Medidores	10 anos
Conjunto de Regulagem e Medição - CRM	10 anos
Sistema de Proteção Catódica da Tubulação	Vigência contratual
Sistema de Supervisão e Controle	5 anos
Sistema de Comunicação Local	10 anos
Direitos, Marcas e Patentes, excluindo outorga	0
Fibra ótica	10 anos
Móveis, Utensílios e Equipamentos em Geral	10 anos
Sistema de Proteção e Combate a Incêndio	10 anos
Terrenos	0
Urbanização e Benfeitorias	Vigência contratual
Veículos e Equipamentos de Transporte	5 anos
Equipamentos de Oficina e Laboratório	10 anos
Equipamentos de TI e Softwares	5 anos

105. Para os ativos cuja vida útil corresponde à vigência contratual, a ES Gás propôs uma depreciação semelhante à adotada na Base Incremental, com prazos variáveis até o término da concessão. No entanto, foram identificadas inconsistências nos cálculos do modelo, e as vidas úteis foram ajustadas de modo a assegurar que a totalidade dos ativos esteja integralmente depreciada até o fim da vigência contratual.

106. No que se refere aos ativos de conversão, a ARSP ajustou a depreciação proposta pela ES Gás, adotando a vida útil de cinco anos estabelecida na Resolução nº 080/2024, considerando que as conversões incluídas na Base Blindada e na Base Incremental já continham parcela de depreciação remunerada pela margem média definida no primeiro ciclo, a qual havia sido estimada com base em uma vida útil correspondente ao prazo remanescente da concessão.

107. A evolução da depreciação para o 2º ciclo é apresentada na tabela a seguir:

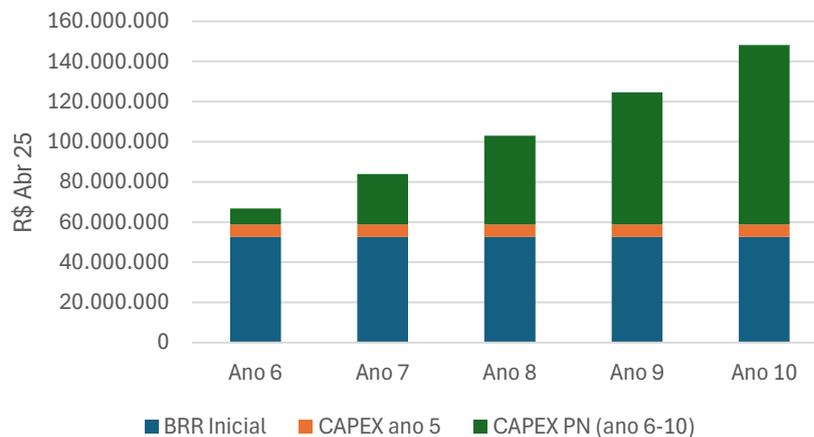
Tabela 25: Evolução da depreciação anual para o 2º ciclo

R\$ abril/25	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
D&A anual	66.752.919	83.975.296	103.020.423	124.651.621	148.113.475
BRR Inicial	52.613.779	52.613.779	52.613.779	52.613.779	52.613.779
CAPEX ano 5	6.188.276	6.188.276	6.188.276	6.188.276	6.188.276
CAPEX PN (ano 6-10)	7.950.864	25.173.242	44.218.368	65.849.566	89.311.420
D&A acumulada	293.988.323	377.963.620	480.984.042	605.635.663	753.749.138
BRR Inicial	279.849.183	332.462.961	385.076.740	437.690.518	490.304.297
CAPEX ano 5	6.188.276	12.376.553	18.564.829	24.753.105	30.941.381
CAPEX PN (ano 6-10)	7.950.864	33.124.106	77.342.473	143.192.039	232.503.459

Fonte: Elaboração própria

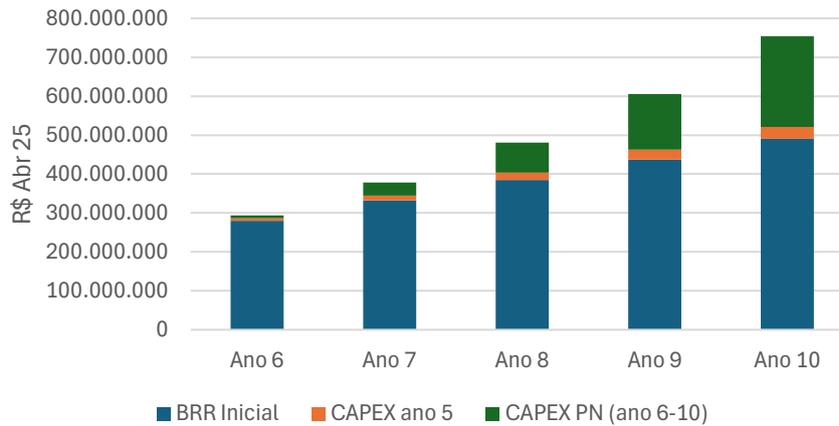
108. Graficamente, a evolução nos anos 6 a 10 é apresentada nas figuras a seguir, respectivamente para as depreciações anuais e acumuladas:

Figura 3: Depreciação anual durante o 2º ciclo tarifário.



Fonte: Elaboração própria

Figura 4: Depreciação acumulada durante o 2º ciclo tarifário.



Fonte: Elaboração própria

IV.3.5 Evolução da BRR

109. A tabela a seguir apresenta a evolução da BRR para o 2º ciclo tarifário. O cálculo considerou a BRR Inicial, o CAPEX incremental no ano 5 e os investimentos previstos para o período do ano 6 ao ano 10:

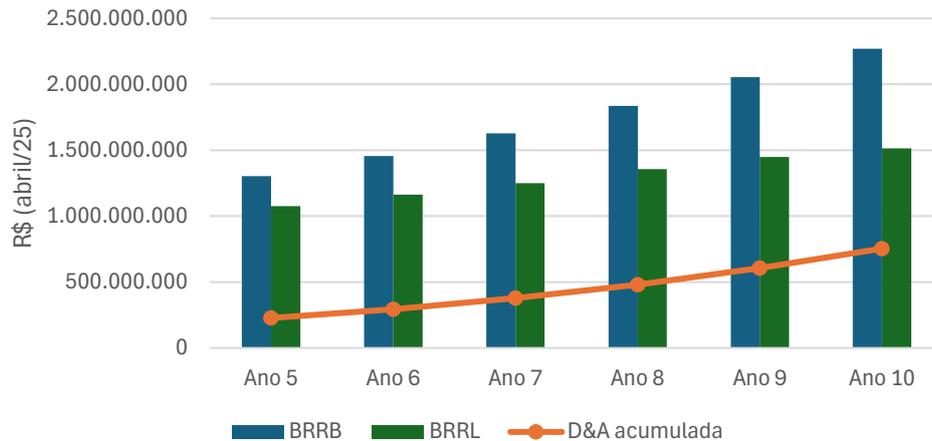
Tabela 26: Evolução da BRR para o 2º ciclo tarifário.

R\$ Abr 25	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
BRRB	1.302.634.723	1.456.762.289	1.627.005.080	1.837.067.187	2.054.565.211	2.268.525.823
BRR Inicial	1.202.622.431	1.202.622.431	1.202.622.431	1.202.622.431	1.202.622.431	1.202.622.431
CAPEX ano 5	100.012.291	100.012.291	100.012.291	100.012.291	100.012.291	100.012.291
CAPEX PN (ano 6-10)	-	154.127.567	324.370.357	534.432.464	751.930.489	965.891.100
D&A acumulada	227.235.404	293.988.323	377.963.620	480.984.042	605.635.663	753.749.138
BRR Inicial	227.235.404	279.849.183	332.462.961	385.076.740	437.690.518	490.304.297
CAPEX ano 5	-	6.188.276	12.376.553	18.564.829	24.753.105	30.941.381
CAPEX PN (ano 6-10)	-	7.950.864	33.124.106	77.342.473	143.192.039	232.503.459
BRRL	1.075.399.318	1.162.773.966	1.249.041.460	1.356.083.145	1.448.929.548	1.514.776.685
BRR Inicial	975.387.027	922.773.248	870.159.470	817.545.691	764.931.913	712.318.134
CAPEX ano 5	100.012.291	93.824.015	87.635.739	81.447.463	75.259.186	69.070.910
CAPEX PN (ano 6-10)	-	146.176.703	291.246.252	457.089.991	608.738.449	733.387.641

Fonte: Elaboração própria

110. A figura a seguir apresenta a evolução da BRR Bruta, das depreciações acumuladas e da BRR Líquida.

Figura 5: Evolução da BRR (R\$ Abr 25)



Fonte: Elaboração própria

IV.3.6 Capital de Giro

111. Conforme estabelecido na Resolução ARSP nº 084/2025, a concessionária apresentou o documento “Estudo sobre Necessidade de Capital de Giro” (NCG). O documento teve como objetivo justificar a inclusão do capital de giro na margem média. O normativo dispõe que:

(...)

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

50. 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.

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

(...)

112. No documento, a ES Gás indicou que, a partir de 2023, a necessidade de capital de giro (NCG) virou de negativo a positivo, produto da migração de usuários ao mercado livre.

113. A partir dessa premissa e considerando a metodologia estabelecida na Resolução ARSP nº 084/2025, a ES Gás propôs uma necessidade de capital de giro unitária (NCGu) de R\$ 0,1642/m³, obtida a partir dos dados do balanço patrimonial do mês de janeiro de 2025.

Figura 6: Estimativa da NCGu apresentada pela ES Gás.

Cálculo do NCGu (Base jan/25)	
Ativo Circulante Operacional R\$ (AC)	
R\$ 171 649 223,33	
Passivo Circulante Operacional R\$ (PC)	
R\$ 75 267 480,70	
Volume distribuído em m³ ano (anualizado) (V)	
586 973 931	
$NCGu=(AC-PC)/(V)$	
NCGu (R\$/m³)	
0,1642	

Fonte: Estudo sobre Necessidade de Capital de Giro (NCG)

114. Em análise, não se considera adequado que a NCGu seja definida a partir de um balanço patrimonial parcial não consolidado.

115. Portanto, conforme definido no artigo 51 da Resolução ARSP nº 084/2025, a ARSP estimou o montante anual do NCGu baseado na metodologia detalhada na seção “VI. DA NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO” dessa norma.

116. Para estimar a necessidade de capital de giro unitária, ARSP analisou os balanços patrimoniais do período 2021 a 2024, apresentados na Tabela :

Tabela 27: Composição de ativo circulante e passivo circulante 2021-2024

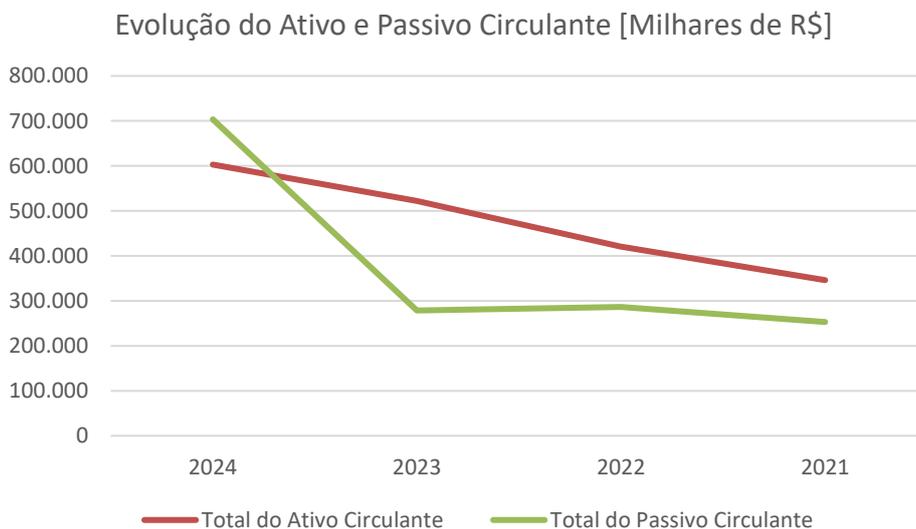
	2024	2023	2022	2021
Em milhares de Reais - R\$				
Ativo Circulante				
Caixa e equivalentes de caixa	22.520	97.804	186.040	107.361
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	281.597	200.000	5.563	4.988
Consumidores/Clientes a receber	72.366	132.241	132.461	162.248
Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos	102.312	-	-	-
Estoques	18.449	15.195	10.405	9.608
Tributos a recuperar	96.880	76.031	84.054	57.695
Outros créditos	8.774	1.081	969	3.828
Despesas antecipadas			804	337
Ativos destinados para alienação			274	
Total do Ativo Circulante	602.898	522.352	420.570	346.065
Passivo Circulante				
Circulante				
Fornecedores	103.700	182.062	196.287	176.247
Empréstimos e financiamentos	536.657	9.891	157	

Impostos e contribuições sociais	11.146	28.833	39.761	45.628
Obrigações estimadas	757	0	2.144	1.118
Passivos financeiros setoriais	4.355	4.518		
Instrumentos financeiros e gerenciamento	32.231	46.465	39.592	22.264
Adiantamento de Clientes	5.074	540	4.351	3.829
Arrendamentos operacionais	100	644	689	636
Outros passivos	9.432	5.717	3.091	3.231
Total do Passivo Circulante	703.452	278.670	286.072	252.953

Fonte: Balanços Patrimoniais da concessionária.

117. Como é possível visualizar na Figura 7, entre 2021 e 2023, o ativo circulante supera o passivo circulante. Já em 2024, em razão do aumento na conta “Empréstimos e financiamentos”, o passivo circulante supera o ativo circulante.

Figura 7: Evolução do ativo e passivo circulante da concessionária período 2024-2021.



Fonte: Balanços Patrimoniais da concessionária.

118. A Resolução ARSP nº 084/2025 estabelece que a NCGu deve ser estimada como a diferença entre as receitas operacionais e as despesas operacionais do ativo e passivo circulante:

72. 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:

ΔCG_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 $i - 1$.

119. Nesse sentido, foram consideradas as contas a seguir:

Ativo Circulante:

- Consumidores/Clientes a receber;
- Estoques;
- Tributos a recuperar.

Passivo Circulante:

- Fornecedores;
- Impostos e contribuições sociais;
- Adiantamento de Clientes.

120. A partir das contribuições recebidas na Consulta Pública ARSP nº 06/2025 e a resposta da concessionária aos pedidos de esclarecimentos encaminhados por este regulador, a agência identificou a necessidade de estimar o capital de giro considerando os efeitos da migração dos usuários industriais ao mercado livre.

121. Isso se deve ao fato de que, antes dessa migração, alguns desses usuários industriais possuíam regime de faturamento quinzenal, o que resultava no recebimento parcial das faturas ainda durante o mês de fornecimento. Ou seja, a concessionária contava com ingressos financeiros em prazo reduzido, antecipando parte da receita mensal.

122. Com a migração, os prazos de recebimento desses usuários foram alongados, impactando a relação entre ativos e passivos circulantes utilizada para o cálculo da necessidade de capital de giro.

123. Após considerar esse impacto, ARSP estimou a necessidade do capital de giro unitário a partir dos dados das demonstrações financeiras da concessionária do ano de 2024:

Tabela 28: Ativo circulante operacional e Passivo circulante operacional do ano 2024.

Cálculo do NCGu (R\$ Abr 25) ⁷	2024
Ativo Circulante Operacional R\$ Abr 25	197.265.633
Passivo Circulante Operacional R\$ Abr 25	126.034.762
Volume distribuído em m ³ ano (V)	690.879.000
$NCG\ u=(AC-PC)/(V) - (R\$ Abr 25/m^3)$	0,1031

Fonte: Elaboração própria a partir da informação dos balanços patrimoniais

124. Conforme apresentado acima, a NCG definida pela ARSP para o 2º ciclo tarifário é de R\$ -0,1031/m³ a preços de abril de 2025.

IV.3.7 Taxa de Custo de Capital

125. A Taxa de custo de capital a ser aplicada no 2º Ciclo Tarifário é de 8,65%. O detalhamento do cálculo e os parâmetros empregados estão apresentados na Tabela .

⁷ A partir do indicado na Resolução ARSP nº 84/2025 os valores foram ajustados por IPCA

Tabela 29: Taxa WACC Resultante ARSP-ES 2025

Custo de Capital Proprio	%	Descrição	Fonte	Período
Taxa livre de risco	4,75%	Média dos Títulos do Tesouro dos Estados Unidos a 10 anos (UST-10)	yahoo finance	Jan/1928 a Dez/2024
Beta avalancado atividade distribuição GN	0,98			
Beta desavalancado empresas de EUA	0,64	Beta do setor "Oil/Gas Distribution"	Damodaran	Média 2024-2015
Estrutura de capital (D/E)	79%	Estrutura de capital do setor distribuição de gás (empresas comparáveis) ponderado pelo ativo	Relatório Adm Dist Gás Brasil	5 anos - 2020 a 2024
Taxa de impostos	34%	Aliquota Receita Federal (IR + CSLL)	Receita Federal	Atual
Prêmio de risco de mercado	6,93%			
Retorno Médio do Mercado	11,68%	Média dos retornos do índice SP500	Princeton University	Jan/1928 a Dez/2024
Risco País	3,88%	Média EMBI + Brasil (ate jun 2024 completado com EMBIG)	Ipeadata	Jan/2000 a Dez/2024
CAPM	15,41%			
Custo da dívida	%			
Taxa livre de risco	4,75%	Média dos Títulos do Tesouro dos Estados Unidos a 10 anos (UST-10)	yahoo finance	Jan/1928 a Dez/2024
Risco de crédito	0,51%	Diferença entre Debêntures Corporativos emitidos por empresas do setor de infraestrutura de distribuição (Gás natural, energia elétrica e saneamento) e Bônus Soberanos Brasil (NTN)	ANBIMA	mar-25
Risco País	3,88%	Média EMBI + Brasil ate jun 2024 completado ate dezembro 2024 com EMBIG	Ipeadata	Jan/2000 a Dez/2024
Custo da dívida	9,14%			
WACC				
Estrutura de capital (D/A)	44,26%	Estrutura de capital do setor distribuição de gás (empresas comparáveis) ponderado pelo ativo	Relatório Adm Dist Gás Brasil	5 anos - 2020 a 2024
WACC (Nominal) DDI	11,26%			
WACC (Nominal) ADI	17,06%			
Inflação EUA	2,40%	Média da inflação projetada	FMI, White house e	Projeção atual
WACC (REAL) DDI	8,65%			
WACC (REAL) ADI	13,11%			

Fonte: Elaboração Própria

126. O detalhamento do cálculo do custo de capital está apresentado na Nota Explicativa e na planilha de memória de cálculo disponibilizadas como parte da Consulta Pública ARSP nº 06/2025.

IV.4 Custos e despesas operacionais

127. Os custos e despesas operacionais correspondem aos custos de Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros e Outros (PMSO) relativos à atividade de distribuição de gás canalizado regulada.

128. A Tabela apresenta as projeções dos custos e despesas operacionais da concessionária:

Tabela 30: PMSO proposto pela ES Gás

Tipo	OPEX MSO (R\$ MM)				
	Ano 06 2025/26	Ano 07 2026/27	Ano 08 2027/28	Ano 09 2028/29	Ano 10 2029/30
Pessoal	45,3	46,6	47,5	48,7	49,2
MSO	45,5	55,5	67,6	76,3	86,1
Taxa de fiscalização	3,9	4,0	4,1	4,7	4,8
Total	94,7	106,1	119,2	129,8	140,1

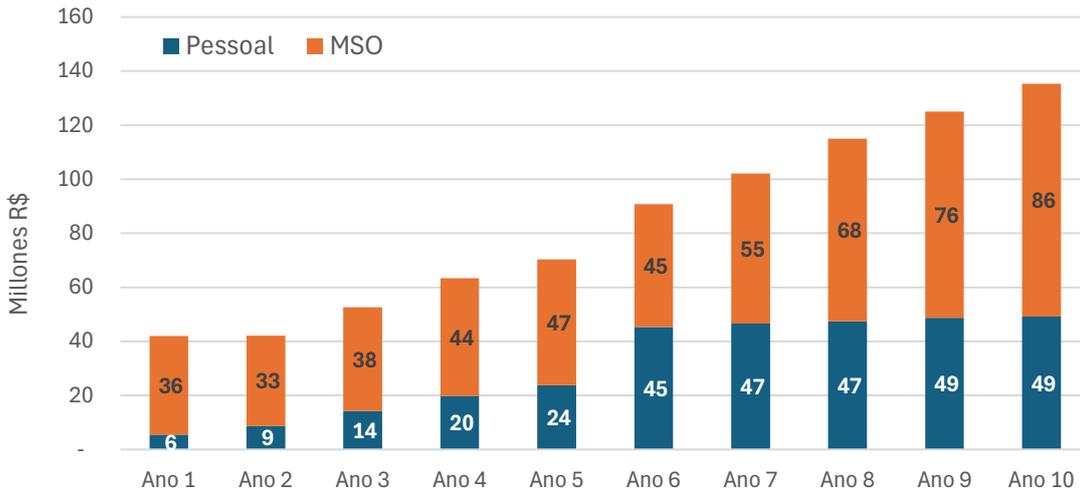
Fonte: ES_Gás_-_Plano_de_Negocios_para_o_Segundo_Ciclo_Tarifario_final

129. A ARSP avaliou a proposta de custos PMSO apresentados pela concessionária, procurando estabelecer um nível razoável de acordo com as características e tamanho da concessionária.

130. A trajetória dos custos PMSO proposto pela ES Gás, para o 2º ciclo tarifário, apresenta um crescimento médio de 14,2% a.a., em relação ao valor do último ano regulatório do 1º ciclo tarifário.

131. O incremento dos custos PMSO é impulsionado pelo aumento das despesas de pessoal no ano 6, e as despesas MSO (materiais, serviços de terceiros e outros custos operacionais) nos anos seguintes. A figura 11 a seguir ilustra esse cenário:

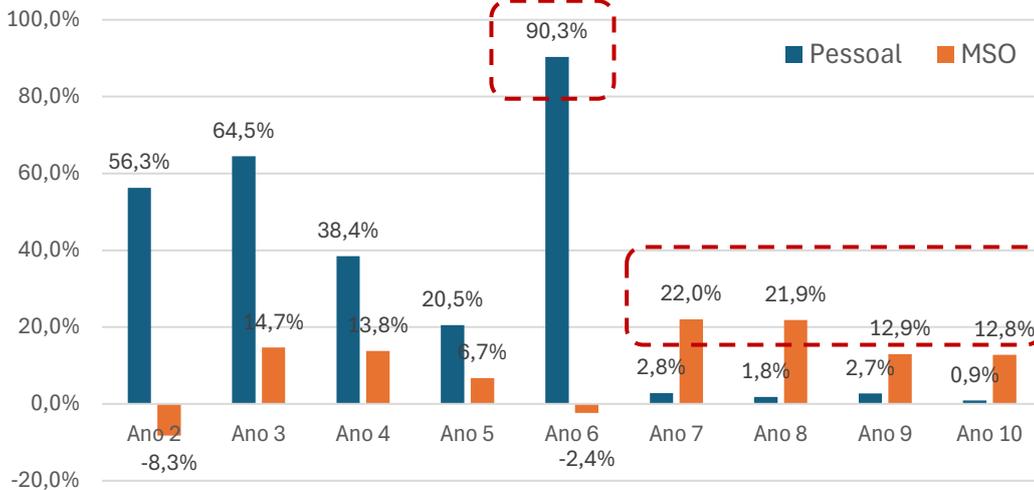
Figura 8: Evolução PMSO - ES Gás [R\$ Out 24]



Fonte: Elaboração própria

132. Como é possível verificar na figura a seguir, as despesas de pessoal apresentam um incremento do 90% entre os anos 5 e 6, cujo crescimento desacelera nos anos seguintes. As despesas MSO tem incrementos de 22% nos anos 7 e 8, e 13% nos anos 9 e 10.

Figura 9: Variação Anual de PMSO [%]

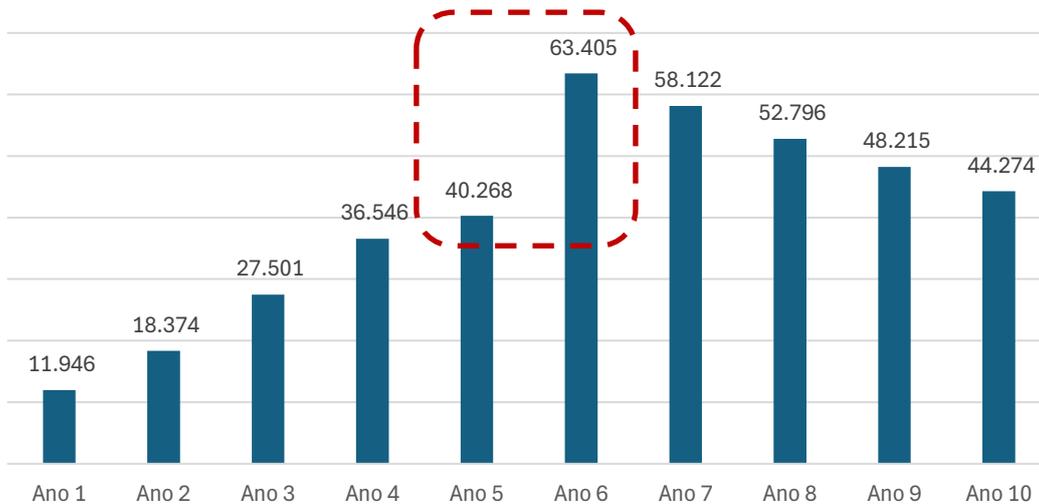


Fonte: Elaboração própria

133. Como o aumento dos custos propostos pela concessionária pode corresponder ao incremento na extensão de rede e a quantidade de usuários, a ARSP estimou os custos unitários de Pessoal e MSO por quilômetro de rede e usuários.

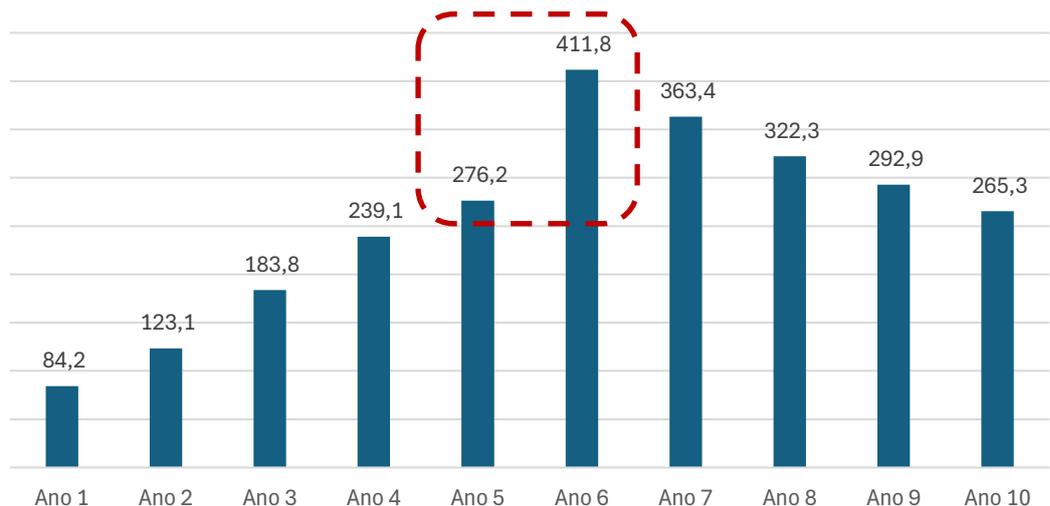
134. Como é possível visualizar nas Figura 10 e Figura 11, os indicadores de custos pessoal por usuário e quilômetro de rede apresentam incremento de 50% entre os anos 5 e 6. Posteriormente os indicadores de custos unitários de pessoal possuem uma tendência decrescente, devido ao forte crescimento dos usuários e a extensão de rede.

Figura 10: Evolução indicador Custos de Pessoal/Ext. Rede [R\$ Out24/km]



Fonte: Elaboração própria

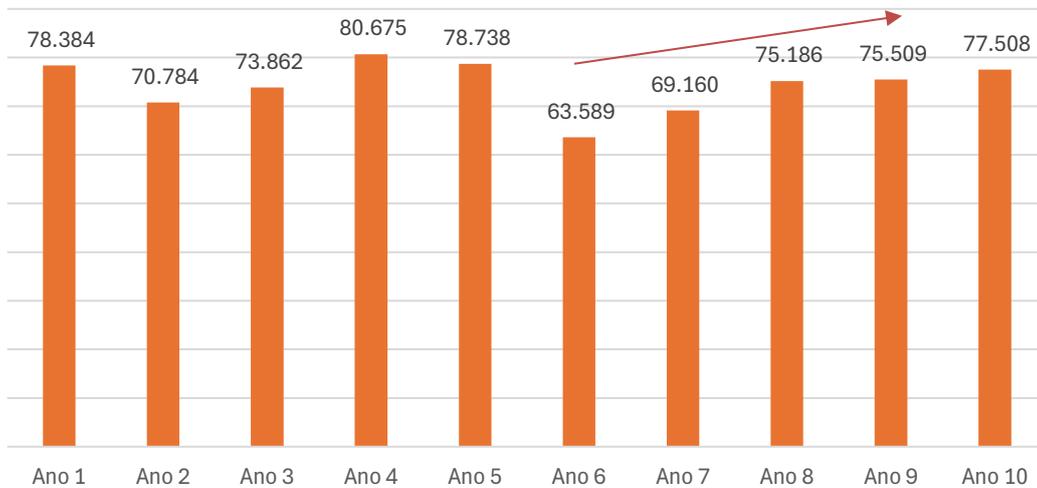
Figura 11: Evolução indicador Custos de Pessoal/Usuário [R\$ Out 24/Usuário]



Fonte: Elaboração própria

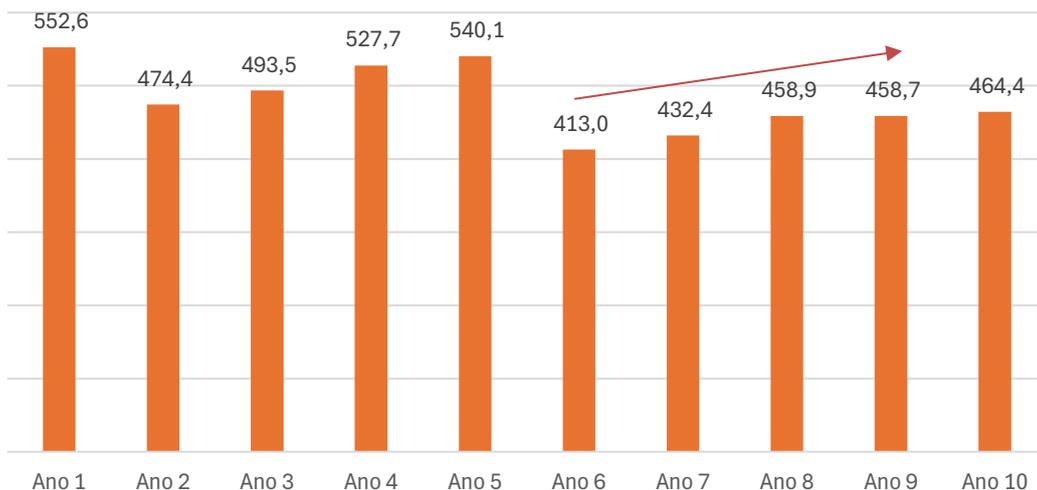
135. Os indicadores de custos MSO por quilômetro de rede e a quantidade de usuários apresentam uma queda no ano 6, para posteriormente aumentar até atingir níveis históricos, conforme demonstrados nas figuras a seguir:

Figura 12: Evolução indicador Custos MSO/Ext. Rede [R\$ /Km]



Fonte: Elaboração própria

Figura 13: Evolução indicador Custos MSO/Usuário [R\$ /Usuário]



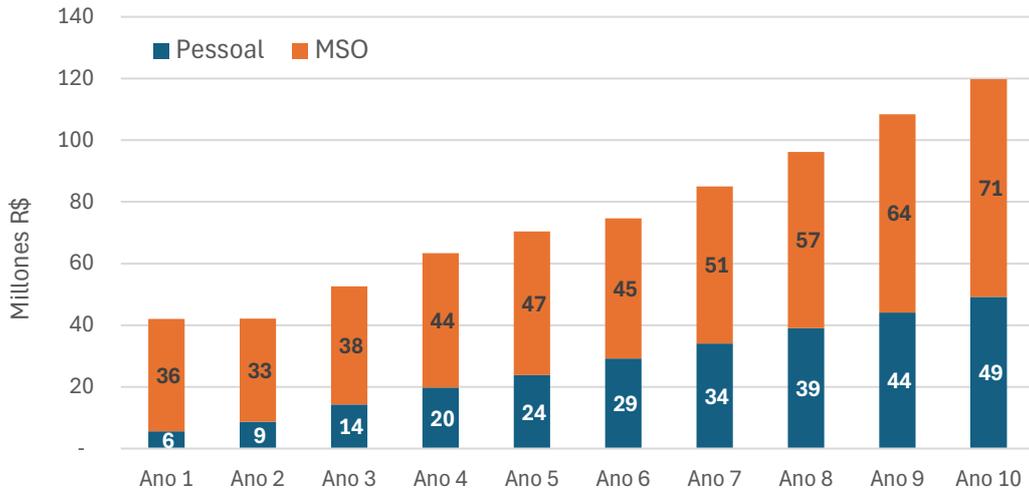
Fonte: Elaboração própria

136. A partir da avaliação da evolução dos indicadores de custos unitários, a ARSP ajustou a projeção dos custos de PMSO apresentados pela concessionária, incorporando uma gradualidade no crescimento das despesas de pessoal e uma redução na projeção dos custos de MSO, de modo a garantir a alocação de um OPEX eficiente no segundo ciclo tarifário.

137. As despesas de pessoal foram projetadas gradualmente segundo a evolução da quantidade de usuários, até atingir o montante proposto pela concessionária no ano 10. Os custos de MSO foram projetados a partir do custo unitário MSO por quilômetro de rede definido pela concessionária no ano 6.

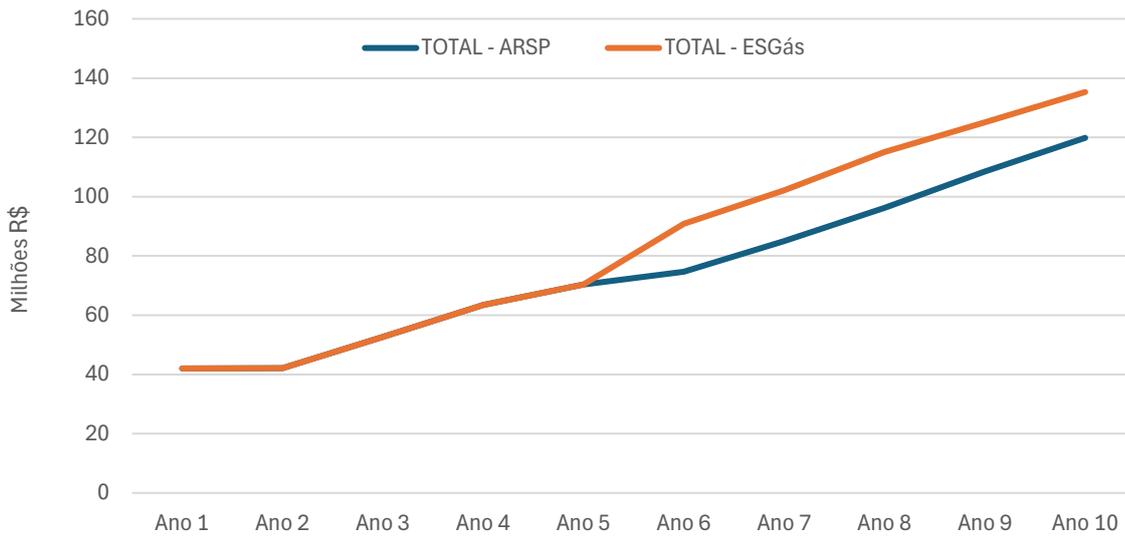
138. A Figura 14 apresenta a projeção dos custos de PMSO:

Figura 14: Evolução PMSO - ARSP [R\$]



Fonte: Elaboração própria

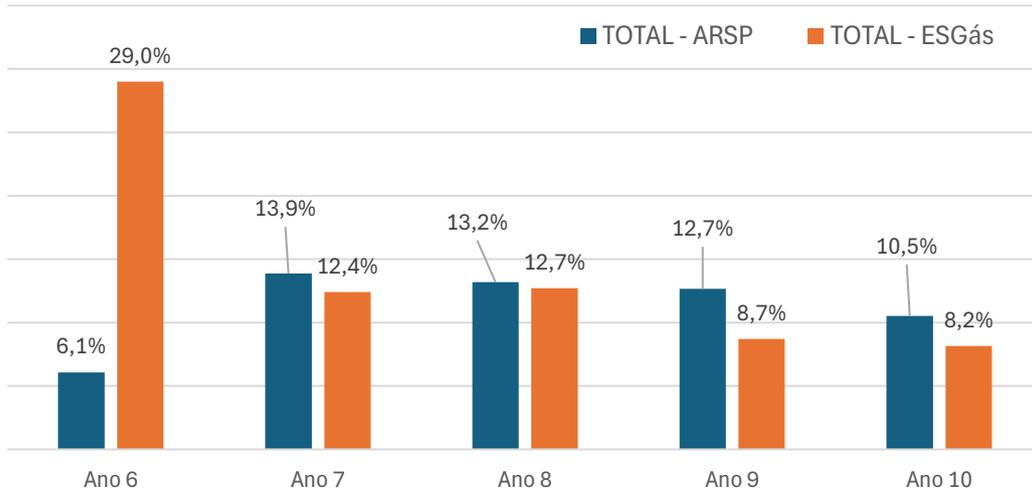
Figura 15: Comparativa da projeção de custos PMSO ES Gás e ARSP



Fonte: Elaboração própria

139. Conforme ilustrado na Figura 19, a alocação dos custos de PMSO realizada por esta entidade reguladora apresenta um crescimento percentual menor do que a proposta de custos da ES Gás no ano 6, com crescimento superior nos anos seguintes, transferindo parcialmente o impacto da variação concentrada no primeiro ano para os anos seguintes, conforme a abordagem adotada por esta análise.

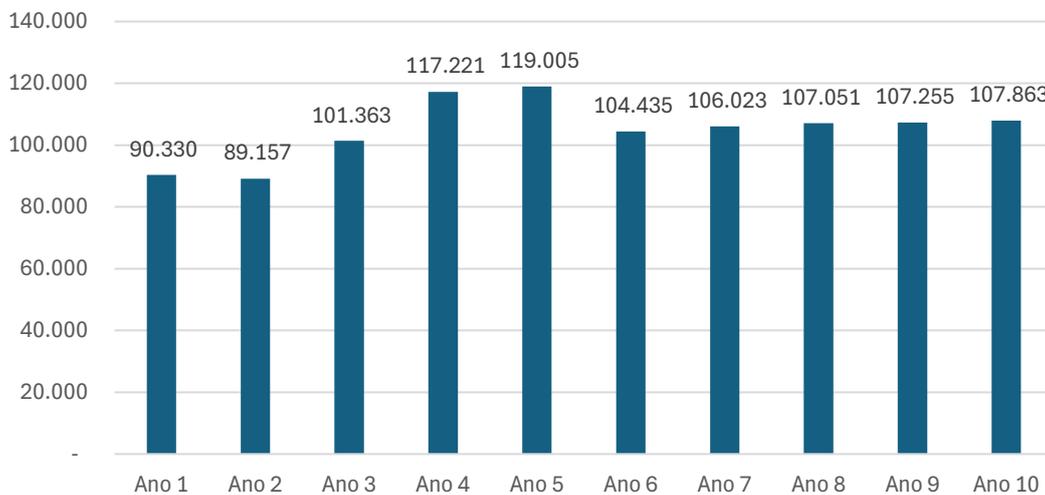
Figura 16: Variação Anual de PMSO [%]



Fonte: Elaboração própria

140. Como pode ser observado na Figura 20, o indicador de custo de PMSO por quilômetro de rede projetado para o 2º ciclo tarifário varia entre R\$ 104.435/km e R\$ 107.863/km. Esses valores são inferiores aos níveis máximos históricos, registrados nos anos 4 e 5, de R\$ 117.221/km a R\$ 119.005/km respectivamente. Porém, são superiores aos observados nos anos anteriores.

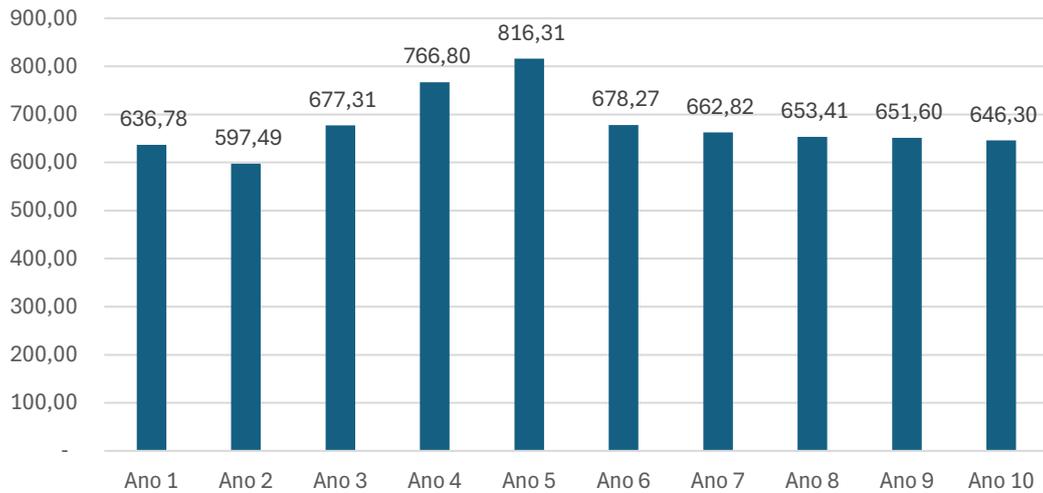
Figura 17: Evolução indicador PMSO/Ext. Rede – ARSP [R\$ Out24/km]



Fonte: Elaboração própria

141. A Figura 18 apresenta a evolução do indicador de custo unitário de PMSO por usuário. Os valores de custos unitários por usuário para o 2º ciclo tarifário são superiores ao mínimo de R\$ 597,49/usuário registrado no ano 2, e inferior ao máximo de R\$ 816,31/usuário previsto para o ano 5.

Figura 18: Evolução indicador PMSO/Usuário – ARSP [R\$ Out24/Usuário]



Fonte: Elaboração própria

IV.5 Outros Custos

IV.5.1 Taxa de Fiscalização

142. O cálculo da taxa de regulação e fiscalização dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado (TRG) foi realizado segundo a metodologia definida, que observa a previsão do art. 10 da Lei nº 7.860/2004:

$$TRG = G \times VRTE$$

Onde:

- G = 0,125% do volume mensal movimentado no sistema de distribuição (em m³ de gás canalizado);
- VRTE = Valor de Referência do Tesouro Estadual.

143. Para o cálculo da margem média do 2º ciclo tarifário foi adotado o VRTE = R\$ 4,7175/m³.

144. A Tabela apresenta a projeção da taxa de regulação e fiscalização para o 2º ciclo tarifário:

Tabela 31: Projeção da taxa de regulação e fiscalização

	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Taxa de fiscalização [R\$ abril 25]	4.169.385	4.302.889	4.403.913	5.099.550	5.231.218

Fonte: Elaboração própria

IV.5.2 Gastos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

145. A partir do que estabelece o item 83 da seção VIII.3 da Resolução ARSP nº 084/2025, os gastos em pesquisa e desenvolvimento foram estimados como 0,25% da Receita Requerida. A Tabela apresenta o valor projetado para esses gastos:

Tabela 32: Projeção dos gastos em pesquisa e desenvolvimento

	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
P&D [R\$ abril 25]	875.371	878.908	899.142	1.038.482	1.064.856

Fonte: Elaboração própria

146. Segundo o indicado no contrato de concessão e na Resolução ARSP nº 084/2025, esse montante deve ser aplicado em projetos voltados à inovação, ao aprimoramento de produtos e serviços, ou à melhoria dos processos e usos finais do gás canalizado. Os projetos devem contemplar a alocação de recursos humanos e financeiros, sendo propostos pela concessionária e submetidos à homologação pela agência reguladora.

IV.5.3 Receitas Irrecuperáveis

147. No documento “Estudo sobre Receitas Irrecuperáveis conforme determina o artigo 89 da Resolução 084/2025 da ARSP” a ES Gás apresentou a projeção das receitas irre recuperáveis.

148. No cálculo, a ES Gás estimou o nível eficiente de inadimplência utilizando o método da curva de envelhecimento da fatura, também conhecido como curva de “aging”, avaliando a base de faturamento pendente dos últimos 36 meses.

149. O percentual regulatório proposto pela concessionária é de **0,028%**.

150. As tabelas a seguir apresentam os valores estimados pela concessionária para as duas datas de referência (02/2025 e 02/2024):

Tabela 33: Estimação do nível de inadimplência data base fevereiro 2025

SEGMENTO	média 12 meses - 28/02/2025		
	1	2	3
	2024	2023	2022
Residencial - Individual	1,80%	1,17%	0,63%
Residencial - Coletivo	0,19%	0,00%	0,00%
Comercial	1,01%	0,45%	0,47%
GNV	0,42%	0,14%	0,00%
Industrial	0,00%	0,00%	0,00%
Cogeração	0,00%	0,00%	0,00%
Climatização	0,72%	0,00%	0,00%
Matéria prima	0,00%	0,00%	0,00%
Média Ponderada Realidade de faturamento atual	0,117%	0,044%	0,024%

Fonte: Estudo sobre Receitas Irrecuperáveis de ES Gás

Tabela 34: Estimação do nível de inadimplência data base fevereiro 2024

SEGMENTO	média 12 meses - 28/02/2024		
	1	2	3
	2023	2022	2021
Residencial - Individual	3,38%	0,88%	0,81%
Residencial - Coletivo	0,20%	0,00%	0,00%
Comercial	1,47%	0,53%	0,67%

GNV	0,75%	0,00%	0,00%
Industrial	0,12%	0,00%	0,00%
Cogeração	0,00%	0,00%	0,00%
Climatização	0,00%	0,50%	0,00%
Matéria prima	0,00%	0,00%	0,00%
Média Ponderada Realidade de faturamento atual	0,281%	0,028%	0,032%

Fonte: Estudo sobre Receitas Irrecuperáveis de ES Gás

151. A Tabela apresenta o valor proposto pela concessionária obtido como a média dos valores para as duas datas de referência:

Tabela 35: Estimação do nível eficiente de inadimplência proposta pela ES Gás

SEGMENTO	media 12 meses		
	1	2	3
	m-1 para m-12	m-13 para m-24	m-25 para m-36
Residencial - Individual	2,59%	1,02%	0,72%
Residencial - Coletivo	0,19%	0,00%	0,00%
Comercial	1,24%	0,49%	0,57%
GNV	0,58%	0,07%	0,00%
Industrial	0,06%	0,00%	0,00%
Cogeração	0,00%	0,00%	0,00%
Climatização	0,36%	0,25%	0,00%
Matéria prima	0,00%	0,00%	0,00%
Média Ponderada Realidade de faturamento atual	0,199%	0,036%	0,028%

Fonte: Estudo sobre Receitas Irrecuperáveis de ES Gás

152. Após desenvolver cálculos adicionais a partir das informações fornecidas pela concessionária, optou-se por adotar a média ponderada proposta pela ES Gás, de 0,028%.

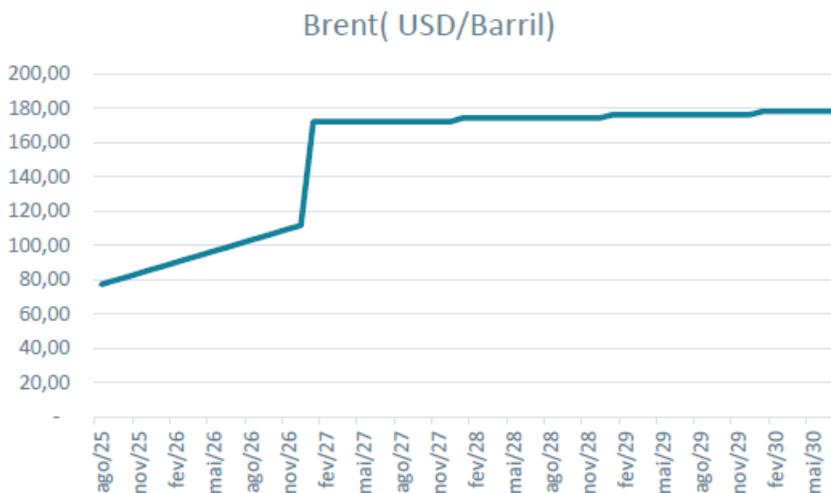
153. O documento “Estudo sobre Receitas Irrecuperáveis conforme determina o artigo 89 da Resolução 84/2025 da ARSP” também incluiu a projeção do custo de aquisição baseado na estrutura atual dos contratos de compra da molécula pela ES Gás aprovado pela ARSP nas tarifas, mas estimando os valores futuros do preço do petróleo e a taxa de câmbio (USD/R\$).

154. Para a projeção do preço da molécula de gás, a ES Gás informou ter utilizado como referência o relatório Short-Term Energy Outlook, publicado pela Energy Information Administration (EIA) em março de 2025. Com base nesse documento, foram definidos os seguintes valores para o barril do Brent:

- US\$/barril 172 para 2027
- US\$/barril 175 para 2028
- US\$/barril 176 para 2029
- US\$/barril 178 para 2030

155. Essas projeções são apresentadas na Figura 19.

Figura 19: Preço do barril de Brant ago/25-mai/30



Fonte: Estudo sobre Receitas Irrecuperáveis de ES Gás

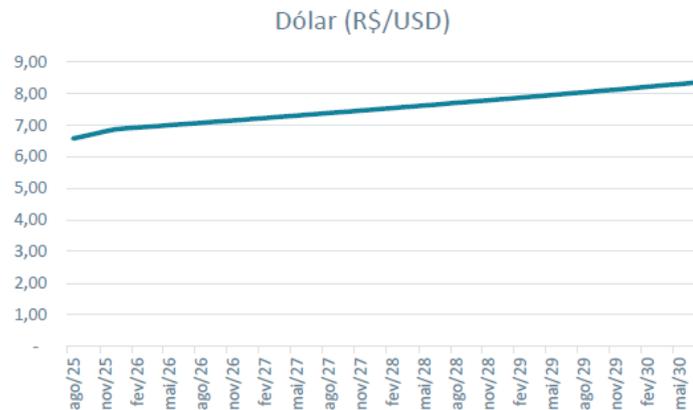
156. Quanto à taxa de câmbio (R\$/USD), a ES Gás mencionou ter considerado as expectativas do mercado divulgadas no Boletim Focus do Banco Central do Brasil, com data de referência em fevereiro de 2025. A partir da análise da distribuição de frequências das expectativas dos agentes, conforme ilustrado na Figura 20, foi adotado o valor de R\$ 6,88 para o ano de 2025 e R\$ 7,18 para o ano 2026. Assim, resultou-se em uma projeção da taxa de câmbio conforme demonstrado também na Figura 21:

Figura 20: Distribuições de Frequência - Taxa de câmbio

Câmbio	2025			2026			
	frequências relativas (%)			frequências relativas (%)			
4,36 - 4,78	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
4,78 - 5,20	0,0	0,8	0,8	0,0	7,1	10,1	
5,20 - 5,62	10,8	4,2	5,6	18,0	25,9	30,3	
5,62 - 6,04	56,7	51,7	70,4	37,0	50,9	47,9	
6,04 - 6,46	28,3	39,0	20,8	35,0	50,9	47,9	
6,46 - 6,88	3,3	4,2	2,4	8,0	13,4	8,4	
6,88 - 7,30	0,8	0,0	0,0	6,76 - 7,18	1,0	1,8	3,4
7,30 - 7,72	0,0			7,18 - 7,60	1,0	0,9	0,0
				7,60 - 8,02	0,0	0,0	

Fonte: Distribuições de Frequência - Expectativas de Mercado Banco Central Do Brasil Fev 2025

Figura 21: Projeção taxa de câmbio (R\$/USD)



Fonte: Estudo sobre Receitas Irrecuperáveis de ES Gás

157. A ARSP analisou as fontes de informação empregadas pela concessionária na projeção do preço do petróleo e da taxa de câmbio, e identificou valores diferentes aos indicados no documento.

158. A Tabela apresenta a projeção do preço do barril Brent e da taxa de câmbio, empregados pela ARSP para a projeção do custo de aquisição do gás no 2º ciclo tarifário.

159. O preço do barril do Brent foi extraído da projeção EIA “Short-Term Energy Outlook” para os anos 2025 e 2026, mantendo constante o valor para os anos seguintes.

160. A taxa de câmbio foi obtida do documento Focus do Banco Central do Brasil de maio de 2025 para o período até 2028, mantendo constante o último valor para os anos seguintes:

Tabela 36: Preço do Brent e Taxa de câmbio

	Ano 06	Ano 7	Ano 08	Ano 09	Ano 10
Brent (USD/Barril)	67,87	61,48	61,48	61,48	61,48
Câmbio (R\$/US\$)	5,90	5,99	5,90	5,85	5,85

Fonte: EIA “Short-Term Energy Outlook” e Focus do Banco Central do Brasil

161. A Tabela apresenta a projeção do custo de aquisição de gás com impostos para o 2º ciclo tarifário:

Tabela 37: Preço do gás (R\$/ m³)

	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Preço do gás (R\$/m³) com impostos	2,9410	2,8409	2,7954	2,7647	2,7478

Fonte: Elaboração própria

IV.5.4 Perdas Regulatórias

162. Para perdas regulatórias foi definido o valor de zero, considerando:

- i) informações obtidas pelo regulador de que a concessionária possui um histórico favorável no saldo líquido de medição entre volume transportado e distribuído, com as diferenças de faturamento nas medições gerando valores líquidos positivos;

- ii) histórico de imaterialidade de perdas físicas, considerando a idade das redes de distribuição do sistema;
- iii) a indisponibilidade de dados para comparação entre diferentes concessionárias;
- iv) que o valor de perdas para o primeiro ciclo foi também de zero.

IV.6 Outras Receitas

163. No arquivo “Anexo_I_Template_Requerimento_de_informações_1ª_RTO_ES_Gás”, a concessionária informou a projeção das receitas correlatas e acessórias para o 2º ciclo tarifário, prevendo uma receita anual de R\$ 302 mil.

164. Na ausência da apresentação de estudo adequado pela concessionária, na forma da seção X da Resolução ARSP nº 084/2025, a ARSP considerou o compartilhamento de 50% da receita projetada pela concessionária.

165. A tabela a seguir apresenta a receitas correlatas e acessórias ajustadas e o montante anual compartilhado na margem média:

Tabela 38: Receitas correlatas

Ítem	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Receita correlatas e acessórias	R\$ Abr 25	322.602,17	322.602,17	322.602,17	322.602,17	322.602,17
Receita Compartilhada (50%)		161.301,09	161.301,09	161.301,09	161.301,09	161.301,09

Fonte: Elaboração própria

IV.6 Lucro Bruto do Segmento Termoelétrico

166. De acordo com a projeção de demanda do segmento termoelétrico, atualizada para valores monetários de abril de 2025, e considerando o desconto referente à taxa regulatória da ARSP, estimam-se os seguintes valores de lucro bruto anual no horizonte do segundo ciclo tarifário, na forma da tabela a seguir:

Tabela 12: Receita térmicas

Ano Ciclo	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
Receita de margem por ano do ciclo R\$ (data base abril/25)	11.839.928,77	7.059.221,49	7.059.221,49	7.059.221,49	7.059.221,49
TAXA ARSP (R\$)	260.364,56	250.219,65	250.905,18	250.219,65	250.219,65
LUCRO BRUTO Segmento Termoelétrico LBst (R\$)	11.579.564	6.809.002	6.808.316	6.809.002	6.809.002

IV.7 Ajustes Compensatórios

IV.7.1 Plano de Investimentos

167. A partir do estabelecido no artigo 18 da Resolução ARSP nº 084/2025, a ARSP comparou os investimentos efetivamente desenvolvidos pela concessionária com os investimentos aprovados no cálculo da margem média do 1º ciclo tarifário.

168. As Figura 22 e 26 apresentam as quantidades físicas e montantes de investimentos aprovados no 1º ciclo tarifário:

Figura 22: Investimentos aprovados - Quantidades físicas

Ano		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Físico	Unidade					
Rede Aço	metros	5 000	24 800			
Rede PEAD	metros	10 000	10 000	20 000	20 000	20 000
Grande Vitória	metros	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Linhares	metros			5 000	5 000	5 000
Cachoeiro	metros			5 000	5 000	5 000
Ramal de ligação	número de ramais	175	189	264	289	309
Grande Vitória	número de ramais	175	189	189	206	206
Linhares	número de ramais	0	0	38	41	52
Cachoeiro	número de ramais	0	0	38	41	52
Ligações de clientes res/com	uc's	5 050	5 050	7 070	7 070	7 575
Grande Vitória	uc's	5 050				
Residencial habitado	uc's	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000
Residencial não habitado	uc's	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Comercial	uc's	50	50	50	50	50
Linhares	uc's	0	0	1 010	1 010	1 263
Residencial habitado	uc's			900	900	1 125
Residencial não habitado	uc's			100	100	125
Comercial	uc's	0	0	10	10	13
Cachoeiro	uc's	0	0	1 010	1 010	1 263
Residencial habitado	uc's			900	900	1 125
Residencial não habitado	uc's			100	100	125
Comercial	uc's	0	0	10	10	13

Fonte: reprodução cálculo da margem média do 1º Ciclo.

Fonte: 20250328-ES_Gas-Estudo_sobre_a_variacao_de_investimentos_art18- Plano de Negócios assinado e Anexo I - Planilha de Composição da Margem de Distribuição do 1º Ciclo.

Figura 23: Investimentos aprovados - Montantes

Financeiro		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Rede Aço (Linhares Fase II)	R\$	6 150 000	30 504 000	0	0	0
Rede PEAD	R\$	3 382 000	3 382 000	6 764 000	6 764 000	6 764 000
Grande Vitória		3 382 000	3 382 000	3 382 000	3 382 000	3 382 000
Linhares		0	0	1 691 000	1 691 000	1 691 000
Cachoeiro		0	0	1 691 000	1 691 000	1 691 000
Ramal de ligação	R\$	2 005 222	2 164 366	3 030 113	3 308 616	3 544 946
Grande Vitória		2 005 222	2 164 366	2 164 366	2 363 297	2 363 297
Linhares		0	0	432 873	472 659	590 824
Cachoeiro		0	0	432 873	472 659	590 824
Ligações de clientes res/com	R\$	3 188 552	3 188 552	4 594 452	4 594 452	4 945 927
Grande Vitória		3 188 552	3 188 552	3 188 552	3 188 552	3 188 552
Linhares		0	0	702 950	702 950	878 687
Cachoeiro		0	0	702 950	702 950	878 687
Outros investimentos	R\$	9 917 490	3 589 525	2 158 285	2 200 060	2 288 231
Total		24 643 264	42 828 444	16 546 849	16 867 128	17 543 103

Fonte: reprodução cálculo da margem média do 1º Ciclo.

Fonte: 20250328-ES_Gas-Estudo_sobre_a_variacao_de_investimentos_art18- Plano de Negócios assinado e Anexo I - Planilha de Composição da Margem de Distribuição do 1º Ciclo

169. No documento "Estudo com a aplicação das diferenças entre investimentos aprovados e realizados no primeiro ciclo tarifário, calculado conforme art. 18 da Resolução 84/2025 da ARSP", a concessionária indicou que atingiu as quantidades físicas de rede de aço, PEAD e ligações estabelecidas no plano de negócios.

170. No caso específico do item ramais de ligação, a concessionária não atingiu as metas físicas, mas indicou que isso não prejudicou a conexão dos usuários, que resultou em níveis superiores ao previsto no plano.

Figura 24: Investimentos aprovados - Quantidades físicas

Tabela 4

Físico	Unidade	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	TOTAL Realizado	TOTAL Previsto até ano 4	% de cumprimento previsto
Rede Aço	metros	0	17 993	13 094	10 544	41 631	29 800	140%
Rede PEAD	metros	10 006	10 578	14 173	53 697	88 454	60 000	147%
Grande Vitória	metros	9 873	9 754	14 038	38 881	72 546	40 000	181%
Linhares	metros	0	824	135	14 816	15 775	10 000	158%
Cachoeiro	metros	0		0		0	10 000	0%
São Mateus		133				133	0	
Ramal de ligação	número de ramais	197	135	178	183	693	917	76%
Grande Vitória	número de ramais	192	126	176	171	665	759	88%
Linhares	número de ramais	4	9	2	12	27	79	34%
Cachoeiro	número de ramais	0	0	0		0	79	0%
São Mateus	número de ramais	1				1	0	
Ligações de clientes res/com	uc's	8 617	4 010	5 526	7 443	25 596	16 000	160%
Residencial habitado	uc's	8 597	4 010	5 526	7 443	25 576	19 600	130%
Residencial não habitado	uc's	0	0	0	55	55	4 400	1%
Comercial	uc's	20	87	22	108	237	240	99%

Fonte: elaboração própria

Fonte: 20250328-ES_Gas-Estudo_sobre_a_variacao_de_investimentos_art18-Plano_de_Negóciosassinado e Anexo I - Planilha de Composição da Margem de Distribuição do 1º Ciclo

171. Em análise, foi verificado que efetivamente a concessionária atingiu as metas físicas nos itens indicados no documento "Estudo com a aplicação das diferenças entre investimentos aprovados e realizados no primeiro ciclo tarifário, calculado conforme art. 18 da Resolução 84/2025 da ARSP".

172. Este regulador identificou atrasos no atendimento das metas de execução das redes de aço, mas não considera apropriada a aplicação de uma penalidade, em razão do período de pandemia de Covid-19 e o recente início de operação da concessionária ES Gás.

173. Ainda, foi avaliado o montante total investido, verificando que o valor efetivamente realizado foi inferior ao previsto no plano de negócios nos itens rede de aço, redes de PEAD, ramais de ligação e ligações de clientes.

174. Esta diferença indica que a concessionária incorreu em um menor custo unitário do que o previsto no plano de negócios do 1º ciclo tarifário para desenvolver os diferentes projetos:

Tabela 40: Comparação de montantes de investimento

Físico	Fonte	Unidade	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	TOTAL	Diferença %
--------	-------	---------	-------	-------	-------	-------	-------	-------------

Rede Aço	PN		6.150.000	30.504.000	-	-	36.654.000	
	Laudo	R\$	2.528.842	237.157	27.038.471	107.540	29.912.010	81,61%
	OF. 50		1.434.748	-	22.924.326	2.489.063	26.848.136	73,25%
Rede PEAD	PN		3.382.000	3.382.000	6.764.000	6.764.000	20.292.000	
	Laudo	R\$	1.454.259	8.807	3.674.886	187.401	5.325.353	26,24%
	OF. 50		1.226.089	-	3.431.889	187.401	4.845.379	23,88%
Ramal de ligação	PN		2.005.222	2.164.366	3.030.112	3.308.615	10.508.315	
	Laudo	R\$	553.277	441.613	2.797.263	1.518.485	5.310.637	50,54%
	OF. 50		884.053	245.964	2.461.370	1.240.287	4.831.674	45,98%
Ligações de clientes res/com	PN		3.188.552	3.188.552	4.594.452	4.594.452	15.566.008	
	Laudo	R\$	994.312	1.073	5.052.054	-	6.047.439	29,80%
	OF. 50		-	429	5.051.625	-	5.052.054	24,90%
Outros investimentos	PN		9.917.490	3.589.525	2.158.285	2.200.060	17.865.360	
	Laudo	R\$	3.388.460	1.675.744	13.692.760	4.949.822	23.706.785	116,83%
	OF. 50		2.881.197	2.099.810	5.473.844	16.524.837	26.979.688	132,96%
Total	Total PN		24.643.264	42.828.443	16.546.849	16.867.127	100.885.683	
	Total Laudo	R\$	8.919.149	2.364.394	52.255.434	6.763.247	70.302.224	69,69%
	Total OF. 50		6.426.087	2.346.203	39.343.054	20.441.587	68.556.931	67,96%

Fonte: Elaboração própria - 20250328-ES_Gas-Estudo_sobre_a_variacao_de_investimentos_art18- Plano de Negócios assinado, BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA BRR - ES GÁS - GRUPO ENERGISA, OF ARSP 50-AAAA - MM_AAAA - ES GAS

175. Como é possível verificar na Tabela, o item “Outros Investimentos” foi o único em que a ES Gás investiu mais do previsto.

176. Assim, considera-se que o enfoque da avaliação dos investimentos deve considerar o atendimento das metas físicas, e que o menor custo corresponde a um incentivo regulatório.

177. Quanto à solicitação da concessionária de obter uma compensação pelo desenvolvimento de investimentos superiores ao previsto no plano de negócios empregado na estimação da margem média do 1º ciclo tarifário, registra-se que:

- i) No regime de regulação por incentivo do tipo price-cap, em que as tarifas são definidas mediante um plano de negócios prospectivo como o caso da concessão da ES Gás, a avaliação regulatória ex-post dos investimentos, tem por objeto evitar a obtenção de uma rentabilidade inapropriada, resultante do adiamento ou não execução dos investimentos previstos no plano de negócios;
- ii) Como todos os investimentos incorporados no plano de negócios do ciclo tarifário geram custos⁸ que incidem na margem média, sua não realização aloca à concessionária uma receita inapropriada, que deve ser revertida aos usuários no próximo ciclo tarifário;
- iii) Portanto, a avaliação regulatória ex-post tem como único objetivo evitar que a concessionária obtenha receitas em excesso, no caso de não atingir as metas físicas de investimentos estabelecidas

⁸ Remuneração do investimento e a depreciação.

no plano de investimentos aprovado e incorporado no processo de determinação na margem média do 1º ciclo tarifário, **e não a compensação dos investimentos adicionais.**

178. Por fim, ressalta-se que, entre as boas práticas regulatórias, não se admite a aplicação de ajustes compensatórios em razão da realização de investimentos em montante superior ao previsto nos planos de negócios previamente aprovados.

IV.7.2 Receitas das Térmicas

179. O artigo 15 da Resolução ARSP nº 084/2025 estabelece que a receita efetivamente obtida pela concessionária no segmento termoeletrico deve ser comparada com a receita térmica empregada no cálculo da margem média do 1º ciclo tarifário.

180. No documento “Estudo sobre Ajuste do Segmento Termoeletrico calculado conforme art. 15 da Resolução 84/2025”, a concessionária apresentou uma proposta de ajuste compensatório de R\$ 15,67 milhões.

Figura 25: Proposta de ajuste compensatório pela receita térmica do 1º ciclo tarifário da ES Gás.

Margem térmica prevista UTE Linhares (em valores de outubro de 2024)										
	Ano 1	1	Ano 2	2	Ano 3	3	Ano 4	4	Ano 5 até jan-25	5
(A) Previsto	R\$	10 920 943	R\$	10 920 943	R\$	10 920 943	R\$	10 920 943	R\$	5 460 471
(B) Inflator		1,469		1,469		1,469		1,469		1,469
(C) = (A) x (B)	R\$	16 044 532	R\$	16 044 532	R\$	16 044 532	R\$	16 044 532	R\$	8 022 266
(C) sem impostos	R\$	17 023 335	R\$	15 481 389	R\$	14 079 110	R\$	12 803 846	R\$	5 822 047
(D) = Σ(C)	R\$	65 209 727								

Margem térmica realizada UTE Linhares (em valores de outubro de 2024)										
	Ano 1	1	Ano 2	2	Ano 3	3	Ano 4	4	Ano 5 até jan-25	5
(A) Realizado	R\$	15 612 986	R\$	11 938 759	R\$	6 569 494	R\$	3 297 405	R\$	5 825 947
(B) Inflator		1,469		1,082		0,978		1,050		1,024
(C) = (A) x (B)	R\$	22 937 860	R\$	12 920 579	R\$	6 422 298	R\$	3 460 811	R\$	5 968 417
(C) sem impostos	R\$	24 337 193	R\$	12 467 082	R\$	5 635 580	R\$	2 761 794	R\$	4 331 495
(D) = Σ(C)	R\$	49 533 144								

Valor a ser incorporado na receita requerida do 2º Ciclo	R\$ 15.676.583,11
---	--------------------------

Fonte: Estudo sobre Ajuste do Segmento Termoeletrico calculado conforme art. 15 da Resolução 84/2025

181. No cálculo do ajuste, a ES Gás considerou que a análise deveria se limitar exclusivamente ao volume da usina termoeletrica Linhares, já que na memória de cálculo da margem média do 1º ciclo, a previsão para outras térmicas foi 0, e só foi projetado volume para a UTE Linhares.

Figura 26: Avaliação desenvolvida pela concessionária da receita termoeletrica.

Para o primeiro ciclo tarifário da ES Gás (2020-2025), o cálculo da margem térmica considerou exclusivamente os volumes anuais referentes à usina termelétrica Linhares, que corresponderam a 818 mil m³/dia. A previsão de volume para outras eventuais térmicas não foi considerada neste 1º ciclo, o que é evidente no extrato da planilha de cálculo do P0 que reportamos abaixo, quando na linha “outras” o volume corresponde a zero em todos os anos.

Imagem 1 - Volume aprovado do segmento térmico do primeiro ciclo tarifário:

Mil m ³ /dia	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Volume térmico	818	818	818	818	818
UTE Linhares	818	818	818	818	818
Outras	0	0	0	0	0

Fonte: Estudo sobre Ajuste do Segmento Termoelétrico calculado conforme art. 15 da Resolução 84/2025

182. A ARSP não considerou essa proposta como razoável, pois a mitigação do risco ligado à incerteza na projeção da demanda termelétrica deve abranger todo o segmento, e não um usuário individual.

183. Toda redução no risco também afeta o incentivo a ele associado. Nesse sentido, a concessionária não pode considerar adequada uma aplicação assimétrica da relação risco/incentivo, eliminando o risco, mas mantendo o incentivo.

184. Portanto, a ARSP avaliou a receita total do segmento termoelétrico, considerando todas as UTEs.

185. A Tabela apresenta a receita de distribuição gerada pelas UTE Linhares Geração, Termoelétrica Viana, e UTE Povoação no 1º ciclo:

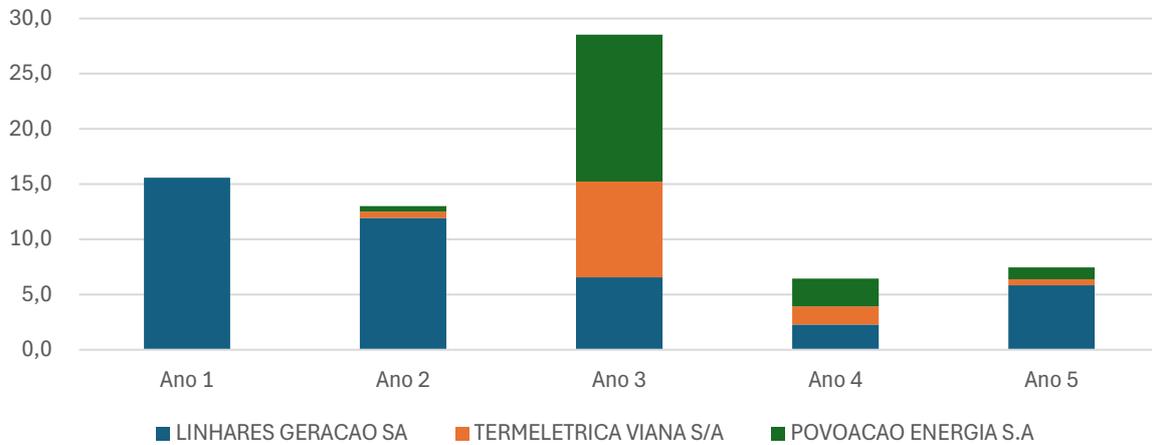
Tabela 41: Receita por usina termelétrica (Milhões R\$ Ago 24)

UTE	Unidade	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5 ⁹
LINHARES GERACAO SA		22,3	12,6	6,3	2,3	5,8
TERMOELETRICA VIANA S/A	[Milhões R\$ Ago 24]	0,0	0,6	8,3	1,7	0,6
POVOACAO ENERGIA S.A		0,0	0,5	12,7	2,6	1,1
Total		22,3	13,7	27,2	6,6	7,5

⁹ Os dados contém a receita obtida até o mês de dezembro do 2024, na avaliação a receita foi anualizada

Fonte: Elaboração própria - Informação Histórica Térmica

Figura 27: Margem UTE [Milhões R\$ Ago 24]



Fonte: Elaboração própria - Informação Histórica Térmica

186. Como é possível verificar na Figura 27, a Termoelétrica Viana e Povoação Energia registraram um impacto relevante na receita do segmento nos anos 3 e 4.

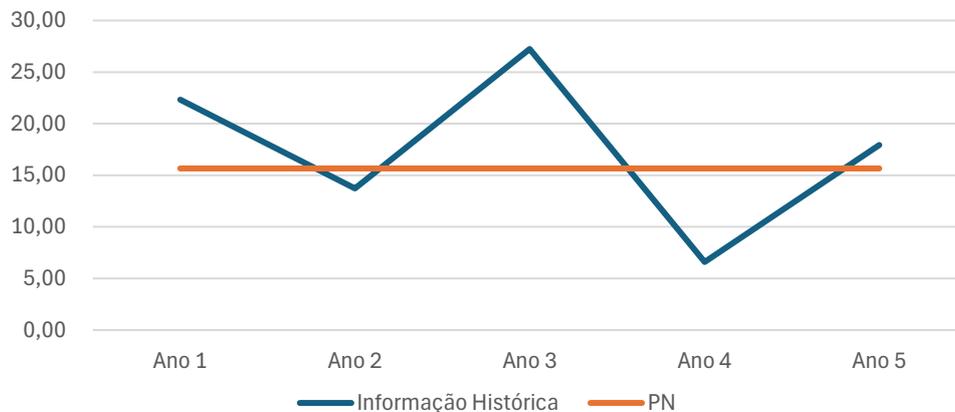
187. A Tabela apresenta a comparação da receita realizada no segmento termoeletrico e a receita projetada no plano de negócios do 1º ciclo tarifário.

Tabela 42: Comparação de receita (Milhões R\$ Ago 24)

Item	Unidade	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5 ¹⁰
Informação Histórica	[Milhões R\$ Ago 24]	22,33	13,74	27,24	6,60	17,92
Plano de Negocios 1ºCT	[Milhões R\$ Ago 24]	15,66	15,66	15,66	15,66	15,66
Diferença	[Milhões R\$ Ago 24]	6,66	- 1,92	11,57	- 9,07	2,26
VPL Diferença	[Milhões R\$ Ago 24]	\$ 8,38				

Fonte: Elaboração própria - Informação Histórica Térmica

Figura 28: Comparativa Margem [Milhões R\$ Ago 24]



¹⁰ A receita do último ano foi projetada para os 12 meses, considerando o consumo registrado nos primeiros cinco meses do ano regulatório.

Fonte: Elaboração própria - Informação Histórica Térmica

188. Como é possível verificar na tabela 42, a receita obtida pela concessionária superou a receita prevista.

189. Para estimar a compensação retroativa do segmento termoeletrico, a ARSP eliminou a incidência do imposto de renda (IAR) sobre as receitas das UTEs e incorporou os custos de capital – remuneração e depreciação dos investimentos – e operacionais necessários para a ativação das UTEs Tevisa, Povoação e Linhares Expansão.

190. Como é possível verificar na Tabela , a compensação a ser aplicado no 2º ciclo tarifário é de R\$ 6,83 mi a preços de 2024.

Tabela 43: Receita segmento térmico [Milhões R\$ Ago 24]

Ítem	Unidade	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Realizado	[Milhões R\$ Ago 24]	14,74	9,07	17,98	4,35	11,83
Plano de Negócios 1 CT	[Milhões R\$ Ago 24]	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34
Custos das novas térmicas	[Milhões R\$ Ago 24]	0,00	0,05	0,20	0,83	0,84
Diferença	[Milhões R\$ Ago 24]	4,40	-1,32	7,44	-6,81	0,65
Ajuste tempo	[Milhões R\$ Ago 24]	6,43	-1,75	9,00	-7,49	0,65
Compensação total	[Milhões R\$ Ago 24]	6,83				

Fonte: Elaboração própria - Informação Histórica Térmica

IV.8 Determinação da Margem Média

191. A seção II, item 10 da Resolução ARSP Nº 084/2025 define que a margem média de distribuição será calculada considerando a metodologia do fluxo de caixa livre da concessão do ciclo tarifário, que terá valor presente líquido igual à zero ao utilizar taxa de custo de capital aprovada como taxa de desconto.

192. Esta abordagem assegura que o fluxo de caixa projetado ao longo do ciclo tarifário seja compatível com a remuneração adequada do capital investido, sem gerar ganhos ou perdas econômicas adicionais para a concessionária.

193. O fluxo de caixa descontado a ser aplicado para o 2º ciclo tarifário é apresentado a seguir.

Tabela 44: Fluxo de caixa descontado para o 2º ciclo tarifário da ES Gás

Ano Ciclo R\$ Abr 25	5	6	7	8	9	10
BRRLo	-1.075.399.32					
Receita Não Térmica		334.057.542	344.754.099	352.848.329	408.583.863	419.133.312
Receita Térmica		16.090.869	6.809.002	6.808.316	6.809.002	6.809.002
Receitas correlatas e acc		161.301	161.301	161.301	161.301	161.301
OPEX		- 77.286.663	- 88.008.815	- 99.609.885	- 112.232.795	- 124.032.687
Odespi		- 4.388.767	- 4.527.568	- 4.636.779	- 5.355.471	- 5.504.334
Di		- 66.752.919	- 83.975.296	- 103.020.423	- 124.651.621	- 148.113.475
Ori + Δinv		-	-	-	-	-
P&D		- 875.371	- 878.908	- 899.142	- 1.038.482	- 1.064.856

Ano Ciclo R\$ Abr 25	5	6	7	8	9	10
Ebit		201.005.992	174.333.815	151.651.717	172.275.798	147.388.263
IRRPI		- 68.342.037	- 59.273.497	- 51.561.584	- 58.573.771	- 50.112.010
Di		66.752.919	83.975.296	103.020.423	124.651.621	148.113.475
Capexi		- 154.127.567	- 170.242.790	- 210.062.107	- 217.498.024	- 213.960.611
BRRLt						1.514.776.685
NCGi		- 77.450.366	- 2.156.830	- 1.778.311	- 12.150.635	- 2.302.103
NCGt						95.838.245
Cash Flow Concessão	-1.075.399.318	-32.161.059	26.635.994	-8.729.862	8.704.988	1.639.741.944

Fonte: Memória de cálculo

Figura 29: margem média da concessionária.

Margem Média de Distribuição		0,4725 R\$/m³
TIR	8,65%	Correto
VPL	-	Correto

Fonte: Memória de cálculo

194. O VPL do fluxo de caixa da concessão ('Cash Flow Concessão' na tabela 44), aplicando a taxa WACC de 8,65%, equivale a zero, o que indica que a TIR é igual à taxa WACC utilizada.

195. Adicionalmente, a Resolução ARSP Nº 084/2024 estabelece-se que a margem média de distribuição será calculada para o ciclo tarifário através da seguinte equação:

Figura 30: Cálculo da margem média de distribuição.

$$MM = \frac{BRRLo - \frac{BRRLt}{(1+r_{wacc})^T} + \sum_{i=1}^T \frac{NCGi}{(1+r_{wacc})^i} - \frac{NCGt}{(1+r_{wacc})^T} + \sum_{i=1}^T \frac{(1-t)(Opexi + ODespi)}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^T \frac{Dixt}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^T \frac{(1-t)xLBst_i}{(1+r_{wacc})^i} + \sum_{i=1}^T \frac{Capex_i}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^T \frac{OR_i}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^T \frac{(1-t)xV_i}{(1+r_{wacc})^i}}$$

Onde:

MM: MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO do segmento não termoeletrico (R\$/m³).

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\$).

LBst: 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_{wacc} : WACC real após impostos.

V_i: volume de GÁS canalizado do segmento não termoeletrico no ano i (m³).

196. Os valores dos componentes do cálculo da margem média são apresentados na Tabela .

Tabela 45: Componentes do cálculo da margem média e resultado

Numerador		
BRRL ₀	1.075.399.318	R\$ Abr 25
VPL do BRRL _T	-1.000.460.528	R\$ Abr 25
VPL NCG _i	84.737.580	R\$ Abr 25
VPL NCG _t	-63.298.031	R\$ Abr 25
VPL Opex	254.632.789	R\$ Abr 25
VPL Odespsi	11.900.160	R\$ Abr 25
VPL Di	-136.058.035	R\$ Abr 25
VPL LB Seg térmico	-23.277.731	R\$ Abr 25
VPL Capexi	747.240.763	R\$ Abr 25
VPL Ori	0	R\$ Abr 25
VPL Receitas corre e accesórias	417.875	R\$ Abr 25
VPL (P&D)	2.441.841	R\$ Abr 25
VPL (Irrecuperáveis custo do gás)	352.003	R\$ Abr 25
VPL (Irrecuperáveis Margem)	266.969	R\$ Abr 25
Denominador:		
VPL Volume Seg não térmico	2.018.045.156	m ³
Margem Segmento Não Térmico	0,4725	R\$/m³

Fonte: Elaboração própria

197. Como resultado, a margem média de distribuição para o 2º ciclo tarifário da ES Gás é de R\$ 0,4725/m³, a preços de abril de 2025.

198. A concessionária no documento “Plano de negócios RTO 2º ciclo tarifário” estimou uma margem média de R\$ 0,5621/m³.

Figura 31: Estimação da margem média da ES Gás.

Ano Ciclo	5	6	7	8	9	10
BRRL₀	-1.083.202.989					
Receita Não Térmica		378.659.595	386.316.184	394.799.336	452.510.454	464.739.276
Receita Térmica		11.893.396	5.837.276	5.841.723	5.837.276	5.837.276
OPEX		94.592.706	106.342.700	119.860.557	130.308.352	140.949.915
Odespi		4.395.184	4.606.705	4.796.361	5.491.297	5.705.663
Di		75.436.228	90.928.741	111.006.940	133.964.512	155.243.441
Ori + Δinv		5.318.112	-	-	-	-
P&D		903.620	980.384	1.001.603	1.145.869	1.176.441
Ebit	186.120.348	189.294.931	163.975.599	187.437.700	167.501.092	
IRRPJ		63.280.918	64.360.276	55.751.704	63.728.818	56.950.371
Di		75.436.228	90.928.741	111.006.940	133.964.512	155.243.441
Capexi		161.392.684	181.145.137	226.928.180	234.795.344	232.879.848
BRRL_T						1.544.522.787
NCG		116.995.861	3.808.273	2.561.532	17.324.707	3.673.812
NCG _t						144.364.185
Cash Flow Concessão	-1.083.202.989	-80.112.888	30.909.986	-10.258.877	5.553.342	1.718.127.474
Margem Média de Distribuição		0,5621				R\$/m³

Fonte: Elaboração ESGÁS

Fonte: Plano de negócios RTO 2º ciclo tarifário.

IV.9 Estrutura Tarifária

199. A estrutura tarifária pode ser compreendida como o conjunto de regras que define a forma de cobrança aplicada aos usuários de um serviço público, com vistas a garantir a adequada alocação da receita requerida entre os diferentes segmentos de mercado atendidos.

200. No contexto da distribuição de gás canalizado, a estrutura tarifária é um instrumento fundamental para assegurar a sustentabilidade econômico-financeira da concessão, permitindo a recuperação dos custos incorridos na prestação do serviço, incluindo a remuneração adequada dos investimentos realizados.

201. Um desenho tarifário adequado deve conciliar os objetivos de viabilidade econômico-financeira da concessionária com a promoção do acesso universal, o uso eficiente da infraestrutura existente e a alocação equitativa dos custos entre os usuários.

202. Na definição da estrutura tarifária é preciso estabelecer como as tarifas variarão conforme:

- Categorias de unidades usuárias (residencial, comercial, industrial e outros);
- Modelos de cobrança (cascata, independente);
- Encargos ou componentes tarifários (capacidade, binômia, monômia);
- Faixas de consumo (em m³).

203. Durante o processo de definição ou revisão da estrutura tarifária, é imprescindível a avaliação dos impactos das alterações propostas em relação à estrutura vigente, de forma a garantir que eventuais transições não resultem em desequilíbrios onerosos para determinados grupos de usuários.

204. Muitas vezes, a estrutura teoricamente mais eficiente pode revelar-se inviável na prática, em função de barreiras socioeconômicas, contratuais ou operacionais.

205. A evolução do mercado, o surgimento de novos perfis de consumo e a diversificação de usos do gás canalizado justificam a necessidade periódica de revisão e modernização da estrutura tarifária, com vistas a adequá-la às novas demandas da sociedade e às condições contemporâneas de oferta e competição.

206. Sendo assim, as diretrizes para a definição da estrutura tarifária devem incorporar as seguintes premissas básicas:

- **Responsabilidade pelos Custos:** a tarifa deve refletir a forma como os diferentes usuários demandam e consomem, de modo que os custos sejam atribuídos conforme o nível de utilização dos serviços.
- **Neutralidade Tarifária:** a estrutura deve garantir que a receita obtida pela concessionária pela aplicação das diferentes tarifas aos diferentes usuários deve ser igual à receita requerida calculada pelo modelo regulatório.
- **Não Discriminação:** usuários com características similares devem ser tratados de maneira equivalente, respeitando o princípio da isonomia.

- **Estabilidade e Previsibilidade:** deve-se priorizar a estabilidade das tarifas ao longo do tempo, de forma a proporcionar segurança aos consumidores e aos agentes econômicos.
- **Competitividade:** as tarifas devem permitir que o gás canalizado seja competitivo frente às alternativas energéticas disponíveis, observando o interesse público e o desenvolvimento do mercado.
- **Simplicidade e Clareza:** a estrutura tarifária deve ser concebida de forma clara e objetiva, com um número de faixas e categorias compatível com o perfil de consumo e a segmentação do mercado atendido pela concessionária.

207. Essas diretrizes visam conferir transparência, racionalidade econômica e previsibilidade regulatória ao processo de definição da estrutura tarifária, contribuindo para o fortalecimento do ambiente institucional e para a adequada remuneração do serviço público.

208. Com relação à definição dos segmentos e das faixas por classe, a concessionária deve apresentar um estudo que justifique a seleção dos segmentos e a distribuição das faixas, observando norteadores promovidos pelo Governo do Estado do Espírito Santo, a exemplo do programa ES Mais + Gás e do plano de descarbonização, que entre outros, contemplam ações de fomento ao uso de combustíveis alternativos por veículos pesados.

209. Esse estudo deve conter os seguintes requisitos mínimos:

- i) a seleção de segmentos e faixas por classe deve atender às características e à distribuição do mercado;
- ii) evitar a proposição de segmentos ou faixas sem demanda associada;
- iii) avaliar a possibilidade de reduzir a quantidade de faixas nos segmentos gás natural veicular, industrial, Cogeração e Climatização e matéria prima.
- iv) avaliar a possibilidade de incorporar encargos de capacidade no segmento industrial e termoelétrico;
- v) avaliar ainda quanto à adequação da atual estrutura tarifária do segmento GNV.
- vi) para os segmentos restantes, a ES Gás deverá manter os encargos fixo e variável para todas classes a serem propostas.
- vii) atingir as diretrizes e premissas estabelecidas na resolução ARSP n° 046/2021, que dispõe sobre as regras para o mercado livre de gás canalizado no âmbito do Estado do Espírito Santo; e
- viii) considerar ainda a possibilidade de implantação da tarifa social nos termos do art. 14 da Lei Estadual N° 11.173/2020.

IV.10 Fator X (Fator de Produtividade)

210. Originalmente, conforme disposto na Nota Técnica ARSP/DP/GET n° 04/2025, decidiu-se por remeter a definição do Fator X para discussão em uma consulta pública adicional, que seria realizada após a conclusão da 1ª RTO.

211. Essa decisão foi motivada pela necessidade de aprofundamento dos estudos sobre o tema, para a adequada aplicação metodológica, e ainda, tendo em vista que os efeitos do fator X são aplicados nos reajustes anuais, como define o item 101 da seção IX da Resolução ARSP nº 084/2025.

212. Posteriormente, foram conduzidas as regressões necessárias à determinação do fator X, conforme previsto na Resolução ARSP nº 084/2025. No entanto, em virtude da inaplicabilidade dos dados históricos do primeiro ciclo tarifário, não foi possível estimar ganhos de produtividade que fundamentassem o compartilhamento previsto por meio do referido fator.

213. Os dados do primeiro ciclo foram impactados por reposicionamentos estratégicos da concessionária, inicialmente relacionados ao processo de desestatização e, posteriormente, à mudança no controle acionário. Soma-se a isso os efeitos extraordinários decorrentes da pandemia de Covid-19.

214. Considerou-se, ainda, a possibilidade de alteração metodológica, com a adoção da estimação por meio do Índice de Tornqvist. Contudo, os resultados obtidos indicaram queda de produtividade, a qual pode ser atribuída, no primeiro ciclo, aos eventos mencionados, e, no segundo ciclo, ao crescimento da base de custos operacionais projetados, associada à ampliação significativa dos investimentos previstos no plano de negócios.

215. Ante o exposto, considerando a indisponibilidade de dados e condições que permitam sua estimação, opta-se por adotar o valor zero (0) para o fator X neste segundo ciclo tarifário.

V. DAS CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

216. Ante o exposto, recomenda-se:

- i) a aprovação da margem média de distribuição de R\$ 0,4725/m³, a preços de abril de 2025, aplicável ao segundo ciclo tarifário;
- ii) a aprovação das diretrizes de estrutura tarifária apresentadas na seção IV.9, a serem observadas pela concessionária para a apresentação formal da proposta de que trata a etapa 12 do Cronograma de Eventos da RTO; e
- iii) a regulamentação de indicador de admissibilidade do reequilíbrio econômico-financeiro aplicável ao segundo ciclo tarifário.

Vitória, 08 de julho 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 08/07/2025 21:20:51 -03:00

SUELY CARDOSO DE OLIVEIRA DORIA
COORDENADOR DE REGULACAO
GET - ARSP - GOVES
assinado em 08/07/2025 21:30:30 -03:00



INFORMAÇÕES DO DOCUMENTO

Documento capturado em 08/07/2025 21:30:30 (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/2025-0X6BCX>