

Plano de Negócios para 5ª Revisão Tarifária Integral

Concessionária Ceg

JANEIRO 2026

ÍNDICE

1. Apresentação.....	4
2. Introdução	11
2.1. Objetivo do Documento	11
2.2. Antecedentes	11
2.2.1. Acordo 4ª Revisão Tarifaria	11
2.2.2. Da Alteração da Classificação Contábil.....	13
2.2.3. Da Dilação do Prazo	13
2.3. A Rede de Distribuição e Área de Concessão	14
3. Entorno Regulatório e Institucional	14
3.1. O Marco Regulatório	14
3.2. O Modelo Regulatório da Concessão	15
3.3. O Processo de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite.....	16
4. Taxa de Remuneração de Capital.....	17
5. Projeção de Demanda.....	19
5.1. Mercado Residencial.....	19
5.2. Mercado Comercial	22
5.3. Mercado Industrial	24
5.4. Mercado de Cogeração, Geração Distribuída e Climatização	25
5.5. Mercado Automotivo – GNV.....	26
5.5.1. Corredores Sustentáveis.....	28
5.6. Mercado Termelétrico	29
5.6.1. Projeção de Vendas das UTE's para o Quinquênio 2023-2027	30
5.7. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado.....	30
5.8. Projeção de Margem Total Não Reposicionada	31
5.8.1. Mercado Residencial.....	32
5.8.2. Pequeno Comércio.....	32
5.8.3. Grande Comércio e Industrial	32
5.8.4. Gás Natural Veicular - GNV	33
5.8.5. Térmicas.....	33
5.8.6. Gás Liquefeito de Petróleo - GLP	33
5.9. Despesas Operacionais.....	34
5.10. Despesas de Pessoal.....	35
5.11. Outras Despesas	36
5.11.1. Gastos de GNC	36
5.11.2. Projeção de Custos de Suprimento de Gás - Mercado Convencional	37
5.11.3. Perdas de Gás	38

5.11.4. Gastos com odorante	41
5.11.5. Seguros	42
5.11.6. Inspeção Periódica de Gas - IPG	44
5.12. Resumo de Projeções de OPEX	45
6. Receitas Correlatas	46
7. Plano de Investimentos	46
7.1. Investimentos Singulares	47
8. Base de Remuneração dos Ativos – BRA	49
8.1. Ativos a serem remunerados	49
8.2. Atualização dos Ativos pelo IGP-M	Erro! Indicador não definido.
8.3. Evolução da Base de Ativos	51
8.4. Depreciação dos Ativos	51
8.5. Base Final de Remuneração de Ativos	52
9. Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior	52
9.1. Apuração do saldo de investimentos não realizado no quinquênio 2018 - 2022	52
9.2. Razões do desvio entre os valores deliberados e os valores realizados	52
9.3. Cálculo da Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior	53
10. Deduções da Base de Cálculo dos Impostos	54
11. Compensação de Retroatividade na 5ª Revisão Tarifária	54
11.1. IGPM retido durante a Pandemia	55
11.2. Retroatividade do Fluxo da 4ª RTI	55
11.3. 3º Termo Aditivo (Ativo Financeiro)	56
12. Índice de Reposicionamento Tarifário - m	56
13. Estrutura Tarifária Proposta	57
13.1. Atualização Monetária da tarifa a ser aplicada	58
13.2. Tarifas Térmicas	58
13.3. Redesenho tarifário	59
14. Disclaimers	59
15. Anexos	60

1. Apresentação

Este Plano de Negócios - PN tem por objetivo apresentar a proposta para da 5ª Revisão Tarifária Periódica da Concessionária Ceg - RTI, operada pela Naturgy. O ciclo tarifário iniciou em 2023 e finaliza em julho de 2027.

Apesar da Concessionária ter, por obrigação, que apresentar o Plano de Negócios no prazo regulatório estabelecido de 90 dias após a definição da taxa de remuneração (OFÍCIO AGENERSA SCEXEC SEI 698 de 06.06.2022), a Regulada optou por assumir algumas premissas em benefício do andamento célere do processo.

Nesse plano a Concessionária apresenta todas as variáveis para o cálculo da nova margem, considerando que já transcorreram praticamente 3 anos do atual período tarifário, restando, aproximadamente, um ano e meio a ser projetado, para finalização do período. Por esse motivo, os valores considerados para os primeiros três anos desse plano de negócio, são os valores reais efetivados pela Concessionária.

A Concessionária acredita que o gás natural é fonte segura, módica e parte de uma política de sustentabilidade dentro da transição energética, valores que o situam em uma posição de destaque frente outras fontes e, por isso, aposta em uma política robusta de investimentos e expansão, considerando, ainda, que o Rio de Janeiro é o maior estado brasileiro em produção de gás natural, com uma produção superior a 70% do total nacional.

Convém salientar que a Regulada tem profundo compromisso com a concessão, cumpre com suas obrigações regulatórias e com o compromisso de uma concessão pública que é de trazer bem-estar social. Zela pelas boas práticas do setor, mantendo o foco na experiência do cliente e assegurando a continuidade dos serviços com eficiência, segurança e modicidade tarifária.

Contexto Macroeconômico e Energético Histórico

Fazendo uma retrospectiva do quinquênio que se encerrou (2018-2022), observa-se que foi um quinquênio com complexidade econômica importante, dado que nos anos de 2020 a 2022 o mundo passou por uma pandemia que afetou sensivelmente o contexto macroeconômico, com alteração importante nos hábitos de consumo.

O Rio de Janeiro, em especial, teve sua situação econômica agravada em função do elevado grau de dependência da indústria do petróleo, onde se percebe uma retomada discreta e lenta de crescimento.

Principais fatores que impactaram:

Oscilações nos preços internacionais do petróleo. O preço do barril de petróleo teve grande volatilidade nesse período. A política de preços do petróleo, alinhada à Paridade de Preço de Importação (PPI), causou que os preços dos derivados no Brasil seguissem bastante as variações externas (tanto do barril quanto do câmbio).

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

Impacto macroeconômico e cambial. A volatilidade cambial (real/dólar) influencia diretamente os custos para os supridores, sobretudo porque muitos contratos, equipamentos e insumos são dolarizados.

Contexto geopolítico e constrangimentos globais. A guerra entre Rússia e Ucrânia, iniciada em 2022, também teve impacto indireto: aumentou a volatilidade do mercado de petróleo, afetando os preços internacionais e levando a choques de oferta/demanda.

Assim, a atividade de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro tem como principal vetor a expansão de suas redes para continuidade do processo de universalização e massificação do gás natural no Estado do Rio de Janeiro.

Período Tarifário - 2023/2027

A revisão tarifária periódica é um mecanismo essencial para garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, assegurando que as tarifas aplicadas sejam justas para os consumidores e viáveis para a Concessionária.

No entanto, devido a um atraso na realização da quinta revisão tarifária, que já acumula uma defasagem de quase três anos, faz-se necessária uma abordagem diferenciada para corrigir essa distorção sem comprometer a previsibilidade e a estabilidade regulatória.

Diante desse cenário, a realização do ciclo em questão considera dados efetivamente realizados dos anos 2023, 2024 e 2025 até o momento, complementados por projeções até o término do contrato vigente, em julho de 2027. As estimativas foram elaboradas com base em tendências históricas e alinhadas às diretrizes de expansão que refletem as expectativas do Poder Concedente.

Resumo da Proposta

Ao apresentar este relatório, referente à 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG, que irá vigorar durante o período de 2023-2027¹, a Concessionária acredita estar atendendo a todas as condições estabelecidas no Contrato de Concessão celebrado em 21 de julho de 1997, entre a Regulada e o Poder Concedente, relativas aos procedimentos e informações lá estabelecidos para os processos de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, bem como as diretrizes deliberadas nos processos das Revisões Quinquenais de Tarifas Limite anteriores.

Para auxiliar na elaboração deste relatório e, ainda, desenvolver análises e modelagens especializadas, a Concessionária contratou a **QUANTUM**, consultoria com vasta experiência, nacional e internacional, no desenvolvimento de estudos e modelagem de várias questões, entre elas, regulação no setor energético e, especialmente no setor de gás natural. Além dela, foi contratada a Fundação Getúlio Vargas – **FGV**, renomada instituição, com notória especialização para o tema da taxa de remuneração de capital.

¹ Data de fim do contrato atual é 21 de julho de 2027, período que coincide com o último ciclo tarifário, objeto desse plano.

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

Os valores apresentados neste documento são referenciados em **moeda de dezembro de 2021**, conforme determinação prevista no Contrato de Concessão e alinhadas às orientações da Agenera.

A seguir são apresentados os principais elementos desta Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, estruturada com base na metodologia de Fluxo de Caixa Livre da Empresa – FCLE. Essa abordagem fundamenta o cálculo do índice de reposicionamento da margem da tarifa limite, a ser aplicado a partir da respectiva deliberação regulatória.

A. Taxa de Remuneração de Capital

A Concessionária, em estrito cumprimento às normas regulatórias aplicáveis, reafirma a solidez técnica da metodologia e dos cálculos desenvolvidos e apresentados pela FGV relativos à taxa de remuneração de capital, no âmbito da Consulta Pública realizada entre 16 de junho e 16 de julho de 2025, bem como da Audiência Pública realizada em 23 de julho de 2025. Em observância à deliberação emanada da autoridade reguladora e com o objetivo de assegurar a consistência do modelo econômico-financeiro, estabelece-se, para fins de apuração do Fluxo de Caixa Livre da Concessionária (FCLE), a aplicação da taxa de 8,92%, nos termos da Deliberação Agenera nº 4988/2025, válida para o ciclo tarifário em análise.

A metodologia de apuração e aplicação da referida taxa no FCLE encontra-se detalhada em seção dedicada deste Plano de Negócios.

B. Margem Total Não Reposicionada

Para obtenção da margem total não reposicionada toma-se por base a projeção de demanda por mercado para o quinquênio. Tais projeções foram elaboradas tomando-se como base a realidade histórica, o potencial de mercado, os cenários específicos para determinados segmentos e os projetos singulares, que se encontram detalhados em um apartado próprio deste documento. A evolução projetada da demanda para o quinquênio 2023-2027 reflete uma tendência de retração no consumo global, com destaque para a redução mais acentuada no segmento termelétrico, ainda que tenha registrado recuperação em 2024, conforme indicado na tabela a seguir.

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

Tabela 1: Projeção de Demanda para o Quinquênio 2023-2027

CEG	Demanda Projetada (Mm³/ano)				
Mercado	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
Residencial (*)	113,21	111,11	109,29	107,85	58,67
Comercial	53,25	49,53	48,82	49,02	27,10
Climatização	3,82	2,87	2,83	2,84	1,57
Geração Distribuída	0,81	1,11	1,09	1,10	0,61
Cogeração	79,69	91,56	92,39	91,19	50,52
GNV	882,99	759,10	713,55	670,74	347,20
Industrial	255,61	201,43	169,00	165,03	91,87
Vidreiras	68,60	63,35	63,35	63,35	34,89
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Industrial CL, AP e AI (**)	-	35,18	70,35	70,35	38,74
Térmicas CL, AP e AI (**)	796,48	1.019,88	838,98	604,84	333,08
Total Vendas Projetada	2.254,47	2.335,10	2.109,66	1.826,31	984,23

(1): Valores até 21 de julho

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

(**) CL: Consumidor Livre, AP: Autoprodutor e AI: Auto importador

Considerando-se as margens unitárias vigentes em 31/12/2021, e considerando que o acordo da 4ª RTI supôs a manutenção das margens, temos no Quadro abaixo, a seguinte projeção de margens não reposicionadas total para o quinquênio 2023-2027.

Tabela 2: Projeção de Margens Não Reposicionadas para os Quinquênios 2023-2027

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
I = Margem Não Reposicionada	1.695,07	1.630,63	1.562,41	1.502,17	813,87

(1): Valores até 21 de julho

C. Custos Operacionais - OPEX

Abaixo, tem-se as projeções de OPEX para o quinquênio 2023-2027. O conceito de OPEX inclui todas as despesas vinculadas à operação e à manutenção das redes, gestão comercial dos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado e à administração da Concessionária, conforme detalhado mais adiante nesse plano.

A evolução do OPEX projetado para o quinquênio geralmente obedeceria a uma projeção, mas pela característica desse ciclo tarifário, por já haver transcorrido quase 3 anos de um total de 4,5; os gastos efetivamente projetados estão em linha com o histórico recente e ainda aquém do período pré-pandemia.

Tabela 3: Projeção de OPEX para o Quinquênio 2023-2027

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
II - Custos Operacionais	634,48	642,33	734,17	711,88	394,51

(1): Valores até 21 de julho

D. Receitas Correlatas

Abaixo, são apresentadas as projeções das receitas correlatas para o quinquênio 2023-2027. As receitas correlatas são aquelas não decorrentes diretamente da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, conforme detalhado no item específico mais a frente neste documento.

Tabela 4: Projeção de Receitas Correlatas para o Quinquênio 2023-2027.

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
III - Receitas Correlatas	39,93	21,33	19,99	21,75	15,43

(1): Valores até 21 de julho

E. Base de Remuneração de Ativos – BRA

I. Base Inicial de Remuneração de Ativos – Base Inicial (BRA_i)

Para determinar a Base Inicial de remuneração de ativos, extraiu-se a base de ativos contábil, a partir do sistema SAP 6.0, módulo AA, com a posição em 31 de dezembro de 2021. Esta base de ativos contábil foi objeto de análises e verificações por parte da KPMG, nas respectivas Demonstrações Financeiras - DF.

O valor da Base Inicial de remuneração de ativos em 01 de janeiro de 2023 é obtido pela adição dos investimentos ativados em 2022, à base de ativos contábil de dezembro de 2021, e posteriormente efetua-se a atualização monetária dos valores pela variação do IGPM, obtendo-se o valor de R\$ 5.353,25 milhões, conforme detalhado na evolução da base a seguir.

Cabe ressaltar que a BRA da Concessionária está sendo tratada e analisada pela Agência de forma específica. Nesse contexto, a Regulada apresenta laudo técnico de conciliação entre ativos físicos e contábeis, elaborado pela empresa **ASSET**, auditora especializada de reconhecida reputação no mercado.

II. Investimentos

A proposta da Concessionária contempla investimentos de cerca de R\$ 1,1 bilhão no quinquênio 2023-2027. Tais investimentos encontram-se detalhados mais adiante neste documento. Abaixo, tem-se as projeções e histórico de investimentos do período 2023-2027.

O Plano de Investimentos visa, principalmente, a captação de novos clientes, através da construção de novas redes e ramais, saturando os municípios já atendidos por rede de gás ou em fase inicial de atendimento e valorização das políticas públicas que incentivem a retomada do GNV no estado.

Tabela 5: Projeção de Investimentos para o período 2023-2027.

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
VI - Investimentos	211,38	262,71	266,54	234,91	129,03

(1): Valores até 21 de julho

III. Base Final de Remuneração de Ativos – Base Final (BRA_f)

A Base Final é determinada a partir da Base Inicial considerando os investimentos previstos, as depreciações e amortizações referentes ao quinquênio 2023-2027. Assim tem-se para a Base Final, em 2027, o valor de R\$ 4.869,44 milhões, conforme demonstrado abaixo.

Tabela 6: Projeção BRA para o período 2023-2027.

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
IX - Base Inicial	5.353,25				
VI - Investimentos	211,38	262,71	266,54	234,91	129,03
IV - Depreciação	321,74	329,37	363,59	371,94	209,12
X - Base Final					4.869,44

(1): Posição média em 21 de julho

Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior

A compensação dos investimentos não realizados segue o determinado no Art.27 da Deliberação AGENERSA nº 2198/2021, referente à 4ª Revisão Tarifária da CEG, à qual aprova a metodologia de cálculo do saldo dos investimentos não realizados proposta pela FGV Projetos, acrescida da capitalização do valor até o presente ciclo revisional, conforme entendimento da UFF e do Grupo de Trabalho da AGENERSA. A referida metodologia também foi objeto de Termo de Acordo extrajudicial firmado entre CEG e o Poder Concedente, homologado pela AGENERSA (SEI-480002/000791/2023), em seu item 1.1²:

Tal metodologia visa compensar a remuneração referente a parcela dos investimentos não realizados durante o presente quinquênio, devendo esta ser levada a modicidade tarifária no quinquênio seguinte.

Os valores referentes à compensação dos investimentos não realizados no quinquênio 2018-2022 estão detalhados no item “Apuração do saldo de investimentos não realizado no quinquênio 2018 — 2022” deste documento.

F. Depreciação e Juros sobre Capital Próprio

As depreciações e os juros sobre capital próprio são passíveis de dedução da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL), conforme previsão legal. Dessa forma, tais deduções são consideradas no FCLE.

² 1.1. As partes acordam em utilizar a metodologia de subinvestimento desenvolvida como resultado da consultoria prestada pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), com ajustes específicos a serem detalhados para cada Concessionária, a partir de concessões mútuas, equilibradas e recíprocas, detalhadas nas cláusulas 2ª e 3ª deste Acordo.

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

O cálculo foi realizado com base na Lei nº 9.249, de 1995, art. 9º; RIR/1999, art. 347; e IN RFB nº 1.700, de 2017, art. 75. Se utilizou como premissa para o cálculo dos juros sobre capital próprio a TJLP, com percentual projetado de 6,20% a.a.

O quadro abaixo apresenta os valores das projeções de depreciações e juros sobre capital próprio para o período 2023-2027.

Tabela 7: Projeção da Depreciação e Juros Sobre o Capital Próprio para o Quinquênio 2023-2027.

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
IV - Depreciação	321,74	329,37	363,59	371,94	209,12
V - Juros sobre Capital Próprio	74,91	78,62	65,11	85,41	45,43

(1): Valores até 21 de julho

G. Compensação de Retroatividade da 4ª Revisão Tarifária

Tendo em vista o atraso na conclusão da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas, referente ao ciclo 2018-2022, o valor devido referente ao FCLE dessa RTI foi discutido dentro do âmbito do acordo e equivale a um montante, a receber, equivalente a 297,19 MBRL (moeda dez/21). O detalhamento do acordo encontra-se no item “Acordo 4ª Revisão Tarifária” deste documento.

H. Custos Autorizados pela Agência Reguladora

Refere-se aos custos incorridos e não previstos decorrente de deliberações frutos de processos regulatórios que, em certos casos, geraram gastos não previstos no plano de negócio deliberado pelo Regulador durante o ciclo regulatório. Durante os anos de 2018 a 2022 não houve na CEG qualquer dispêndio que justificasse tal ajuste.

I. Índice de Reposicionamento Tarifário – *m*

Utilizando a metodologia de Fluxo de Caixa Livre da Empresa (FCLE), foi determinado o índice de reposicionamento de margens correspondente a 1,2144, a partir a comparação com a margem vigente.

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

Tabela 8: Determinação de m para Quinquênio 2023-2027

moeda dez/21	Taxa de Remuneração =					8,92%
CEG	Ano					Valor
Valores em Milhões R\$	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	1.118,75	1.076,22	1.031,19	991,43	537,16	3.800,87
II = 0,66* Custos e Despesas Operacionais	418,75	423,94	484,55	469,84	260,38	1.627,13
III = 0,66*Receitas Correlatas	26,35	14,08	13,19	14,35	10,19	63,37
IV = 0,34*Depreciação	109,39	111,98	123,62	126,46	71,10	428,54
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	25,47	26,73	22,14	29,04	15,45	94,15
VI = Investimentos	211,38	262,71	266,54	234,91	129,03	876,16
VII = Compensação de Retroatividade	297,19	-	-	-	-	
VIII = Compensação de IGPM Represado (pandemia)	386,68	-	-	-	-	
IX = Base Inicial	5.353,25					
X = Base Final					4.869,44	3.300,95
XI = Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio	37,65					
m= Receita Requerida / Margens Não Reposicionadas						
m= [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)						
m =	1,2144					

2. Introdução

2.1. Objetivo do Documento

A finalidade deste documento é apresentar à Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA toda a informação necessária e requerida para instruir a 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas da Concessionária, que definirá o Índice de Reposicionamento Tarifário – *m* a ser aplicado às tarifas limite que irão vigorar no quinquênio 2023-2027. A elaboração deste relatório tomou por base os preceitos estabelecidos no Contrato de Concessão e nas posteriores diretrizes derivadas dos processos regulatórios das Revisões Quinquenais de Tarifas anteriores.

O presente relatório foi estruturado objetivando permitir que o leitor possa ter o correto entendimento dos dados e informações apresentados e da metodologia adotada na elaboração desta proposta para a 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite.

2.2. Antecedentes

2.2.1. Acordo 4ª Revisão Tarifaria

Foram aprovadas pela AGENERSA as principais premissas do Termo de Conciliação firmado entre Poder Concedente e as Concessionárias, utilizando as premissas da FGV para a metodologia de cálculo do subinvestimento dos 3ºs Termos Aditivos aos Contratos de Concessão.

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

A CEG renunciou ao reconhecimento da outorga como ativo regulatório/intangível e à sua correspondente remuneração, conforme disposto nas Cláusulas 2.1.2 do 3º Termo Aditivo – 3TA, passando a outorga a ser considerada como ativo indenizável, cuja metodologia de pagamento às Concessionárias será definida até o último ano da 5ª Revisão Tarifária

Foram encerradas as discussões travadas nos processos judiciais de número (i) 0290848-46.2020.8.19.0001, (ii) 0156153-58.2020.8.19.0001, (iii) 0057659-61.2020.8.19.0001, (iv) 0001572-85.2020.8.19.0001; (v) 0197728-46.2020.8.19.0001; e (vi) 0929172-51.2023.8.19.0001, bem como os processos administrativos/regulatórios que tramitavam perante a AGENERSA em que o tema foi debatido, em especial, os recursos interpostos pelas Concessionárias no âmbito da 4ª RTI (Processos Regulatórios de nº E12/003/124/2017 e E-12/003/125/2017), arcando cada parte nos processos com os honorários de seus advogados, sem ônus de sucumbência para outra parte, cabendo, ainda, à CEG arcar com as custas judiciais de baixa e eventual diferença de taxa judiciária, se for o caso.

No âmbito da 4ª RTI (Processos Regulatórios de nº E-12/003/124/2017 e E12/003/125/2017), no que concerne às Deliberações 4198/2021 e 4199/2021, foram: (i) ratificados os valores do OPEX indicado em 13/06/2023 (CEG) pelo Grupo de Trabalho da AGENERSA, instituído pela Portaria AGENERSA nº 500/2017; (ii) considerados como gastos de OPEX as perdas reais de gás incorridas nos anos de 2018, 2019, 2020, 2021 e 2022, limitadas ao percentual de 3% (três por cento) previsto no item 3, parte I, do Anexo II, dos Contratos de Concessão; (iii) mantida a taxa de remuneração de capital definida nas Deliberações 4.198/2021 e 4.199/2021; (iv) utilizada a metodologia da consultoria FGV para cálculo do subinvestimento referente ao 3TA, conforme disposto no item 1.1 deste Instrumento; (v) mantida a metodologia de cálculo dos subinvestimentos apurados na 3ª revisão tarifária, para efeitos apenas da definição tarifária do referido período (2013-2017).

Foi fixado para a CEG o montante financeiro, relativo à receita da margem de distribuição projetada recebida a menor pela Concessionária CEG no período da 4ª RTI, no valor de R\$ 594,38 milhões (data-base Dez.2021). Desse total, a Concessionária renuncia a 50% (cinquenta por cento) do valor a ser recebido e o restante, de R\$ 297,19 milhões (data-base Dez.2021), será considerado na 5ª Revisão Tarifária

O acordo foi uma saída pela via da mediação para encerrar um imbróglio que perdurava por 7 anos, entretanto, não supõe que a Concessionária concorda ou consente o resultado de cada um dos pontos deliberados, mas sim buscou negociar condições mínimas para poder seguir com uma agenda positiva, que fora bloqueada sem a resolução da 4ª revisão tarifária, resultando em renúncias, por parte da CEG, de pontos de seu recurso administrativo.

Assim, não significa que a Concessionária anuiu todos os pontos da 4ª RTI, por conseguinte, dados que eram objeto de recurso, como BRA, Taxa de remuneração e FCLE não foram aceitos, senão negociados para o encerramento do problema.

Tal acordo encontra-se anexo a este plano e o valor acordado de R\$ 297,19 milhões (data-base Dez.2021), está sendo usados dentro do FCLE da 5ª RTI ora proposta.

2.2.2. Da Alteração da Classificação Contábil

O Contrato de Concessão, no parágrafo 6º da Cláusula Sétima, estipula que a base de cálculo da remuneração dos ativos da Concessionária, para efeitos de fixação e revisão de tarifas, considerará a parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados na contabilidade da Concessionária. Contudo, por força da Interpretação Técnica do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão, os ativos operacionais imobilizados foram reclassificados como ativos intangíveis, a partir de 2011. Assim, atualmente, todos os bens vinculados à concessão encontram-se nesta classificação contábil.

2.2.3. Da Dilação do Prazo

O parágrafo 3º, da Cláusula Sétima do CONTRATO DE CONCESSÃO estabelece que:

*“Para fins da revisão quinquenal, a **Concessionária** apresentará à **ASEP-RJ**, no penúltimo semestre de cada quinquênio, uma proposta de revisão do valor limite das tarifas e da estrutura tarifária que figura no ANEXO I, para vigorar para o quinquênio subsequente, instruída com as informações que venham a ser exigidas pela referida agência”*

Entretanto, devido complexidade e relevância de temas que, no entendimento da Regulada, necessitam de definição prévia à apresentação da Proposta da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas, o Poder Concedente e a AGENERSA concederam dilação deste prazo, nos termos das correspondências elencadas abaixo:

- I. CARTA DIREG 50/2022 de 02.05.2022; requerida a dilação do prazo para a entrega das Propostas para o Plano de Negócios da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas, até que sejam equacionadas as incertezas regulatórias acima expostas (definição das 4ªs Revisões Tarifárias, implementação de GNC, metodologia das 4ªs revisões tarifárias), inclusive definição da Taxa de Remuneração
- II. OFÍCIO AGENERSA SCEXEC SEI 698 de 06.06.2022, concedido prazo de 90 dias, por unanimidade, pelo CODIR AGENERS para apresentação do Plano de Negócios depois de definida a taxa de remuneração e as bases de ativos regulatórios, conforme Reunião Interna realizada em 03.06.2022;
- III. Consulta Pública sobre Taxa de Remuneração finda em 16.07.2025;
- IV. Audiência Pública sobre Taxa de Remuneração realizada em 23.07.2025;
- V. Deliberação AGENERSA número 4988/2025 da Taxa de Remuneração.

Entretanto, como citado inicialmente, e em benefício do andamento célere do processo, que, como informado, é condição precedente ao processo de renovação da concessão, a Regulada, por livre arbítrio, de maneira

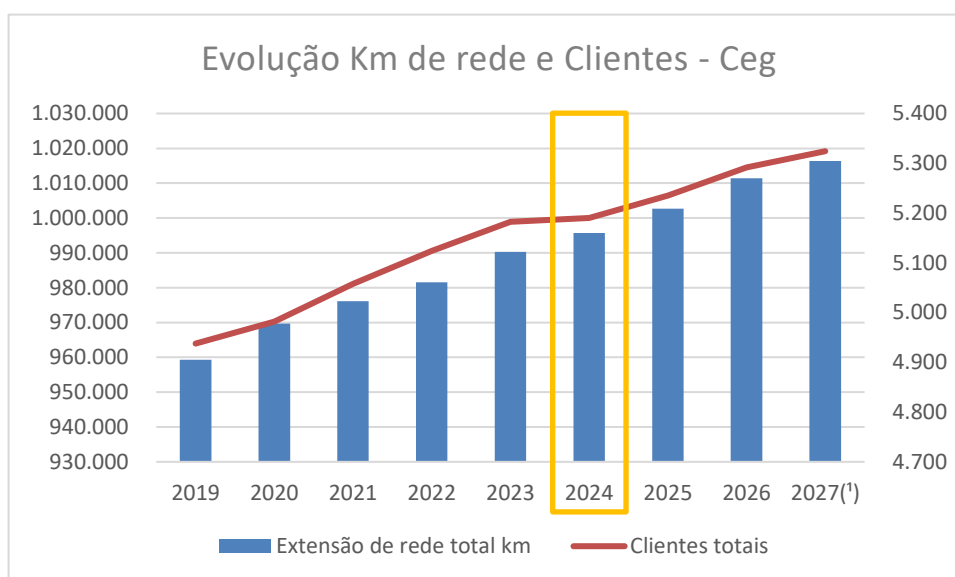
proativa, opta por apresentar seu Plano de Negócios apesar da falta de definição quanto a Base de Ativos Regulatória, enviada previamente a í. Reguladora.

2.3. A Rede de Distribuição e Área de Concessão

A Concessionária tem exclusividade para a distribuição de gás canalizado para qualquer utilização, em qualquer quantidade, na Região Metropolitana do Estado do Rio de Janeiro, entendida essa como a área a que pertencem, atualmente, os municípios de Belford Roxo, Duque de Caxias, Guapimirim, Itaboraí, Itaguaí, Japeri, Magé, Mangaratiba, Maricá, Nilópolis, Niterói, Nova Iguaçu, Paracambi, Queimados, Rio de Janeiro, São Gonçalo, Tanguá, Seropédica e São João de Meriti.

Considerando os dados consolidados em 31/12/2024, a Concessionária possui uma rede de distribuição de 5.160 km, atendendo 1.000 mil consumidores, aproximadamente.

Figura 1: Evolução Km de rede e clientes (2019 - 2027)



3. Entorno Regulatório e Institucional

3.1. O Marco Regulatório

A competência sobre os serviços de distribuição de gás canalizado foi definida pela Constituição de 1988, que, no seu artigo 25, §2º, estabelece caber aos Estados Federados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado. Nesse sentido, o Governo do Estado do Rio de Janeiro celebrou em 21 de julho de 1997, com a Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro – CEG, o Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado, para regular a prestação do dito serviço, que é regido também pelas normas gerais das Leis Federais nos 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e 9.074, de 7 de julho de 1995, da Lei Estadual nº 1.481, de 21 de junho de 1989 (Obs.: essa lei foi revogada pela Lei nº 2.831, de 13 de novembro de 1997), da Lei Estadual nº 2.686, de 13 de fevereiro de 1997 e Lei

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

Estadual nº 2.752, de 2 de julho de 1997, e demais legislações estaduais pertinentes e pelas normas regulamentares expedidas pela Agência Reguladora Estadual.

Em 04 de março de 2009, foi publicada a “Lei do Gás” sob o nº. 11.909/2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural de que trata o artigo 177 da Constituição Federal, bem como as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 e dá outras providências. Esta Lei foi regulamentada através do Decreto Federal 7.382/10, de 02 de dezembro de 2010

Para atuar na regulação e fiscalização dos Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado foi criada pela Lei Estadual 2686/97, de 13 de fevereiro de 1997, a Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro - ASEP-RJ, com personalidade jurídica de Direito Público e autonomia administrativa, técnica e financeira.

A ASEP-RJ foi extinta, sendo criada, ato contínuo, a AGETRANSP, como sucessora da primeira. Pela Lei Estadual 4.556, de 06 de junho de 2005, foi criada a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA. A AGENERSA é uma autarquia especial que tem a finalidade de exercer o poder regulatório, acompanhando, controlando e fiscalizando os atuais contratos de concessão dos serviços públicos concedidos no âmbito de sua atuação, dentre eles, a distribuição de gás canalizado – Concessionária CEG.

Cabe ressaltar que o contrato de concessão sofreu alterações através da assinatura de 3 aditivos, conforme segue abaixo:

- Aditivo 1: Celebrado em 14/07/2004 cujo objeto estabelece investimentos em ramais de distribuição de Alta Pressão para o atendimento do município de Guapimirim.
- Aditivo 2: Celebrado em 04/08/2005 cujo objeto estabelece investimentos em ramais de distribuição de Alta Pressão para o atendimento dos municípios de Mangaratiba e Maricá.
- Aditivo 3: Celebrado em 01/12/2014 cujo objeto substitui investimentos em ramais de distribuição de Alta Pressão por gasodutos virtuais para o atendimento dos municípios de Mangaratiba e Maricá.

3.2. O Modelo Regulatório da Concessão

O serviço público de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro tem em seu modelo regulatório, conforme estipulado no Contrato de Concessão, os seguintes mecanismos regulatórios:

- Mecanismo de tarifas limite (*Price Cap*), no qual a CONCESSIONÁRIA não pode cobrar de seus consumidores tarifas superiores àquelas definidas como limite pelo regulador.
- Mecanismo de taxa de remuneração, no qual o regulador determina, de acordo com o estabelecido no Contrato de Concessão, a taxa de remuneração que será utilizada em cada ciclo tarifário quinquenal para reposicionar as tarifas limite e restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

- Mecanismo do Fator Termelétrico – Fator T, no qual a tarifa do mercado termelétrico sofrerá a compensação com relação ao valor da receita requerida não realizada no acumulado do ciclo. Este fator de ajuste será mais detalhado dentro do apartado de “Tarifas Térmicas”.

3.3. O Processo de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite

As principais regras e procedimentos ditados pelo Contrato de Concessão estão disciplinadas na cláusula 7ª do pacto concessivo.

Nada obstante, o contrato apresenta a disciplina geral, a cada Revisão Tarifária são debatidas as metodologias aplicáveis para cumprimento dessas premissas

Cabe ressaltar que o ciclo tarifário vigente, com duração aproximada de 4,5 anos, já conta com quase três anos transcorridos, razão pela qual deverá ser objeto de análise extraordinária. Consequentemente, os ritos da Revisão Tarifária deverão ser igualmente ajustados para contemplar essa excepcionalidade. Assim, para a presente Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, estabelecem-se as seguintes premissas:

- A CONCESSIONÁRIA deve apresentar à AGENERSA, uma proposta de revisão do valor das tarifas limite que figuram no anexo 1 do Contrato de Concessão.
- A proposta de revisão das tarifas limite considerará como custos³, todos aqueles referentes a: (i) aquisição de gás; (ii) demais despesas e custos operacionais, excetuadas as despesas financeiras; (iii) depreciação dos ativos operacionais; (iv) tributos, inclusive os incidentes sobre o faturamento mas não os incidentes sobre a renda e (v) remuneração, líquida de imposto de renda, a incidir sobre o ativo operacional imobilizado, a título de remuneração do capital, de acordo com a metodologia indicada nos parágrafos 6º a 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.
- Não serão considerados para efeitos da revisão do valor das tarifas limite os investimentos custeados diretamente pelos consumidores, ou por terceiros, inclusive aqueles com instalações e conexões, nem a depreciação decorrente de tais investimentos.
- A remuneração do capital será apurada através da aplicação da taxa de remuneração sobre a Base Inicial de Remuneração de Ativos. A metodologia de cálculo da taxa de remuneração é determinada no item “Taxa de Remuneração de Capital”, deste documento, levando em conta o risco inerente da atividade.
- A proposta de revisão das tarifas limite que poderão ser praticadas no quinquênio subsequente, de acordo com o § 10º da cláusula sétima do Contrato de Concessão.

³ Sobre os custos a serem considerados cabe ressaltar que as deliberações da ASEP/RJ e AGENERSA, respectivamente, relativas às quatro Revisões Quinquenais de Tarifas Limite anteriores incluíram na base de cálculo para determinação do índice de reposicionamento “m”, os custos projetados para o próximo quinquênio, conforme a projeção de demanda e o plano de investimentos da CONCESSIONÁRIA, dentro de um modelo de fluxo de caixa livre descontado pela taxa de remuneração definida pelo Regulador neste mesmo processo.

- Em relação ao item a acima, cabe ressaltar que as deliberações da ASEP/RJ e AGENERSA, respectivamente, relativas às quatro Revisões Quinquenais de Tarifas Limite anteriores incluíram na base de cálculo para determinação do índice de reposicionamento “m”, os custos projetados para o próximo quinquênio (2023-2027), conforme a projeção de demanda e o plano de investimentos da CONCESSIONÁRIA, dentro de um modelo de fluxo de caixa livre descontado pela taxa de remuneração definida pelo Regulador neste mesmo processo.
- A AGENERSA terá o prazo formal de 120 (cento e vinte) dias para se manifestar sobre o pedido de revisão, fixando os índices que, aplicados às tarifas limite, resultará nas tarifas limite para o quinquênio subsequente, consoante procedimento previsto no §12, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

4. Taxa de Remuneração de Capital

Nos termos do Contrato de Concessão celebrado entre o Estado do Rio de Janeiro e a CEG, a taxa de remuneração do capital está atrelada ao modelo de Precificação de Ativos de Capital (CAPM), conforme previsto no § 9º da Cláusula Sétima. Trata-se de metodologia amplamente reconhecida nos ambientes regulatório e financeiro, assegurando alinhamento às melhores práticas de mercado e à segurança jurídica do processo tarifário.

A taxa de remuneração de capital, aplicável à Base de Remuneração de Ativos (BRA), constitui o parâmetro de referência para o cálculo do retorno requerido pelos acionistas e é utilizada como taxa de desconto no Fluxo de Caixa Livre da Concessionária (FCLE). O CAPM estabelece que o retorno requerido pelos acionistas deve refletir a soma entre a taxa livre de risco e um prêmio de risco proporcional à exposição sistêmica da empresa. A equação que fundamenta esse modelo é:

$$\text{Taxa de Remuneração de Capital} = r_i + [\beta * (\text{prêmio de risco})] + r_b$$

onde,

r_i é a taxa real livre de risco;

β É o parâmetro que relaciona o risco sistemático (não diversificável) do setor de atuação da Concessionária ao retorno do mercado como um todo; e

Prêmio de risco é a diferença entre o retorno esperado do mercado como um todo e a taxa livre de risco (r_i), r_b é o “Risco Brasil”.

Com o objetivo de subsidiar a proposta de Revisão Quinquenal das Tarifas Limite, a Concessionária contratou a FGV para elaboração de relatório técnico, anexo a este Plano de Negócios, destinado à determinação da taxa de remuneração do capital, em estrita conformidade com o disposto no § 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, considerando os seguintes fundamentos:

- Observância ao princípio da razoabilidade contratual, assegurando que a rentabilidade reflita as características do serviço público de distribuição de gás canalizado.

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

- A natureza do serviço, marcada por elevado capital imobilizado e investimentos programados, cuja adequada remuneração depende da definição da base de capital e da taxa aplicável.
- A necessidade de compatibilizar a remuneração do capital investido aos riscos e custos efetivos do setor, garantindo equilíbrio econômico-financeiro e segurança jurídica ao contrato.

A Concessionária reafirma sua confiança na consistência técnica da metodologia e dos cálculos apresentados pela FGV, no âmbito da Consulta Pública realizada entre 16 de junho e 16 de julho de 2025 e da Audiência Pública realizada em 23 de julho de 2025. Em estrita observância à Deliberação Agenera nº 4988/2025 e ao princípio da razoabilidade contratual, adota-se, para fins de apuração do Fluxo de Caixa Livre da Concessionária (FCLE), a taxa de remuneração de capital de 8,92%, aplicável ao ciclo tarifário em análise. Os resultados encontram-se devidamente consolidados na tabela a seguir.

A taxa livre de risco (r_f), conforme deliberada, tem como parâmetro o juro real dos títulos do Tesouro dos Estados Unidos com vencimento em dez anos, adotando-se o retorno médio anual desses ativos com base em série histórica de trinta anos (1992–2021).

Para o cálculo do beta não alavancado (β_{na}), utilizou-se como referência o indicador setorial do segmento de distribuição de petróleo e gás nos Estados Unidos, considerando a média das médias de cinco anos anteriores ao ciclo revisional.

O prêmio de risco de mercado ($r_m - r_f$), representativo do retorno adicional exigido pelos investidores em relação à taxa livre de risco, correspondente à média histórica da diferença entre o desempenho anual do índice S&P 500 e o rendimento dos títulos do Tesouro norte-americano de dez anos, no período de 1928 a 2021, conforme base de dados consolidada por Damodaran.

O prêmio de risco Brasil (r_b) foi incorporado ao modelo por meio do índice EMBI+BR, cuja estimativa considerou a mediana das médias anuais da série histórica de 2007 a 2021, com fundamento nos dados disponibilizados pelo Ipea.

Por fim, a estimativa da inflação nos Estados Unidos foi apurada com base na média anual do índice de preços ao consumidor (CPI), conforme dados oficiais do *Bureau of Labor Statistics* (BLS), no período de 2007 a 2021.

Com base nas premissas descritas e consolidadas na tabela a seguir, apurou-se a taxa nominal de remuneração do capital próprio em 11,26%. Para a conversão ao valor real de 8,92%, foi aplicada a equação de Fisher, conforme metodologia consagrada.

$$R_{CAPM_{real}} = \frac{1 + R_{CAPM}}{1 + Inflação}$$

Onde,

$R_{CAPM_{real}}$:	Taxa de Remuneração de Capital Real
R_{CAPM} :	Taxa de Remuneração de Capital Nominal

Demonstrativo da Taxa de Remuneração de *Capital*

Índice	Critério	CEG
Taxa livre de risco nominal (R_f)	Rendimentos médios do US10Y no período de 30 anos (1992-2021). Fonte: U.S. Department of the Treasury.	3,99%
Beta não alavancado (β_{na})	Média de 5 anos das empresas de distribuição de petróleo/gás no mercado dos EUA (2018-2022). Fonte: Damodaran.	0,6843
Prêmio de risco de mercado	Média do rendimento médio anual do S&P 500 e do US10Y (1928-2021). Fonte: Damodaran.	6,71%
Risco país	Mediana das médias anuais (série diária), 2007-2021. Fonte: Ipea.	2,68%
Inflação EUA	Média de 10 anos do IPC dos EUA (2011-2021). Fonte: U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistic.	2,15%
Taxa de Remuneração Nominal		11,26%
Taxa de Remuneração Real		8,92%

5. Projeção de Demanda

A seguir são descritos os critérios adotados para a projeção de cada mercado.

5.1. Mercado Residencial

A região metropolitana do Rio de Janeiro é caracterizada por elevada diversidade socioeconômica entre seus municípios, reunindo áreas com diferentes níveis de renda, infraestrutura urbana e acesso a serviços básicos. Possui grande concentração populacional, significativa verticalização de domicílios em bairros centrais e alta urbanização, mas ainda enfrenta desafios quanto à distribuição de renda e oferta de saneamento, como água encanada, em algumas localidades. Com isso, o mercado residencial reflete essas disparidades, pois o potencial de crescimento está relacionado tanto ao perfil socioeconômico das famílias quanto à disponibilidade de infraestrutura e proximidade da rede de serviços.

Figura 2: Mercado residencial da CEG

Área de concessão Ceg - mercado residencial

Principais magnitudes municípios Ceg	20 100%	19 95%	11.671M	4.504M
	Municípios Concessão	Municípios abastecidos	População ¹	Domicílios totais ¹
	Área geográfica: 5.683,3 km ²		2,59 moradores/domicílio	

A projeção para expansão do mercado residencial é elaborada com base no estudo de potencial de mercado, a partir de dados socioeconômicos separados por municípios. Para a obtenção de um mercado potencial factível, consideram-se características, como por exemplo, existência de água encanada, socioeconômicas que estejam em linha com a capacidade econômica das famílias (classe social), distância da rede e prováveis clientes âncoras, visando definir o percentual de crescimento destas áreas.

Com base nas informações citadas acima e agregando os dados do Censo – IBGE, identificamos que a região possui cerca de 13% dos domicílios do tipo aglomerado subnormal e somente 42% possui renda acima de 3 salários-mínimos. Essas características impactam diretamente o mercado potencial, já que são premissas mínimas que possibilitam o abastecimento das residências.

Além disso, um fator relevante para a expansão do mercado de gás natural, mesmo em regiões já abastecidas, é o cenário competitivo, que neste caso se mostra desfavorável em comparação ao principal concorrente, o GLP.

A partir do mapeamento dos domicílios temos identificado predominância de edificações verticalizadas o que viabilizou avançarmos com a rede de distribuição para os 19 de 20 municípios da concessão. A cidade de Tanguá, única contemplada para abastecimento neste plano, apresenta predominância de domicílios pertencentes à classe D (renda entre 1 e 3 salários-mínimos, segundo o Censo 2010). A expansão do fornecimento será viabilizada por meio do segmento de Gás Natural Veicular (GNV), que atua como vetor estratégico para a chegada da rede ao município. Não está sendo considerado neste ciclo a penetração no mercado residencial em função das atuais características sociodemográfica da região.

Ceg = Clientes ativos: 985k

22% Penetração dez/23

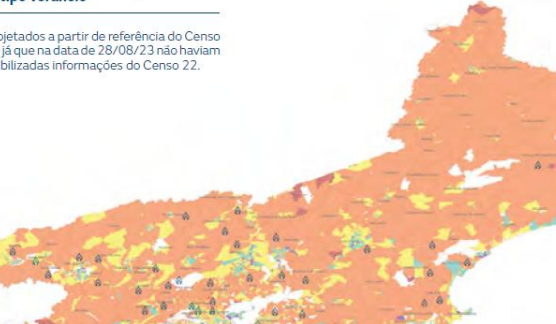
Concessão: 20 municípios
Abastecidos: 19 municípios -> 95%

- Área geográfica: 5.683,3 km²
- População: 11.671.230¹

• Domicílios totais¹	4.504M 73%
• Domicílios sem aglomerado subnormal²	87%
• Domicílios com renda familiar > 3SM²	42%
• Edificações plurifamiliar	62%
• Domicílios factíveis para expansão	906,6

Informações qualitativas	Ceg
 Características territoriais	Zona metropolitana
 Edificações plurifamiliar	62,3%
 Aglomerados subnormais	13,3%
 Domicílios tipo veraneio	3,3%

Cálculos projetados a partir de referência do Censo 2010-IBGE, já que na data de 28/08/23 não haviam sido disponibilizadas informações do Censo 22.



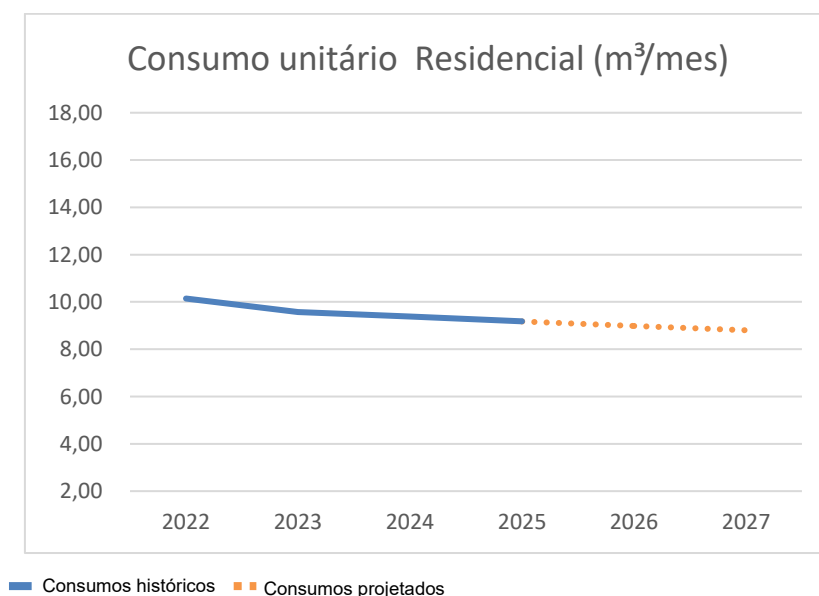
21

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

A demanda do mercado residencial foi desenhada considerando as seguintes premissas:

- Para a projeção da evolução de clientes para o mercado residencial foi aplicada a taxa da média histórica de 1,7% dos últimos dez anos anteriores à pandemia. Esta evolução representará uma média de 0,6% a.a. de crescimento da base total de clientes, mesmo com a crise econômica e de segurança do Estado que vem afetando efetivamente este segmento e a baixa competitividade do gás natural frente ao seu principal concorrente que é o GLP.
- A projeção de volume segue em linha com o histórico do consumo unitário dos últimos 15 anos, onde percebe-se uma redução de 1,9% a.a. devido ao aumento do uso de equipamentos elétricos portáteis (ex. Airfryer, coocktop, fornos elétricos, microondas) e políticas de incentivo à melhoria da eficiência energética dos equipamentos, o que impacta diretamente no consumo dos aquecedores a gás. Além disso, ao longo dos anos o Censo Demográfico demonstra que no estado do Rio de Janeiro vem aumentando a quantidade de morador único por domicílio, o que impacta diretamente os consumos unitários das residências. Pelo Censo 2022 o índice de morador único é de 27,6% em relação ao total de domicílios, representando um crescimento de 108% em relação ao Censo 2010, quando esse índice era de 15,6%. Para o período de 2023 a 2027, estima-se uma redução média anual de 2,2% no consumo unitário.

Figura 5: Evolução Consumo Unitário Residencial Considerada



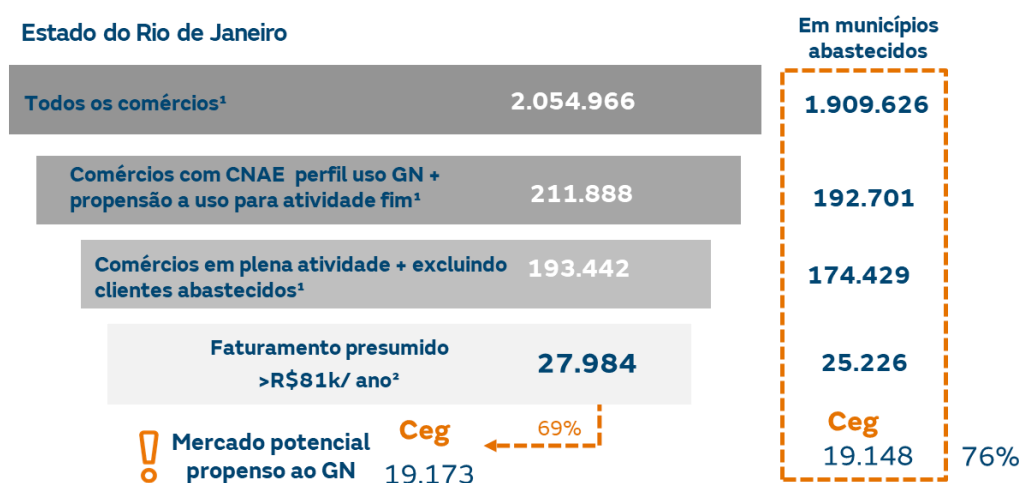
5.2. Mercado Comercial

Para o mapeamento do mercado potencial comercial, foi desenvolvido um perfil dos tipos de comércio com base na carteira de clientes ativos, identificando os CNAEs (Classificação Nacional de Atividades Econômicas) com maior propensão ao uso de gás natural como insumo em suas atividades fim. Com esse

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

perfil definido, utilizamos a ferramenta de inteligência de mercado Neoway para identificar oportunidades, ampliando a visão estratégica sobre áreas com potencial de expansão.

Figura 6: Funil de qualificação para identificação do mercado potencial Comercial:



Fonte: Plataforma Neoway, dados de março/24.

O mercado potencial, considerando os CNAEs com perfil de consumo de gás natural e critérios de qualificação — especialmente porte e saúde financeira — é predominantemente composto por pequenos e médios estabelecimentos. Nesse contexto, a captação de novos clientes ocorre de forma orgânica, acompanhando a evolução comercial do segmento em sinergia com o mercado residencial.

A competitividade atual do gás natural em relação ao seu principal energético alternativo, o GLP, é desfavorável. No pior cenário — considerando o consumo em granel — o gás natural é aproximadamente 60% menos competitivo que o GLP, o que indica um custo mais alto frente ao energético alternativo. (fonte: ANP e pesquisa de mercado interna, set/25), limitando a expansão deste segmento.

Ainda em relação à competitividade, esse mercado também vem sendo impactado pelo crescimento da migração de consumidores para o mercado livre de energia. Desde 2024 todas as empresas conectadas em média ou alta tensão, tem a opção de migrar independentemente da demanda mínima. E ainda, dentro do período de 2023-2027 há previsão de abertura do mercado livre de energia para todos os consumidores do país a partir de 2026. Esse cenário impacta não apenas a captação de novos clientes e/ou a manutenção da base de clientes, como também o consumo unitário desse mercado já que há uma predileção por uso de equipamentos elétricos que também oferecem tecnologias mais desenvolvidas com foco na eficiência energética.

A demanda do mercado comercial foi desenhada considerando as seguintes premissas:

a) Altas de clientes projetadas com crescimento em linha com o PIB, chegando a uma média de 2,4% a.a. de crescimento líquido a partir de 2025.

b) Volumes estimados em linha com os consumos unitários históricos dos clientes ativos da base, chegando à média de -2,8% no quinquênio. Essa redução conforme citado acima, pode ser explicada pelo aumento do uso de energia elétrica na busca por melhoria da eficiência energética dos equipamentos e crescimento do mercado livre de energia.

Para o caso dos grandes comércios (GCO), pela mesma dificuldade apresentada na competitividade do gás natural frente ao GLP, e em função da grave crise econômica do Estado do RJ, não foi projetado um crescimento expressivo de clientes para o período de 2023 a 2027, sendo considerado apenas um pequeno crescimento orgânico em número de clientes. Neste caso, a projeção de demanda foi realizada cliente a cliente, tanto para os clientes existentes como para os potenciais clientes.

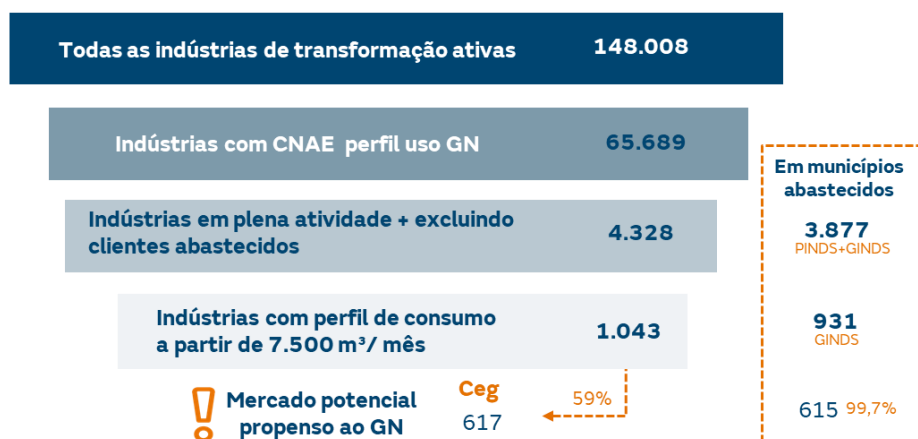
5.3. Mercado Industrial

No mercado industrial, dado o processo de desindustrialização ocorrido no Brasil, e especialmente no ERJ, que se agravou nos últimos 10 anos, ocorreu uma redução importante no consumo de gás natural por este mercado.

Para identificar o mercado industrial com potencial de consumo, foi construído um perfil dos segmentos industriais com base nos clientes já atendidos, destacando os CNAEs (Classificação Nacional de Atividades Econômicas) com maior tendência ao uso do gás natural como recurso energético em suas operações principais. Com esse perfil estabelecido, empregamos na plataforma de inteligência de mercado Neoway para localizar novas oportunidades, ampliando a perspectiva estratégica sobre regiões com possibilidade de expansão.

Figura 7: Funil de qualificação para identificação do mercado potencial Industrial

Estado do Rio de Janeiro



Fonte: Plataforma Neoway, dados de março/24.

A partir da qualificação do mercado potencial de indústrias com perfil de uso do gás natural em seus processos produtivos, identifica-se características de pequenas indústrias (consumos inferiores a 7500m³/mês).

Com isso, considera-se operar ativamente em consonância com as iniciativas públicas para a reindustrialização do estado, garantindo o melhor atendimento possível da base instalada e de novos clientes potenciais que estão previstos nos polos industriais projetados.

A projeção da demanda do mercado industrial foi realizada a partir do mercado potencial qualificado e foi determinada a partir da demanda dos clientes existentes ao final do quinquênio de 2027 devido a iniciativas governamentais estaduais e federais de incentivo ao uso do gás natural e reindustrialização do ERJ. Para o período de 2023 a 2027, projeta-se uma redução anual de 1,7% no volume consumido, resultado ainda mais favorável do que a média de retração observada nos últimos 15 anos, que foi de -3,2% ao ano. Apesar dessa queda no volume, prevê-se um crescimento de 1,6% no número de indústrias atendidas ao longo do período.

5.4. Mercado de Cogeração, Geração Distribuída e Climatização

Este mercado é frequentemente impactado pela volatilidade de preços apresentada no setor de energia elétrica, devido à sua forte correlação com as condições climáticas. Os projetos relacionados aos segmentos de Cogeração, Geração Distribuída e Climatização visam substituir a energia elétrica adquirida das Concessionárias via rede de distribuição por geração de energia produzida através de gás natural.

A decisão por esta substituição depende de condições de preços mais elevados e estáveis no setor elétrico, desfavorecendo a obtenção de energia elétrica da rede e tornando mais atrativa a decisão de investimento de longo prazo em algumas dessas soluções energéticas. Desta forma, a falta de estabilidade de preços no longo prazo, faz com que a decisão de investimento em soluções energética dependa, quase que

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

exclusivamente, da segurança de suprimento de energia elétrica, fundamental para determinados segmentos, tanto da indústria como do comércio.

Estas condições mercadológicas descritas acima inibem uma expansão mais consistente destes segmentos, o que impacta diretamente nas perspectivas de venda de gás natural, ainda que haja competitividade de tarifas.

A projeção para clientes desse segmento está inserida no volume do industrial, em função da sua imprevisibilidade e baixo consumo.

5.5. Mercado Automotivo – GNV

O Rio de Janeiro é um caso de sucesso no uso de GNV. O estado tem a maior frota a gás do país, com mais de 1,6 milhão de veículos leves convertidos para GNV, estando na região da CEG 1,3 milhão de veículos e mais de 500 postos de combustível.

O ERJ já responde por mais da metade do consumo do combustível no país (55%). Apesar disto, percebe-se que o volume de vendas deste mercado vem caindo nos últimos anos em todo país, devido à competitividade frente ao Etanol e à entrada de veículos elétricos no mercado, que possuem maior incentivo público no desconto do IPVA do que veículos movidos à GNV. Atualmente, os veículos que são exclusivamente elétricos possuem alíquota de 0,5% enquanto os convertidos a GNV 1,5%.

Ainda assim, está nos planos da Naturgy a ampliação das redes de postos de GNV. E uma nova fase de expansão, por meio de novos modelos para uso do GNV em veículos pesados. O Corredor Sustentável já é uma realidade no Rio de Janeiro onde foram implementados em 2024, neste quinquênio, o primeiro corredor na BR 116 Via Dutra, seguido do corredor na Washington Luís na BR 040, garantindo autonomia de abastecimento aos veículos pesados movidos a GNV que circulam nesta via, ambos com incentivo Governo do Estado.

O GNV também é uma alternativa na transição para uma mobilidade urbana livre das emissões poluentes, com redução de 23% na emissão de CO₂ (gás causador do efeito estufa), de 90% de NO_x (gases nocivos à camada de ozônio) e de 85% de material particulado (principal componente da fumaça preta). Para que este mercado evolua, entretanto, é necessário a parceria pública privada, com incentivos governamentais ao setor de transporte, que propiciem a mudança no uso do diesel pelo GNV.

A projeção de novos clientes está alinhada às solicitações de novos postos de abastecimento, com crescimento médio de 5% a.a. na base total de postos abastecidos com GNV entre 2023 e 2027. Comparando a base de clientes de 2022, o crescimento será de 28% em 2027. Contudo, apesar do aumento de postos para abastecimento de veículos para GNV, o volume de vendas do mercado não apresenta crescimento.

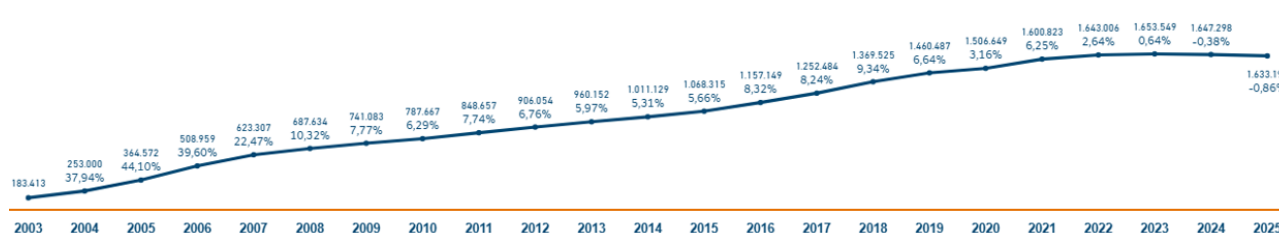
Apesar do Rio de Janeiro ter sido pioneiro no mercado de gás natural veicular, desde a pandemia o estado vem enfrentando uma queda significativa no volume vendido, impulsionada principalmente pela entrada dos veículos elétricos, adicionalmente o incremento do custo do gás agravou este cenário. Em 2021, durante a crise do gás, os preços praticados pelo mercado internacional chegaram a ultrapassar 17% do

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

Brent ao mesmo tempo em que o próprio Brent e o dólar atingiam patamares historicamente elevados em função da pandemia.

Essa mudança de realidade impactou não apenas o consumo, mas também vem reduzindo a frota convertida conforme demonstrado no gráfico abaixo.

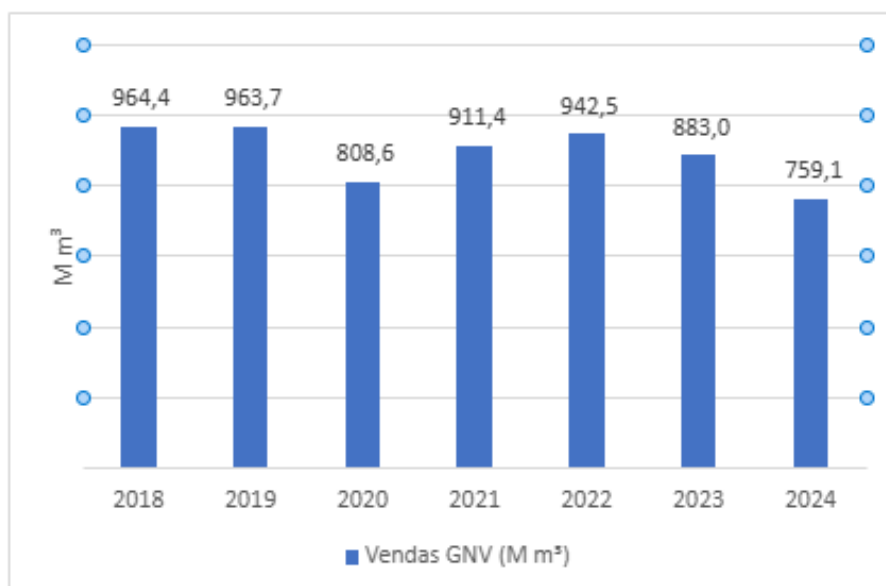
Figura 8: Evolução frota GNV no ERJ



Fonte: DetranRJ, dados até set/25.

Pode-se observar que desde 2003 há anos de expansão intensa de conversões, seguido de mais uma década de estabilidade. O cenário muda a partir de 2020 com forte queda nas conversões reflexo da entrada dos veículos elétricos de forma massiva. Em 2024, registrou-se pela primeira vez um saldo negativo de conversões, com -6 mil veículos, e um acumulado a 2025 de -20mil veículos deixando a frota de GNV.

Figura 9 – Histórico de Vendas de Gás Natural no Segmento de GNV de 2018 a 2024

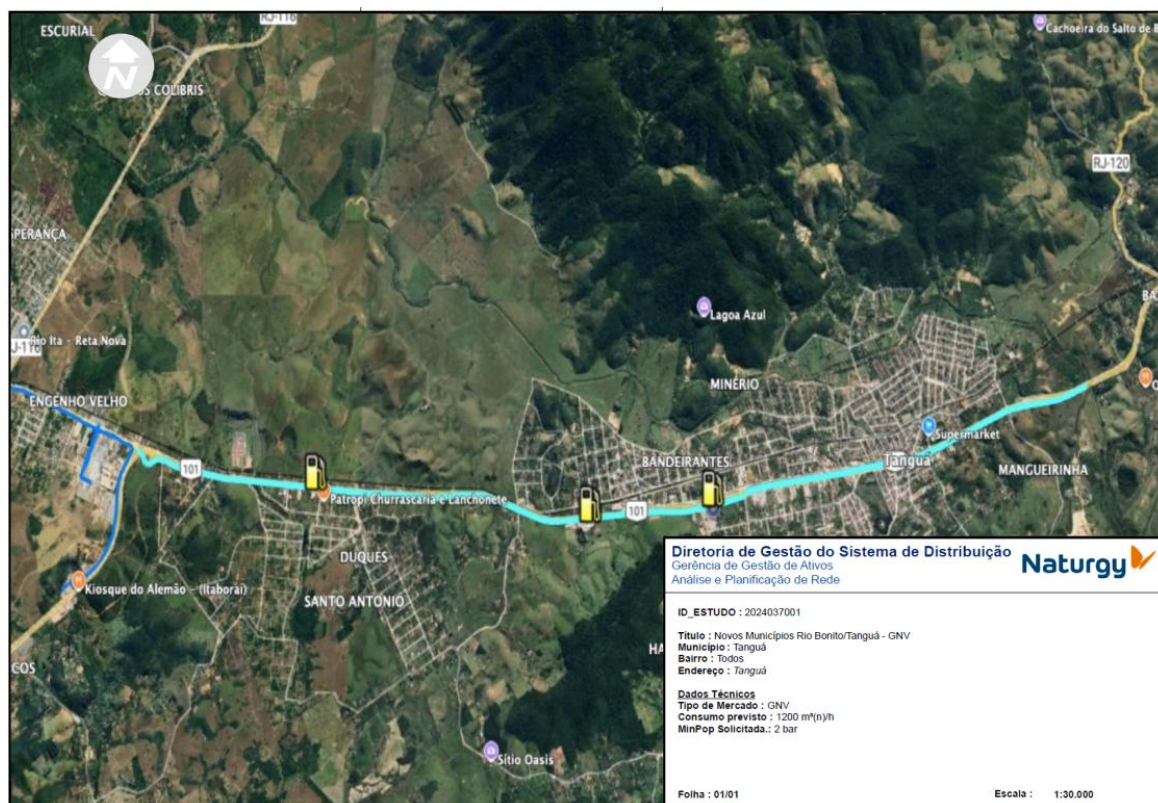


5.5.1 Abastecimento do município de Tanguá

Neste plano, está prevista a expansão do abastecimento para o último município da área de concessão da CEG, tendo o mercado de GNV como segmento âncora para viabilizar essa chegada. Para atender Tanguá será construída uma rede de distribuição de 11.210 metros, destinada ao suprimento do mercado local, com

início das operações previsto para 2027. Esse investimento permitirá atingir 100% dos municípios da área de concessão.

Figura 10:



5.5.1. Corredores Sustentáveis

Corredores Sustentáveis são rodovias que possuem postos de combustíveis com infraestrutura adaptada para um abastecimento ágil de GNV/biometano em veículos pesados. Esses pontos de abastecimento permitem que os caminhões percorram rotas mais extensas sem a necessidade de retornar aos pontos de origem para reabastecimento.

Na Europa, países como Alemanha, Itália, França e Espanha possuem redes consolidadas de postos de GNV e biometano, com corredores que conectam regiões industriais e logísticas importantes desde o início da década de 2010. Nos Estados Unidos, desde 2010 incentivos federais e estaduais começaram a fomentar o uso de gás natural comprimido (CNG) e gás natural liquefeito (LNG) em frotas pesadas. Desde 2015, a China tem investido fortemente em GNV para transporte pesado, com milhares de estações de abastecimento construídas como parte de sua política de redução de emissões. Outros países asiáticos como Japão e Coreia do Sul também mantêm projetos logísticos com uso do biometano e GNV. A partir de 2018, o governo indiano lançou planos para expandir a infraestrutura de GNV, com foco em corredores logísticos e urbanos.

Como podemos observar a demanda crescente por transporte sustentável está impulsionando novos investimentos em infraestrutura em diversos países do mundo.

Esses corredores possibilitam a ampliação da rede de abastecimento, tornando o uso de energias renováveis mais acessível para frotas de transporte pesado das principais rodovias que cortam o estado utilizando a infraestrutura dos postos de GNV que contribuirá de forma rápida para o atendimento deste novo mercado. Como resultado, tornam-se um elemento-chave na transição para um modelo energético mais limpo e eficiente.

Dessa forma, a Naturgy está comprometida com a sustentabilidade e temos interesse em expandir o uso dos corredores sustentáveis.

5.6. Mercado Termelétrico

O mercado térmico vem sendo também impactado pelo crescimento da geração a partir de fontes renováveis. De acordo com dados do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2025, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a matriz energética brasileira atualmente é composta por 88% de geração a partir de fontes renováveis, tendo a energia gerada pelo vento (eólica) e pelo sol (solar) 23,7% de participação na geração total de eletricidade do país no ano 2024. Essa expansão trouxe maior oferta de energia em períodos de alta insolação e ventos, reduzindo a dependência das térmicas.

Junto ao crescimento da geração de energias renováveis, está a expansão das Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) que entre janeiro e julho de 2025, adicionou 5.293,86 MW de potência no Brasil, com a instalação de 513.321 sistemas que passaram a beneficiar 928.480 unidades consumidoras — incluindo 663.469 famílias. Com esse avanço, a capacidade total da geração distribuída alcançou cerca de 42,4 GW.

Frente a esse cenário, as térmicas estão sendo acionadas principalmente em horários de ponta (fim da tarde e início da noite), quando a geração solar cai, mas de forma muito menos intensa do que em 2021, quando a crise hídrica exigiu operação contínua dessas usinas.

No entanto, dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN) os reservatórios das usinas hidrelétricas ainda desempenham papel estratégico fundamental no equilíbrio energético do país, atuando como “baterias naturais” capazes de armazenar energia potencial na forma de água. Essa capacidade de regularização garante a segurança do suprimento elétrico, suavizando as variações naturais da afluência hídrica e reduzindo a necessidade de despacho térmico — que possui custo mais elevado e maior impacto ambiental.

E diferente do que ocorreu entre os anos de 2021 e 2022 com secas severas, a partir de 2023 as condições climáticas favoreceram a retomada do armazenamento de água e com isso a redução da necessidade de despachos térmicos nos últimos tempos.

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

No entanto, as projeções para esse mercado podem ser sensíveis já que o seu despacho não depende apenas do tipo de energia demandada pelo sistema, mas sim de um conjunto de variáveis sistêmicas, tais como: o custo variável unitário (CVU) da próxima usina mais barata disponível no mérito econômico; a capacidade de transmissão entre subsistemas; a possibilidade do intercâmbio suprir a demanda sem violar limites elétricos; a capacidade de cada usina térmica atender à necessidade no tempo requerido; restrições hidráulicas e ambientais momentâneas; condições hidrológicas e afluições de curto prazo.

Com isso, predição de despacho de usinas termelétricas na região sudeste do Brasil, apresenta grande dificuldade em função da necessidade de análise combinada dos diversos fatores a serem considerados, dos quais destacamos como os mais relevantes: a projeção dos cenários hidrológicos, disponibilidade e custo do gás natural e o comportamento da demanda elétrica.

5.6.1. Projeção de Vendas das UTE's para o Quinquênio 2023-2027

Foram realizadas projeções com a expectativa de que o cenário será mais otimista e em linha com o real dos últimos 3 anos.

5.7. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado

Seguem abaixo as tabelas resumo com as projeções de clientes e demanda por mercado.

Tabela 9: Projeção de Incremento Líquido de Clientes por Segmento (2023-2027).

CEG	Nº de Incremento Líquido de Clientes por Segmento (nº clientes/ano)				
Mercado	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
Residencial (*)	7.948	640	6.041	7.760	3.658
Comercial	536	413	415	215	143
Climatização	-5	-1	9	1	1
Geração Distribuída	7	-1	11	1	1
Cogeração	-17	-1	9	1	1
GNV	1	27	26	29	13
Industrial	-39	-5	-50	21	9
Vidreiras	0	0	0	0	0
Petroquímico	0	0	0	0	0
Industrial - Consumidor Livre/Auto-importador/Autoprodutor	0	2	0	0	0
Térmicas CL, AP e AI (**)	0	0	0	0	0
Total Clientes	8.430	1.074	6.460	8.028	3.827

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

Tabela 10: Projeção de Clientes por Segmento - posição dez/ano (2023-2027).

CEG	Nº de Clientes Total por Segmento (posição dez/ano)				
Mercado	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
Residencial (*)	985.758	986.398	992.439	1.000.198	1.003.857
Comercial	12.228	12.641	13.056	13.271	13.414
Climatização	34	33	42	43	44
Geração Distribuída	47	46	57	59	60
Cogeração	36	35	44	45	46
GNV	550	577	603	632	661
Industrial	281	276	226	247	268
Vidreiras	3	3	3	3	3
Petroquímico	-	-	-	-	-
Industrial - Consumidor Livre/Auto-importador/Autoprodutor	-	2	2	2	2
Térmicas CL, AP e AI (**)	4	4	4	4	4
Total Clientes	998.941	1.000.015	1.006.476	1.014.504	1.018.359

(1): Posição até 21 de julho

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

(**) CL: Consumidor Livre, AP: Autoprodutor e AI: Auto importador

Tabela 11: Projeção de Demanda em Milhões de m³ por Segmento (2023-2027).

CEG	Demanda Projetada (Mm³/ano)				
Mercado	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
Residencial (*)	113,21	111,11	109,29	107,85	58,67
Comercial	53,25	49,53	48,82	49,02	27,10
Climatização	3,82	2,87	2,83	2,84	1,57
Geração Distribuída	0,81	1,11	1,09	1,10	0,61
Cogeração	79,69	91,56	92,39	91,19	50,52
GNV	882,99	759,10	713,55	670,74	347,20
Industrial	255,61	201,43	169,00	165,03	91,87
Vidreiras	68,60	63,35	63,35	63,35	34,89
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Industrial CL, AP e AI (**)	-	35,18	70,35	70,35	38,74
Térmicas CL, AP e AI (**)	796,48	1.019,88	838,98	604,84	333,08
Total Vendas Projetada	2.254	2.335	2.110	1.826	984

(1): Valores até 21 de julho

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

(**) CL: Consumidor Livre, AP: Autoprodutor e AI: Auto importador

5.8. Projeção de Margem Total Não Reposicionada

A mecânica de cálculo da margem total não reposicionada utiliza os seguintes critérios, aplicados anualmente, objetivando maior precisão do cálculo:

5.8.1. Mercado Residencial

A margem residencial total é calculada a partir da projeção do consumo unitário médio mensal multiplicada pela projeção do número de faturas emitidas, considerando a aplicação do cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente. Para a projeção do consumo unitário utilizou-se o consumo unitário médio projetado pelo modelo econométrico para o período de 2023 a 2027, conforme apontado no anexo elaborado pela Quantum Consultoria.

Ressalta-se ainda que o cálculo da margem referente ao consumo enquadrado na primeira faixa de consumo considera o limite máximo desta faixa, ou seja, o consumo mínimo.

5.8.2. Pequeno Comércio

Da mesma forma que o mercado residencial, a margem para o pequeno comércio é calculada a partir do consumo médio mensal de cada faixa de consumo e cada tipo de tarifa, considerando a aplicação do cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente. Para a projeção do consumo unitário utilizou-se o estudo de projeção de consumo unitário, conforme apontado no anexo, elaborado pela Quantum Consultoria.

5.8.3. Grande Comércio e Industrial

A margem referente aos grandes clientes comerciais e indústrias foi calculada cliente a cliente, ou seja, considerou-se o volume unitário mensal de cada cliente, aplicando-se o cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente.

5.8.4. Gás Natural Veicular - GNV

A margem total foi calculada a partir da aplicação da margem limite deste segmento pelo volume projetado, em função deste segmento possuir tarifa única. Volume projetado obedece a uma tendência de consumo histórica.

5.8.5. Térmicas

Com o advento do CUSD termelétrico⁴ o cálculo da margem para as térmicas passa a ser feito como os demais mercados: a partir do volume projetado por cliente multiplicada pela margem estipulada para o seguimento, esta margem será sugerida pela empresa como receita requerida para o setor e anuída pelo Regulador.

Como inovação, e já citado, haverá um fator de ajuste anual que fará com que a tarifa seja revista anualmente a partir da incidência de um fator termoeletrico – Fator t, funcionando aos moldes de uma Conta Gráfica.

Em contrapartida a eliminação do risco da Concessionária (quanto ao risco volume), o valor mínimo pago pelas UTEs, conhecido como PMDS, deixa de existir e o saldo do fator t passa a ajustar a margem do setor para o ano seguinte.

Com essa inovação regulatória, a Deliberação AGENERSA nº 3243 de 19/10/2017, que estipulava uma tarifa precária com um abatimento na tarifa térmica, deixa de existir. No caso de manutenção do desconto de -1,9% aplicado atualmente será necessário o cálculo de novo fator “m” para a garantia do equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

5.8.6. Gás Liquefeito de Petróleo - GLP

A margem total foi calculada a partir da aplicação da margem limite deste segmento pelo volume projetado.

Custos Operacionais - OPEX

O conceito de OPEX inclui todas as despesas vinculadas à operação e à manutenção (O&M) das redes, gestão comercial dos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado e à administração da Concessionária.

Cabe ressaltar, que o OPEX não inclui as depreciações, pois elas são consideradas de forma específica na aplicação da metodologia do Fluxo de Caixa Livre de Empresa (FCLE).

Conforme indicado nos parágrafos a seguir, a Concessionária apresenta a seguinte abertura do OPEX:

- Despesas Operacionais;
 - Despesas de Pessoal;
-

⁴ Aguardando deliberação pelo CODIR/Agenersa

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

- Outras Despesas:
 - Gastos de GNC;
 - Provisões;
 - Perdas de Gás;
 - Gastos com odorantes.

Tabela 12: Projeção de OPEX

CEG	OPEX Valores em MR\$ (moeda dez/2021)				
Conceitos	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
Despesas Operacionais	199,87	299,70	323,16	317,41	174,38
Despesas de Pessoal	129,64	118,13	136,54	144,44	86,12
Outras Despesas	304,96	224,50	274,47	250,03	134,02
Provisões	174,53	83,18	144,63	137,63	73,45
Perdas de Gás	129,34	140,29	128,26	111,03	59,84
Gastos com odorante	1,09	1,03	1,58	1,36	0,73
TOTAL	634,48	642,33	734,17	711,88	394,51

(1): Valores até 21 de julho

5.9. Despesas Operacionais

As despesas operacionais foram elaboradas a partir de uma base de dados que considera a realidade histórica recente, ajustada, onde pertinente, para refletir as mudanças de cenário associadas às projeções para o período de 2023-2027. Para ser mais assertivo nas projeções, foram considerados indicadores (ou *drivers*) que balizam as projeções.

As despesas operacionais mais relevantes são decorrentes de:

- Gastos de serviço a clientes: Compreendem, principalmente, “Leitura de Medidores e Envio de Faturas” (incluindo todos os gastos com impressão e correios), inspeções para verificação da adequação das instalações e teste vazamento, realizados para liberar as altas de clientes, “Gestão de Cobrança e serviços de corte” (custos relacionados ao controle de clientes inadimplentes), serviços com “Call Center” para teleatendimento, controle de qualidade de leitura, Inspeções e dentre outras;
- Manutenção e Conservação: Com maior relevância, a manutenção e conservação de Instalações Técnicas é composta pela manutenção e vistorias das redes do sistema de distribuição de gás natural, departamento e sistemas de emergência e manutenção de instalações industriais. Este item também engloba a manutenção de terrenos e edifícios (aluguel, manutenção, energia elétrica, água e impostos), de máquinas e ferramentas, bem como de equipamentos de informática e despesas com a frota de veículos (combustível, manutenção e impostos);
- Serviços gerais e corporativos: com maior peso em vigilância, serviços conservação e limpeza, e serviços de informática, e demais serviços administrativos corporativos;
- Gastos com a Sede: A atual sede da CONCESSIONÁRIA está localizada na Barra da Tijuca, em virtude da necessidade de entrega do terreno de São Cristóvão ao Clube de Regatas do Flamengo, arrematante

do leilão realizado pela Prefeitura da Cidade do Rio de Janeiro, destinado à construção do novo estádio de futebol do referido clube. Diante disso, a CONCESSIONÁRIA identificou a necessidade de remanejar integralmente suas instalações, transferindo as áreas corporativas para um novo edifício e buscando um novo local para atender às demandas técnicas, cujo processo de locação ainda está em fase de definição. O custo anual estimado da sede atual é de R\$ 7 milhões/ano. Além destes valores a CONCESSIONÁRIA possui despesas relacionadas aos demais imóveis, como agências de atendimento, totalizando aproximadamente R\$860 mil/ ano. Adicionalmente, a expansão para novos municípios exigirá despesas complementares com a locação de espaços operacionais e administrativos.

No anexo 1 encontram-se detalhadas as despesas operacionais projetadas para o período 2023 a 2027, em moeda constante de dezembro de 2021.

Considerando os quase 3 anos de dados de realidade de 2023 a 2025, a projeção proposta para os anos de 2026 e 2027 apresenta um percentual moderado, diretamente associado ao aumento das despesas com aluguéis, manutenção de rede e instalações técnicas, serviço de Call Center e outros, visando a melhoria do atendimento aos clientes e o aumento das despesas para o atendimento do acordo da 4ª RTI.

5.10. Despesas de Pessoal

O quadro de pessoal projetado para os próximos anos abrange líderes e contribuidores individuais. Considerou-se que haverá um aumento no quadro de pessoal para os próximos anos, decorrente da maior dedicação de equipes para suportar crescimento do negócio, e que ocorrerão ganhos reais para funcionários.

Tais gastos contemplam, além do salário base, remuneração variável, encargos sociais, gastos não recorrentes e pagamento de conselheiros.

Estão incluídos ainda os gastos com planos de benefícios pós emprego, como plano de complementação de aposentadoria do ano 1990, prêmio aposentadoria previsto no acordo coletivo de trabalho, plano de complementação de aposentadoria do tipo benefício definido administrado pelo Gasius e plano de saúde de ativos e de aposentados.

Adicionalmente, estão contemplados outros benefícios, como:

- Plano de previdência do tipo contribuição definida – Naturalprev;
- Ticket refeição e cesta básica;
- Assistência médica e odontológica;
- Bolsas de estudo e formação;
- Seguro de vida;
- Auxílio creche;
- Outras despesas de pessoal: inclui gastos com estagiários, vale transporte e outros benefícios.

À semelhança do registrado na contabilidade da CONCESSIONÁRIA, a proposta apresenta os “custos de pessoal líquido”, descontando a mão-de-obra capitalizada para a execução do imobilizado da CONCESSIONÁRIA, porque uma parte importante de seus recursos está vinculada à engenharia e à

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

supervisão de obras de novas canalizações e de renovação de redes, que são consideradas como imobilizado dentro da base de ativos.

No anexo 1 encontra-se a projeção das despesas de pessoal da Concessionária para o período 2026 a 2027, com um crescimento médio anual da ordem de 6%, já considerando que os valores de 2023 a 2025 são praticamente iguais a realidade.

5.11. Outras Despesas

5.11.1. Gastos de GNC

Nesta sessão são apresentados os custos relacionados ao suprimento de gás para municípios abastecidos por GNC, abrangendo todo o ciclo de abastecimento, desde a compressão do gás natural, o transporte e a operação de descompressão do GNC. Foram considerados neste item custos fixos anuais das bases de compressão e descompressão, 302,8 e 462,6 mil reais respectivamente por base e por ano, bem como o custo variável de transporte, correspondente a 0,64R\$/m³.

Atualmente existe 1 (uma) Estação de Compressão (Guapimirim) da CEG RIO que é compartilhada com a CEG e 2 Estações de Descompressão (Maricá e Mangaratiba). A Estação de Mangaratiba tem previsão de ser desativada no primeiro trimestre de 2026, assim que a rede de média pressão que está sendo construída para interligar Itaguaí a Mangaratiba for concluída. Futuramente está prevista 1 (uma) Estação de Compressão (Duque de Caxias).

Neste sentido, tem-se na tabela abaixo, as projeções de volumes e composição de despesas relacionadas aos gastos de GNC para o período (2023-2027).

Tabela 13: Memória de Cálculo de Gastos com GNC (2023-2027)

CEG - Gasto Projeto Estruturante (mil R\$/ano) - Moeda de Dez/21					
I - Gasto com GNC	2023	2024	2025	2026	2027 ^(*)
Parte 1 - Estações de Compressão					
A - Custo de Operação	-	-	-	-	-
B - Custo de Transporte	-	-	-	-	-
C - Custo de Energia Elétrica	-	-	-	-	-
Parte 2 - Estações de Descompressão	788,92	787,14	746,98	746,98	286,61
A - Custo de Operação	531,86	520,68	496,53	496,53	33,57
B - Custo de Transporte	247,55	242,35	231,11	231,11	245,61
C - Custo de Energia Elétrica	9,50	24,11	19,35	19,35	7,42
TOTAL GERAL	788,92	787,14	746,98	746,98	286,61
A - Custo de Operação	531,86	520,68	496,53	496,53	33,57
B - Custo de Transporte	247,55	242,35	231,11	231,11	245,61
C - Custo de Energia Elétrica	9,50	24,11	19,35	19,35	7,42

II - Volume e Projeto Estruturante	2023	2024	2025	2026	2027 ^(*)
Mangaratiba	1.309	1.548	-	-	-
Maricá	122.032	123.876	181.389	181.389	1.525.150
TOTAL em m³ (CEG)	123.341	125.424	181.389	181.389	1.525.150

Valores Unitários de Referência - Moeda de Dez/21		
Serviço de Transporte	0,64	R\$/m³
Operação Estação de Compressão	25.231,30	R\$/mês
Operação Estação de Descompressão	38.552,51	R\$/mês

5.11.2. Projeção de Custos de Suprimento de Gás - Mercado Convencional

A projeção dos preços de gás para o mercado convencional foi elaborada de acordo com as regras estabelecidas nos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural firmados com a Petrobras e seus aditivos vigentes. O preço de suprimento é formado por três componentes: (i) parcela de entrada de transporte, (ii) parcela de saída de transporte e (iii) parcela da molécula, integralmente indexada às cotações do petróleo Brent.

A parcela de entrada de transporte é reajustada anualmente, em 1º de janeiro, pela variação do IGP-M. A parcela de saída de transporte corresponde às tarifas publicadas pelas transportadoras, incluindo os encargos de empacotamento, movimentação, gás de uso do sistema e balanceamento. A parcela da molécula é atualizada trimestralmente, nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro, com base na média das cotações futuras do Brent dos meses m-4, m-3 e m-2, denominadas em US\$/bbl, convertidas para R\$/m³ por meio do fator de câmbio e do fator de conversão definido contratualmente (26,8081).

Nos anos de 2025 e 2026 incidem, adicionalmente, os efeitos dos aditivos de Performance e de Incentivo à Demanda, que estabelecem, de forma temporária, o preço de parte dos volumes a percentuais reduzidos do

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

Brent (11% e 10% em 2025 e 10% em 2026). Esses mecanismos impactam diretamente a redução do preço médio do gás nesses anos.

Para os anos de 2023, 2024 e parte de 2025 foram utilizados valores efetivamente faturados. Para os períodos restantes de 2025, 2026 e 2027, foram consideradas as projeções de Brent com base na curva forward (interna), bem como as estimativas de câmbio e IGP-M divulgadas no Boletim Focus. A parcela de saída de transporte foi calculada pela média dos valores praticados entre 2023 e 2025, sendo atualizada pelo IGP-M projetado para os anos de 2026 e 2027.

Com base nessas premissas, os valores de gás + transporte (R\$/m³) foram projetados em:

Tabela 14: preço do gás

Ano	Preço do Gás
2023	R\$ 2,3703
2024	R\$ 2,4238
2025	R\$ 2,3808
2026	R\$ 2,4512
2027	R\$ 2,5254

É importante registrar que a elevação dos preços projetados para 2026 e 2027 decorre principalmente do término dos efeitos dos aditivos de Performance e de Incentivo à Demanda. O primeiro deixa de produzir efeitos ao final de 2025, e o segundo ao final de 2026. Com o encerramento desses mecanismos, os volumes passam a ser integralmente precificados pela fórmula convencional do contrato, resultando no aumento do custo do gás a partir desses anos.

5.11.3. Provisões

As provisões contempladas são originadas pelo reconhecimento das dívidas histórica por falta de pagamento das faturas de gás por parte dos clientes (provisões para devedores duvidosos – PDD). Considerando que o PDD considera todo o valor não pago pelo cliente, ou seja, a tarifa total, incluindo margem e custo de gás.

5.11.4. Perdas de Gás

A forma mais usual e eficaz para se controlar o gás não contabilizado, ou perda, é através da diferença entre a quantidade de gás comprada (medições do fornecedor de gás) e a quantidade de gás vendida (medições da Concessionária junto aos clientes). Essa diferença pode ser positiva ou negativa. A perda é expressa como um percentual do volume de gás comprado. A utilização de qualquer outra forma mais detalhada para determinar e controlar a perda de gás será necessariamente mais onerosa, sem acarretar qualquer benefício para o consumidor.

O termo “perda” nem sempre indica um escapamento de gás. O escapamento é o menor dos fatores que atualmente contribuem para o surgimento das perdas. As causas para o gás não contabilizado, ou perdas, podem ser agrupadas em duas categorias: perdas físicas e não físicas.

- Perdas Físicas

As perdas físicas significam que houve perda da molécula fisicamente, compreendem as fugas de gás para a atmosfera, devido a, por exemplo, escapamento existente nas canalizações, avarias na rede ou defeitos em equipamentos. Por definição, os escapamentos são combatidos, de forma sistemática, através de programas de detecção e eliminação de escapamentos e de renovação de redes e de manutenção recorrente.

- Perdas Não Físicas

São consideradas perdas não físicas, quando não há perda real da molécula de gás, que pode não ter sido registrado, cobrado ou medido corretamente, tanto pelo lado da compra (medições do fornecedor de gás) como pelo lado da venda (medições da regulada junto aos clientes). Os programas de substituição de equipamentos de medição, de combate a fraudes e de aferição periódica de medidores, são ferramentas importantes para a redução deste tipo de perda.

Cabe ressaltar que o índice de perdas está estabilizado ao longo dos últimos anos. O nível de perdas registrado no ano de 2021 representa cerca de 2,72% do mercado, e se manteve estável ao longo dos últimos anos, graças aos esforços envidados pela Companhia, principalmente na contenção das fraudes.

As perdas técnicas, de total ingerência da Concessionária, controladas por manutenção recorrente, detecção sistemática de escapamentos e renovação de redes, historicamente estão mantidas nos mais baixos níveis, sendo em média 0,13% do volume total comprado.

As perdas decorrentes de fraudes/roubo têm apresentado incrementos desde 2015 e ocorrem à revelia da Concessionária, apesar de todos os esforços e investimentos feitos pela Concessionária na prevenção e combate. Essa é uma realidade, amplamente divulgada pela mídia, que tem sido comprovadamente crescente nos setores de energia, água e combustíveis. Tais roubos são um problema social e de ordem e segurança pública, sobre os quais a Concessionária, apesar de sua atuação permanente, tem pouca ou nenhuma ingerência, para o qual inclusive já solicitou apoio da AGENERSA no intuito de atuar junto aos órgãos competentes, para que estes possam intensificar as ações de combate ao roubo e ao crime organizado.

Tais perdas decorrentes de fraudes possuem sua origem na ponta da demanda, o que gera uma dupla penalização para a Concessionária, que não só tem a perda relacionada ao custo do gás adquirido, como também à margem de distribuição que deixa de receber por esse volume fraudado. Essa dupla penalização por si só já é o incentivo necessário para que a Concessionária envide todos os seus esforços no combate à fraude e minimização das perdas de gás observadas.

Cabe enfatizar que a Concessionária possui uma atuação permanente na busca pela eficiência e redução das perdas, mantendo programas constantes de controle e melhoria dos processos, mesmo que as perdas relacionadas a tais fatores de ordem técnica sejam muito pequenas e com tendência de queda, comprovando a eficiência das ações da Concessionária para controle de perdas e corrobora com o fato de que, nos casos em que existe o problema social e de segurança pública envolvendo fraudes, a atuação da Concessionária é limitada, pois se assim não fosse os resultados seriam igualmente satisfatórios.

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

Diante deste cenário, ao longo dos anos, a Concessionária vem tomando uma série de ações e desenvolvendo programas que visam a vigilância permanente e o monitoramento das perdas físicas e não físicas. Abaixo estão listadas algumas ações:

- Programa anual de renovação da rede: Redução de fugas
- Monitoramento online de equipes, objetivando o aumento da produtividade, promovendo um rápido direcionamento das equipes de manutenção em caso de avarias e fugas na rede de distribuição e em caso de falha nos sistemas de medição.
- Implementação de controle de lacres no Sistema Gestão de Manutenção em intervenções nas estações de gás natural, para identificação de manipulações indevidas.
- Implantação da mobilidade/Ordem de serviço eletrônica, proporcionando maior eficiência no plano de manutenção.
- Revisão sistemática do cadastro das pressões de fornecimento com objetivo de certificar que as pressões cadastradas no sistema de faturamento estão alinhadas com a pressão efetiva de fornecimento aos clientes que não possuem conversor de volume.
- Modernização das EM's e substituição de medidores para promover constante melhoria no sistema de medição dos mercados industrial, automotivo e termoelétrico.
- Modernização e ampliação da instalação de conversores e telemedição em clientes com consumo entre 50.000 e 100.000 m³/mês, possibilitando o monitoramento remoto diário, objetivando detectar desvios e falhas no sistema de medição com ação de correção imediata. Sistema também utilizado para o faturamento de grandes clientes.
- Priorização do Plano de manutenção por volume, ou seja, dos clientes com maiores consumos, de forma a minimizar impactos de eventuais erros de medição.
- Renovação do parque de conversores de volume mais suscetíveis a fraude eletrônica, para evitar manipulações indevidas.
- Projeto caixa de proteção, para evitar manipulações indevidas no sistema de medição de gás natural.
- Substituição dos medidores domésticos para garantir a melhoria constante do sistema de medição residencial.
- Revisão dos contratos dos clientes industriais e GNV para adequar o consumo contratual ao perfil de consumo real.
- Constante adequação do range de medição ao real perfil de consumo dos clientes, para que operem entre a vazão mínima (Qmin) e a vazão máxima (Qmax).

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

- Acompanhamento constante dos clientes com consumo zero, com objetivo de certificar que realmente não há consumo. Em caso de não haver consumo prolongado, se realiza a rescisão contratual e corte físico do ramal.
- Novos contratos para calibração RBC e manutenção de medidores que possibilita ter mais de uma bancada de calibração, de forma a manter o parque de medidores calibrados.
- Utilização de cadeado eletrônico com chave criptografada para controle de acesso a caixa de proteção do sistema de medição de gás natural. Aplicação de resina nos medidores rotativos para assegurar a integridade do ativo, reduzir perdas e fortalecer a segurança do serviço e da medição, evitando manipulações indevidas.

Sobre este último item é importante destacar a eficácia e importância dessa medida:

O uso de medidores resinados tem como principal objetivo a segurança do serviço público concedido e de todos os transeuntes, além de resguardar os componentes internos dos equipamentos contra adulterações e intervenções ilícitas. Trata-se, portanto, de um instrumento essencial para assegurar a integridade da medição, proteger o ativo, reduzir perdas e fortalecer a segurança do serviço, impactando positivamente não apenas a confiabilidade operacional, mas também o aspecto econômico relacionado à tarifa dos usuários.

Cabe mencionar que, segundo o estabelecido no item 3, parte 1 do Anexo II do Contrato de Concessão, o programa de redução e controle permanente de perdas físicas e não físicas visa a obtenção de índices de performance de sistemas eficientes abaixo de 3% (três por cento).

Desta forma, foram estimadas para o mercado total perdas máximas de 3% ao ano, no período de 2023 a 2027.

Para fins de determinação de valor da despesa de perdas de gás, utiliza-se a projeção do custo de gás do mercado convencional ponderado pelo volume projetado de perda.

5.11.5. Gastos com odorante

O gás natural é entregue inodoro pelo Transportador às Concessionárias de distribuição. Em atendimento a deliberação AGENERSA nº 1022, de 29 de março de 2012, a Concessionária deve colocar odor no gás natural para que o produto seja distribuído em segurança. Este procedimento de odorização do gás natural utiliza produto específico, que faz parte da família de Mercaptanas, permitindo determinados limites inferiores e superiores de concentração de odorante na rede de distribuição.

As Redes de Distribuição de CEG, por terem trechos antigos e de material Ferro Fundido, necessitam de concentração maior de odorante para compensar a perda de odor ao longo de sua extensão.

Existe uma vigilância da concentração de odorante na rede de distribuição de Gás Natural, cujos resultados são reportados para a AGENERSA. Neste sentido, tem-se na **Erro! Fonte de referência não encontrada**.abaixo, as projeções de despesas relacionadas aos gastos de odorização para os quinquênios

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

2023-2027, que leva em consideração todo o volume comprado pela Concessionária, incluindo aquele destinado às perdas.

Tabela 15: Projeção de Gastos com Odorante em Milhões de Reais (2023-2027).

Custo Anual Odorante - Valores em MR\$ (moeda dez/2021)					
Categorias	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
Térmicas	0,38	0,44	0,40	0,33	0,34
Demais Categorias	0,70	0,59	1,19	1,03	0,39
Total	1,09	1,03	1,58	1,36	0,73

5.11.6. Seguros

A metodologia de seguros está sendo construída junto à AGENERSA, com vários processos em análise. A Contratação anual de apólices de seguros é obrigação estabelecida na Cláusula 4ª, §1º, item 8, dos Contratos de Concessão:

“8. manter as instalações e equipamentos existentes e futuros, promover o registro e inventário permanente dos bens vinculados à concessão, zelando pela integridade deles e mantendo-os segurados por valores adequados de reposição, contratando pelo menos os seguintes seguros: Responsabilidade material e Responsabilidade Civil.

O debate se refere ao fato de que as Concessionárias devem contratar seguros para cobrir riscos que levem à execução das apólices.

Os riscos, no sentir das Concessionárias, levam em consideração aqueles decorrentes do limite máximo de indenização a partir de estudos de riscos, conforme legislação securitária e estudo de mercado.

Os contratos de concessão não entram nesse detalhe e há inclusive, pareceres da CAPET e Procuradoria entendendo que não há, até esta data, Instrução Normativa definindo a metodologia de contratação de seguros e que a metodologias das Concessionárias está em consonância com a cobertura de sinistros determinada nos contratos de concessão.

É fato incontroverso que os seguros estão contratados e ainda não existe metodologia da AGENERSA sobre o tema.

Há vários processos aguardando a definição do tema: Processo E-12/003/277.2017; Processos E-12/003.369/2017, E-12/003.100100/2018; Processo E-22/007.80/2019; Processo SEI-220007-001902/2020; Processo SEI-220007-1424-2022; Processo SEI-220007/000686/2023; Processo SEI 480002/0001122/2023 e Processo SEI-480002/000436/2025.

Tabela 16: Processos associados

Processo	Vigência da Apólice
E-12/003.369/2017	out/17 - out/18
E-12/003/100100/2018	out/18 - out/19
E-22/007.80/2019	out/19 - out/20
SEI-220007/001902/2020	out/20 - out/21
SEI-220007/001424/2022	out/21 - out/22
SEI-220007/000686/2023	out/23 - out/24
SEI-480002/001122/2023	out/24 - out/25
SEI-480002/009108/2025	out/25 - out/26

“Se o entendimento de CAPET e Procuradoria da AGENERSA emitidos nestes autos for mantido, os valores a serem suportados pelas Concessionárias, em caso de endosso nas contratações, impactam a modicidade tarifária.

Os usuários seriam prejudicados, em que pese, as apólices não terem sido utilizadas desde o início da concessão até a presente data (30º ano de contratações para a CEG e CEG RIO), posto que a Naturgy vem prestando serviço adequado e honrando e cumprindo seus compromissos decorrentes das Concessões com o Estado do Rio de Janeiro, AGENERSA, clientes e público em geral.

A título de exemplo, a Naturgy realizou uma simulação estimada de cálculo da cobertura dos danos materiais considerando os valores indicados pela CAPET, para o período 2022-2023:

Tabela 17: efeito seguro

	CEG
Diferença de "m"	0,40%
Diferença de Receita Requerida - MBRL moeda dez/16	10,45

A simulação acima destacada provocaria somente nas apólices do biênio 23/24 um incremento nos valores da seguinte monta:

Tabela 18: efeito seguro

Incremento Seguro MBRL	CEG
moeda corrente	6,87
moeda dez/16	4,12

Vigência do seguro: 29/10/22 a 29/10/23	Naturgy		CAPET		Dif. Naturgy vs CAPET
CEG	LM	Prêmio Líquido de IOF	LM	Prêmio Líquido de IOF	Prêmio Líquido de IOF
1) Responsabilidade Civil	R\$ 772.500.000,00	R\$ 1.647.677,13	R\$ 441.348.900,00	Não Simulado	
2) Riscos Operacionais	R\$ 643.760.000,00	R\$ 6.094.114,74	R\$ 4.091.670.004,69	R\$ 11.561.775,37	
2.1) Danos materiais	R\$ 495.767.962,97	R\$ 4.693.230,06	R\$ 4.091.670.004,69	R\$ 11.561.775,37	6.868.545,31 146%
2.2) Perda Lucro Bruto Danos Materiais	R\$ 147.962.037,03	R\$ 1.400.664,66	R\$ 0,00	R\$ 0,00	

Vigência do seguro: 29/10/22 a 29/10/23	Naturgy		CAPET		Dif. Naturgy vs CAPET
CEG RIO	LM	Prêmio Líquido de IOF	LM	Prêmio Líquido de IOF	Prêmio Líquido de IOF
1) Responsabilidade Civil	R\$ 772.500.000,00	R\$ 351.022,30	R\$ 312.722.700,00	Não Simulado	
2) Riscos Operacionais	R\$ 257.500.000,00	R\$ 1.227.330,28	R\$ 811.423.048,61	R\$ 5.327.651,14	
2.1) Danos Materiais	R\$ 213.360.463,84	R\$ 1.016.946,63	R\$ 811.423.048,61	R\$ 5.327.651,14	4.310.704,51 424%
2.2) Perda Lucro Bruto Danos Materiais	R\$ 44.139.536,16	R\$ 210.383,65	R\$ 0,00	R\$ 0,00	

5.11.7. Inspeção Periódica de Gás – IPG

A Naturgy realiza diversas iniciativas voltadas à conscientização e à prevenção de riscos relacionados ao uso do gás e da importância da realização da inspeção periódica de gás (IPG). Entre essas ações, destacam-se: palestras educativas em condomínios e associações de moradores e participação ativa em podcasts e Feiras de Síndico, com foco na disseminação da importância da Lei nº 6890/2014.

Além disso, mantemos um canal permanente de comunicação com os Organismos de Inspeção Acreditados (OIAS) e com sua entidade representativa, a ABRAIPE, que realizam as Inspeções Periódicas de Gás (IPGs) e comunicam os resultados no Portal do OIA (disponibilizado pela própria Naturgy).

Está em fase de conclusão um convênio entre Naturgy e CREA-RJ, com o objetivo de ampliar a capacidade de atendimento das inspeções, habilitando engenheiros e técnicos a realizarem este serviço aos clientes, além dos Organismos de Inspeção (OIAS). Esse acordo prevê a formação e certificação de profissionais independentes, vinculados à entidade de classe, garantindo maior capilaridade e excelência na execução das IPGs.

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

Outra frente de atuação relevante é a divulgação da Lei nº 6.890/2014, especialmente para os clientes que ainda não realizaram a inspeção conforme cronograma de sua localidade.

Adicionalmente, a Naturgy, para reforçar a importância do cumprimento dos prazos estabelecidos nos laudos emitidos pelos OIAs, utiliza uma estratégia multicanal de comunicação. Para ambas as ações, são utilizados os canais: cartas, SMS, e-mails, informações na fatura, WhatsApp, redes sociais, portal minha Naturgy e site institucional.

Tabela 19: Valores IPG

CEG	OPEX - Valores em MR\$ (moeda dez/21)				
Conceitos	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
Despesas com Avisos	152,67	546,85	255,78	272,37	151,31
Despesas Operacionais	185,68	312,83	235,04	284,42	156,42
TOTAL	338,36	859,68	490,83	556,79	307,73

(1): Valores até 21 de julho

Atualmente se discute, na ALERJ, um Projeto de Lei (304/2023, o qual altera a Lei no 6.890, de 19 de setembro de 2014), que dispõe sobre a obrigatoriedade da inspeção quinquenal de segurança nas instalações de gás das unidades residenciais e comerciais. O qual torna o serviço gratuito para os usuários.

Caso tal lei seja, de fato, aprovada, criará uma despesa extra a qual a Concessionária não está considerado em seu Fluxo regulatório para o ciclo tarifário objeto deste Plano, logo caberá uma medida compensatória para essas despesas.

5.12. Resumo de Projeções de OPEX

Na tabela abaixo, tem-se o resumo da projeção de OPEX para o período de 2023 a 2027 e o seu detalhamento está apresentado no anexo 1

Tabela 20: Projeção de OPEX em Milhões de Reais (2023-2027)

CEG	OPEX Valores em MR\$ (moeda dez/2021)				
Conceitos	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾
Despesas Operacionais	199,87	299,70	323,16	317,41	174,38
Despesas de Pessoal	129,64	118,13	136,54	144,44	86,12
Outras Despesas	304,96	224,50	274,47	250,03	134,02
Provisões	174,53	83,18	144,63	137,63	73,45
Perdas de Gás	129,34	140,29	128,26	111,03	59,84
Gastos com odorante	1,09	1,03	1,58	1,36	0,73
TOTAL	634,48	642,33	734,17	711,88	394,51

(1): Valores até 21 de julho

6. Receitas Correlatas

O presente relatório trata das receitas correlatas de acordo com o estipulado no objeto do Contrato de Concessão, que contempla o serviço de distribuição de gás natural através de canalizações e o desempenho de atividades correlatas, compatíveis com a natureza do serviço anteriormente citado.

Nesse contexto, entende-se que as atividades correlatas são aquelas que envolvem custos e receitas que não são decorrentes diretamente da venda de gás. De acordo com o deliberado pelo Regulador nas Revisões Quinquenais anteriores, tais receitas foram consideradas, com proporção que variam de 100% a 50%, no cálculo das tarifas limite do serviço de distribuição de gás canalizado. As atividades correlatas consideradas na proporção de 50% são serviços técnicos de adequação de ambiente necessários para o início ou continuidade do fornecimento de gás, transformação e instalação de equipamentos, e outros serviços de assistência técnica.

As atividades correlatas consideradas na proporção de 100% são aquelas provenientes de investimentos que compõem a Base de Remuneração de Ativos. Tais atividades objetivam, principalmente, o desenvolvimento da distribuição de gás canalizado, na medida em que promovem o incremento da eficiência na alocação dos recursos, contribuindo assim para a modicidade tarifária. Dentre estas atividades destacam-se a prestação de serviços de informática, de administração, de manutenção e de operação à CEG RIO, através de acordos firmados onde a CEG RIO remunera a CEG e que são consideradas no OPEX da CEG RIO.

No anexo 1 encontra-se a projeção das Receitas Correlatas consideradas no cálculo das tarifas limite que somam R\$ 118 milhões para o período 2023 a 2027.

7. Plano de Investimentos

O Plano de Investimento elaborado pela Concessionária está alinhado à estrutura e aos subitens estabelecidos nas revisões tarifárias anteriores. A tabela a seguir consolida os investimentos realizados e projetados para o ciclo tarifário vigente, totalizando R\$ 1,1 bilhão, com valores referenciados na moeda de dezembro de 2021. Esse volume de investimentos reforça o alinhamento da Concessionária com os objetivos do Poder Concedente e com a sustentabilidade do serviço público prestado.

Tabela 21: Projeção de Investimentos Total - em Milhões de Reais (2023-2027)

CEG - Investimentos Total (MR\$/ano) - Moeda de Dez/21						
Itens	2023	2024	2025	2026	2027 ^(*)	Total 2023-2027
INVESTIMENTOS MATERIAIS	196,46	244,16	247,73	218,33	119,92	1026,61
<i>Redes</i>	<i>97,12</i>	<i>120,70</i>	<i>122,46</i>	<i>107,93</i>	<i>59,28</i>	<i>507,48</i>
Novas Redes AP	4,32	5,36	5,44	4,80	2,63	22,55
Novas Redes MP/BP	29,03	36,07	36,60	32,26	17,72	151,68
Renovação Redes	58,97	73,29	74,36	65,53	35,99	308,13
Outros - Redes	4,81	5,97	6,06	5,34	2,93	25,12
<i>Ramais</i>	<i>14,22</i>	<i>17,67</i>	<i>17,93</i>	<i>15,80</i>	<i>8,68</i>	<i>74,29</i>
Novos Ramais	9,58	11,91	12,09	10,65	5,85	50,09
Renovação de Ramais	4,63	5,76	5,84	5,15	2,83	24,20
Outros - Ramais	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Construção de ERM^[1]/ GNC^[2]	7,88	9,80	9,94	8,76	4,81	41,19
Instalações Auxiliares de Rede	16,60	20,63	20,93	18,45	10,13	86,75
Outros Investimentos Materiais	60,64	75,37	76,47	67,40	37,02	316,90
Aquisição de Medidores	38,81	48,23	48,93	43,13	23,69	202,78
Instalações Comunitárias	3,74	4,65	4,71	4,15	2,28	19,53
Terrenos e Edifícios	0,71	0,88	0,90	0,79	0,43	3,71
Máquinas e Equipamentos	5,46	6,79	6,89	6,07	3,33	28,55
Equipamentos Processos Informatização	7,99	9,93	10,07	8,88	4,88	41,75
Veículos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros Investimentos	3,94	4,89	4,97	4,38	2,40	20,58
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	14,92	18,54	18,81	16,58	9,11	77,96
TOTAL INVESTIMENTOS	211,38	262,71	266,54	234,91	129,03	1104,57

(*) Valores até 21 de julho

[1] ERM – Estação de Regulação e Medição

[2] GNC – Estação de Compressão e Descompressão de Gás Natural Comprimido

No anexo 1 encontra-se o total da projeção de investimentos para o período de 2023 a 2027, bem como as metas físicas e financeiras por município.

7.1. Investimentos Singulares

São investimentos em projetos específicos, abaixo descritos:

- Reforço Guapimirim: Esse reforço, com 4,0 km de extensão, em conjunto com a Duplicação Itambi-Manilha, irá disponibilizar um aumento no diferencial de pressão da principal Estação responsável pelo abastecimento dos municípios de Itaboraí, São Gonçalo e Niterói, ampliando a capacidade de atender novos clientes de grande consumo sem afetar os clientes atuais.

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

- **Projeto Estruturante GNR:** O projeto GNR (Gás Natural Renovável) tem por objetivo promover a possibilidade de injetar no sistema de Distribuição a produção de biometano. Esse gás, inicialmente distribuído como GNC (Gás Natural Comprimido) à clientes fora do sistema de distribuição, será integrado à rede existente da Naturgy, permitindo sua injeção direta no sistema de distribuição. Com essa interligação, o município passa a utilizar uma fonte de energia limpa e renovável, reduzindo emissões e promovendo a sustentabilidade.
- **Remanejamento de Rede AP:** Projetos de remanejamento de trechos de alguns gasodutos com o objetivo de atender solicitações de terceiros — como concessionárias de rodovias, órgãos públicos ou empresas privadas — além de resolver eventuais situações em que os dutos se encontrem em áreas invadidas ou zonas de risco que dificultem ações emergenciais. O projeto visa garantir a segurança operacional, a conformidade legal e a integridade da rede de distribuição de gás, por meio do deslocamento estratégico de trechos críticos. A iniciativa busca minimizar riscos, facilitar o acesso para manutenção e assegurar a continuidade do fornecimento de gás com responsabilidade social e ambiental.
- **Reforço Santa Cruz – Fase 1:** Construção de reforço de 5,8 km de rede de aço com DN 20" / Alta Pressão, desde a Estação de Válvulas Fazendinha até a Estação de Regulação e Medição /ERM Novas Fontes 1. Esse projeto teve a finalidade de responder à necessidade de melhorar a segurança e a confiabilidade da rede de distribuição de gás natural na região, facilitar as operações de manutenção e aumentar a capacidade de fornecimento de gás para eventuais clientes de alto consumo que tenham interesse de se instalar na região de Santa Cruz e Itaguaí.
- **Interligação Xerém - Fase 1:** Interligação de rede com 3,6 km de extensão desde o Ponto de Entrega Presidente Kennedy até o gasoduto de alta pressão existente em Duque de Caxias. Trata-se de um importante projeto de infraestrutura da CEG, tendo em vista que essa rede é responsável por atender os clientes dos municípios de Duque de Caxias, Magé e Petrópolis.
- **Renovação Avenida Brasil:** Renovação de trecho de 2,5 km de extensão do gasoduto de alta pressão que fornece gás natural para o sistema de distribuição de gás canalizado na Região Metropolitana, sendo responsável por 41% do volume diário do mercado convencional da CEG (4,5 milhões de m³/dia), abastecendo as zonas Sul e Norte da Região Metropolitana. Essa obra teve por finalidade regularizar pontos de interferências com obras de modernização das redes de águas pluviais e esgoto realizadas pela Prefeitura Municipal do Rio de Janeiro na Avenida Brasil, região da Penha.
- **Projetos Menores:** Investimentos referentes à substituição de trechos de redes de aço carbono que operam em regime de alta pressão (AP) ou de média pressão (MP), que em sua maioria foram construídos há mais de 30 anos e que apresentam necessidades de renovação.

Na tabela abaixo estão apresentados os valores dos investimentos projetados para o ano de 2022 e para o período de 2023 a 2027:

Tabela 22: Projeção de Investimentos por Projetos em Milhões de Reais (2023 - 2027)

CEG - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/21						
Projetos	2023	2024	2025	2026	2027(*)	Total 2023~2027
Reforço Guapimirim	-	-	-	2,6	4,5	7,1
Projeto Estruturante GNR	-	0,3	-	-	3,3	3,6
Remanejamento de Rede AP	4,4	-	1,0	2,2	1,3	8,8
Reforço Santa Cruz – Fase 1	18,4	0,7	-	-	-	19,0
Interligação Xerém - Fase 1	-	4,7	2,8	2,4	-	10,0
Renovação Avenida Brasil	12,5	1,5	-	-	-	14,1
Projetos Menores	4,3	7,1	29,5	25,3	15,0	81,3
TOTAL Investimento Singulares	39,6	14,4	33,3	32,5	24,1	143,9

(*) Valores até 21 de julho/27

8. Base de Remuneração dos Ativos – BRA

8.1. Ativos a serem remunerados

A determinação da Base de Remuneração de Ativos considera as diretrizes supracitadas do § 6º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, que determina que a base de cálculo da remuneração dos ativos da Concessionária, para efeitos de fixação e revisão de tarifas, corresponderá à soma dos seguintes valores:

- a) a parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados na contabilidade da Concessionária, ao final do quarto ano de cada quinquênio;
- b) a parcela não amortizada dos intangíveis da Concessionária, ao final do quarto ano de cada quinquênio; e
- c) total da depreciação dos ativos operacionais da Concessionária que tenham sido imobilizados nos cinco exercícios anteriores ao da apresentação, pela Concessionária, da proposta de revisão tarifária para vigorar no quinquênio seguinte.

Quanto à parcela não amortizada dos intangíveis:

Em relação a Intangível Inicial, referente a privatização, cabe esclarecer que esta parcela já se encontra totalmente amortizada (conforme critério definido no referido §6º, alínea b, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão), portanto, não compõem mais a base de remuneração de ativos.

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

Entretanto, deve-se observar um Novo Intangível, estabelecido no 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, firmado junto ao Poder Concedente em 2014. Contudo, na forma do que dispõe o Acordo extrajudicial (anexo) celebrado ao final de 2024, restou o entendimento que o valor referente ao 3º Termo Aditivo deixaria de compor a Base de Remuneração de Ativos conforme trecho abaixo:

“Pagamento da Outorga como Ativo Financeiro

1.3. O Poder Concedente, ante a composição entre as partes, opta – nos termos do artigo 21 das deliberações AGENERSA nº 4.198/2021 e nº 4.199/2021 – pela utilização do conceito de subinvestimento decorrente da não realização dos investimentos suprimidos pelos TA3, calculado pela metodologia desenvolvida pela Fundação Getúlio Vargas – FGV.

1.4. O valor da outorga prevista nas Cláusulas 2.1 do TA3 será considerado como ativo indenizável em favor da CEG e da CEG RIO e será exclusivamente atualizado pelo índice de correção do Contrato de Concessão (IGP-M) até a data do pagamento.

1.5. Observado o disposto na Cláusula 1.3 acima, a CEG e a CEG RIO renunciam ao reconhecimento da outorga como ativo regulatório/intangível e à sua correspondente remuneração, conforme disposto nas Cláusulas 2.1.2 do TA3, passando a outorga a ser considerada como ativo indenizável, cuja metodologia de pagamento às Concessionárias será definida até o último ano da 5ª Revisão Tarifária.”

Portanto, resta evidente que os valores inerentes ao 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão configuram ativo contábil e não considerados na BRA.

Quanto ao total da depreciação dos ativos operacionais:

Neste caso, trata-se do total de depreciação dos ativos operacionais da Concessionária que tenham sido imobilizados entre 2017 e 2021.

8.2. Atualização dos Ativos pelo IGP-M

O Contrato de Concessão prevê em seu § 8º da Cláusula Sétima que os ativos operacionais, os intangíveis e a depreciação dos ativos operacionais serão atualizados monetariamente pelo IGP-M (FGV). Segundo o contrato, a correção monetária dos ativos imobilizados existentes na data de início da concessão incide a partir de 31 de dezembro de 1996, porém, o cálculo da atualização se deu a partir de 21 de julho de 1997, data de assinatura do contrato. Para o cálculo do intangível, a atualização se deu a partir de 31 de dezembro de 1996.

8.3. Evolução da Base de Ativos

Tabela 23: Resumo da evolução da Base de Remuneração de Ativos (BRA)

	CEG - Evolução da Base de Ativos (MR\$/ano) - Moeda de Dez/21					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027 *
Imobilizado até 5Q Inicial	5.372	5.177	4.870	4.563	4.256	3.949
Reposição da Dep. Imobilizado 4Q	112					
(-) Depreciação Imobilizado Inicial	307	307	307	307	307	169
Imobilizado até 5Q Final	5.177	4.870	4.563	4.256	3.949	3.780
Imobilizado 6Q Inicial		188	384	624	834	1.004
(+) Investimentos	188	211	263	267	235	129
(-) Depreciação Investimentos	1	15	22	57	65	40
Imobilizado 6Q Final	188	384	624	834	1.004	1.093
Imobilizado Total Inicial	5.372	5.365	5.254	5.188	5.090	4.953
Imobilizado Total	5.365	5.254	5.188	5.090	4.953	4.873
Diferido até 5Q Inicial		-	-	-	-	-
(-) Amortização Diferido Inicial						
Diferido até 5Q Final	-	-	-	-	-	-
Diferido Total Inicial	-	-	-	-	-	-
Diferido Total Final	-	-	-	-	-	-
Intangível Inicial		-	-	-	-	-
(-) Amortização Intangível						
Intangível Final	-	-	-	-	-	-
Intangível Total Inicial	-	-	-	-	-	-
Intangível Total Final	-	-	-	-	-	-
Base Remunerável Inicial	5.372	5.365	5.254	5.188	5.090	4.953
Base Remunerável Final	5.365	5.254	5.188	5.090	4.953	4.873

No anexo 5 encontra-se a Base de Remuneração dos Ativos detalhada, proveniente da contabilidade, devidamente atualizada para dezembro de 2021.

8.4. Depreciação dos Ativos

O Contrato de Concessão prevê, no § 8º da Cláusula Sétima, que a depreciação dos ativos operacionais imobilizados se dará na forma da regulamentação que esteja em vigor e a amortização dos intangíveis se dará linearmente em 20 (vinte) anos.

Desta forma, cada bem existente na contabilidade da CONCESSIONÁRIA, devidamente atualizado pelo IGP-M, foi depreciado de acordo com as regras definidas nas revisões tarifárias anteriores, ou seja:

- Até dez/2001: os ativos incorporados até Dez-01 são projetados a partir de sua data de incorporação, depreciados conforme a vida útil de cada ativo. A data de início de depreciação é o mesmo mês de incorporação.
- A partir de 2002: critério definido nas 1ª, 2ª, 3ª e 4ª Revisões Quinquenais Tarifárias da CONCESSIONÁRIA. Ou seja, os ativos incorporados a partir de Jan-02 são projetados com data de incorporação em janeiro do ano de incorporação, depreciados em 30 anos no caso do Imobilizado e

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

amortizados em 10 anos no caso do Diferido. Em ambos os casos, é considerada a metade do valor da depreciação no primeiro ano.

Dessa forma, foi possível quantificar o valor da depreciação em cada ano, desde a privatização, assim como a projeção de seu valor até 2027.

8.5. Base Final de Remuneração de Ativos

A Base Final de Remuneração de Ativos corresponde somatório dos valores, com posição em dezembro de 2027, das parcelas não depreciadas/amortizadas:

- a) Da Base Inicial de Remuneração;
- b) Dos investimentos projetados para o período de 2023 a 2027;
- c) Do intangível referente ao 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão não foi considerado na BRA.

Cabe ressaltar que as parcelas da Base Inicial de Remuneração referentes ao Intangível da privatização e aos Gastos Diferidos não comporão a Base Final, uma vez que foram completamente amortizados/depreciados durante o quinquênio de 2018 a 2022.

9. Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior

9.1. Apuração do saldo de investimentos não realizado no quinquênio 2018 – 2022

A tabela abaixo apresenta o balanço entre os investimentos deliberados e os realizados no quinquênio 2018-2022.

Tabela 24: Memória de cálculo dos investimentos deliberado e realizado de 2018 a 2022

CEG (moeda dez/2016)	Ano					Total
Valores em Milhões R\$	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Investimento Deliberado	144,05	144,15	184,78	172,74	165,37	811,09
Investimento Realizado	144,05	133,72	149,67	99,67	112,98	640,09

9.2. Razões do desvio entre os valores deliberados e os valores realizados

Como pode ser observado na tabela acima, a Concessionária apresenta um montante investido de R\$ 640,09 milhões, o que representa 78% da meta de investimentos deliberados para o quinquênio.

A Concessionária ressalta que empregou seus melhores esforços para cumprir com os compromissos estabelecidos para o período 2018-2022, cabe ressaltar que nos anos de 2020 e 2021 foram afetados pelo período da pandemia, retornando em 2022 em linha com o Deliberado.

Os motivos dos desvios são:

Valor deliberado em 2019 apresenta erro: Durante o período de embargos foi ressaltado que o valor de 2019 apresentava um desvio, já que os valores deliberados representariam a realidade de 2018 e 2019. O valor deliberado deveria ser o valor realizado: 139,84 MBRL.

Cenário Pandêmico: o advento da Covid-19 e a declaração de Pandemia no início de 2020 fez com que o ritmo de atividade comercial e de expansão reduzisse a mínimos, no ápice da crise por exemplo, as atividades foram restringidas a tão somente manutenção da rede.

A soma desses dois fatores comprometeu diretamente o cumprimento e atingimento do compromisso de investimento. Entretanto com o acordo que resolveu a 4ª RTI, apesar do desacordo com relação aos investimentos deliberados a concessionária anui os valores aqui citados.

9.3. Cálculo da Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior

A compensação dos investimentos não realizados segue o determinado no Art.27 da Deliberação AGENERSA Nº 2198/2021, referente à 4ª Revisão Tarifária da CEG, a qual aprova a metodologia de cálculo do saldo dos investimentos não realizados proposta pela FGV Projetos, acrescida da capitalização do valor até o presente ciclo revisional, conforme entendimento da UFF e do Grupo de Trabalho da AGENERSA. A referida metodologia também foi objeto de Termo de Acordo extrajudicial firmado entre CEG e o Poder Concedente, homologado pela AGENERSA (SEI-480002/000791/2023), em seu item 1.1:

1.1. As partes acordam em utilizar a metodologia de subinvestimento desenvolvida como resultado da consultoria prestada pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), com ajustes específicos a serem detalhados para cada Concessionária, a partir de concessões mútuas, equilibradas e recíprocas, detalhadas nas cláusulas 2ª e 3ª deste Acordo.

A tabela abaixo apresenta a memória de cálculo da compensação a ser aplicada, no valor de R\$ 37,65 milhões (moeda dez/21):

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

Tabela 25: Memória de cálculo da compensação dos Investimentos não realizados de 2018 a 2022 capitalizados até 2023

Taxa Remuneração						9,43%
CEG (moeda dez/2016)	Ano					VP
Valores em Milhões R\$	2018	2019	2020	2021	2022	
Investimento Deliberado	144,05	144,15	184,78	172,74	165,37	618,87
Investimento Realizado	144,05	133,72	149,67	99,67	112,98	499,02
Diferença de Investimentos	-	(10,43)	(35,11)	(73,07)	(52,39)	(119,84)
0,34*Depreciação da Diferença de Investimentos	-	(0,06)	(0,32)	(0,93)	(1,64)	(1,99)
Diferença na Evolução Base final	-	-	-	-	(162,33)	(103,45)
Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados (moeda dez/16)						(14,41)
Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados (moeda dez/21)						(23,99)
Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados (capitalizado a 2023)						(37,65)

10. Deduções da Base de Cálculo dos Impostos

As depreciações e os juros sobre capital próprio são passíveis de dedução da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL), conforme previsão legal. Dessa forma tais deduções são consideradas no FCLE.

Na tabela abaixo, são apresentados os valores das projeções das depreciações e dos juros sobre capital próprio para o período 2023 a 2027, que ao serem multiplicadas no FCLE pelo fator de 0,34 representam as deduções da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL).

Tabela 26: Projeção da Depreciação e Juros Sobre o Capital Próprio para Quinquênio 2023-2027

CEG - Projeção da Depreciação e Juros Sobre o Capital Próprio - MR\$ (Moeda de Dez/21)					
Deduções	2023	2024	2025	2026	2027
Depreciação	321,74	329,37	363,59	371,94	209,12
Depreciação BRA _i	306,95	306,95	306,95	306,95	169,03
Depreciação Investimentos	14,79	22,42	56,64	64,99	40,09
Amortização do Intangível Inicial					
Juros s/ Capital Próprio	74,91	78,62	65,11	85,41	45,43

11. Compensação de Retroatividade na 5ª Revisão Tarifária

Em função do atraso de mais de 3 anos na publicação do resultado da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas, que contempla o ciclo de 2023 a 2027, a retroatividade gera um valor a Receber, que será um ativo regulatório, (direito a receber) com respectiva atualização monetária e capitalização, que ainda carece de decisão quanto a forma de recebimento.

Dada a falta de clareza quanto ao momento de implantação da nova tarifa, ainda não é possível calcular o montante de Retroatividade do Ciclo, como exemplo, caso a tarifa fosse implementada em janeiro de 2026 o montante de retroatividade seria próximo a R\$ 1,5 bilhão.

11.1. IGPM retido durante a Pandemia

Durante o período de pandemia e, em função da escalada do índice IGPM, a tarifa deveria ter sido atualizada por um multiplicador próximo de 25% em 2021 e 18% em 2022. Devido a pandemia e a situação de excepcionalidade que se vivia socialmente, foi feita a aplicação de um valor escalonado em 2021 e aplicado o índice IPCA em 2022, gerando um montante em favor da concessionária.

Processos Regulatórios ano de 2021: SEI-220007/000616/2022 SEI-220007/000617/2022

Processos Regulatórios ano de 2022: SEI-220007/004205/2022 SEI-220007/004207/2022

Carta DIREG 31/2023

Tabela 27: IGPM represado

CEG (R\$) - Acumulado e Atualizado pela Taxa Selic		
Montante a Receber do Consumidor	Posição Dez/21 Moeda Dez/21	Posição Dez/23 (moeda Dez/21)
Mercado Cativo Gás Natural	162.685.356,99	201.987.088,89
Mercado Cativo GLP	168.233,47	208.875,53
Mercado Livre Termelétrico	23.272.373,27	28.894.542,30
Mercado Cativo Termelétrico	-	
Subtotal 1	186.125.963,74	231.090.506,72

CEG (R\$) - Acumulado e Atualizado pela Taxa Selic		
Montante a Receber do Consumidor	Posição Dez/22 Moeda Dez/22	Posição Dez/22 Moeda Dez/21
Mercado Cativo Gás Natural	134.881.091,29	145.495.847,22
Mercado Cativo GLP	628.516,49	677.978,94
Mercado Livre Termelétrico	8.724.737,14	9.411.348,99
Mercado Cativo Termelétrico	-	
Subtotal 2	144.234.344,93	155.585.175,15

Total	330.360.308,67	386.675.681,87
--------------	-----------------------	-----------------------

11.2. Retroatividade do Fluxo da 4ª RTI

Dado o acordo relativo a 4ª RTI, previamente citado, ele gerou um direito Regulatório, um ativo de pagamento de 50% do valor devido, o que corresponde a 297,14 MBRL (em moeda de dezembro de 2021) e, está sendo considerado no FCLE da 5ª RTI.

11.3. 3º Termo Aditivo (Ativo Financeiro)

Quando foi estabelecido os termos do acordo extrajudicial para dar fim a 4ª RTI foi igualmente definido que os ativos intangíveis, objeto do 3º Termo Aditivo, seriam devolvidos à Concessionária com a devida correção monetária e sem incidência de qualquer capitalização, incidência de juros ou mora. Ainda não foi definida a forma de devolução desse montante, entretanto, a Concessionária reconhece, com a devida anuência do í. Regulador, que este é um direito a receber e constitui um ativo regulatório, com valor que ascende a 276,14 MBRL.

12.4. Tarifa provisória

Durante o último ciclo tarifário, no período entre duas revisões tarifárias, o Regulador estabeleceu uma tarifa provisória para os clientes livres: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD. Nos termos estabelecidos no Contrato de Concessão, na hipótese de migração de consumidores para o mercado livre, fica assegurado à Concessionária o direito ao recebimento de uma tarifa equivalente à diferença entre o valor limite aplicável ao tipo de consumidor e o custo de aquisição do gás junto à mesma supridora. Contudo, por meio de deliberação ⁵ específica, foi estabelecida uma redução percentual na margem, o que resulta em um desequilíbrio econômico-financeiro no âmbito da concessão.

Contudo, o desconto aplicado à margem foi estabelecido em um cenário no qual os custos de comercialização da distribuidora ainda não estavam plenamente definidos. Com o amadurecimento do modelo, evidenciado na Audiência Pública que celebrou o primeiro ano de abertura do mercado livre, por meio da implementação do CUSD industrial via *sandbox* regulatório, constatou-se que esse ambiente, longe de gerar alívio financeiro, acarreta custos adicionais às atividades de controle operacional e de balanço de gás da Concessionária.

Assim a redução parcial da margem aplicada aos consumidores livres acaba, de forma assimétrica, resultando em aumento proporcional da margem incidente sobre os consumidores cativos, uma vez que a distribuidora deve preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

12. Índice de Reposicionamento Tarifário - *m*

O Fluxo de Caixa Livre da Empresa foi adotado pela Agência Reguladora para determinação do Índice de Reposicionamento Tarifário – *m*, desde a 1ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite. Ou seja, como já mencionado neste documento, a interpretação utilizada pela Agência Reguladora Estadual é da utilização de

⁵ Parágrafo 1º artigo 13 del AGENERSA nº 4.068 de 12 de fevereiro de 2020
AGENERSA nº 4.142 de 29 de outubro de 2020
AGENERSA Nº4.717 DE 26 DE ABRIL 2024 – alteração artigo 19

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

investimentos futuros, isto é, uma metodologia de “*forward looking*” com uma visão *ex ante* do investimento realizado.

Cabe explicar que o FCLE permite equilibrar os ingressos com as saídas ao longo do período tarifário. Conforme demonstrado nas Revisões Quinquenais de Tarifas Limite passadas, parte-se do princípio que a Concessionária adquire um ativo inicial, chamada de Base Inicial de Ativos (BRA_i), que é o valor da Base de Remuneração de Ativos Projetada para o ano de 2023, compreendendo a Base de Remuneração de Ativos de 2021 acrescida dos ativos depreciados projetados para o ano de 2022, e vende-o, ao final do período em questão, pelo seu valor residual, chamado Base de Ativos Final (BRA_f), que é a Base de Remuneração de Ativos Projetada para o ano de 2027. A BRA_f é obtida a partir da BRA_i, agregando os investimentos e diminuindo as depreciações projetadas. Utilizando essas informações, além das receitas, dos custos, dos investimentos projetados, e outras compensações pertinentes, calcula-se o valor presente de cada um desses fluxos financeiros utilizando a taxa de remuneração de capital como taxa de desconto. Com esses valores calcula-se o índice *m* conforme ilustrado na tabela abaixo. Cabe ressaltar que os fluxos financeiros que compõem o FCLE estão expressos depois dos impostos.

Tabela 28: FCLE 5ª RTI

moeda dez/21	Taxa de Remuneração =					8,92%
CEG	Ano					Valor
Valores em Milhões R\$	2023	2024	2025	2026	2027 ⁽¹⁾	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	1.118,75	1.076,22	1.031,19	991,43	537,16	3.800,87
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	418,75	423,94	484,55	469,84	260,38	1.627,13
III = 0,66*Receitas Correlatas	26,35	14,08	13,19	14,35	10,19	63,37
IV = 0,34*Depreciação	109,39	111,98	123,62	126,46	71,10	428,54
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	25,47	26,73	22,14	29,04	15,45	94,15
VI = Investimentos	211,38	262,71	266,54	234,91	129,03	876,16
VII = Compensação de Retroatividade	297,19	-	-	-	-	
VIII = Compensação de IGPM Represado (pandemia)	386,68	-	-	-	-	
IX = Base Inicial	5.353,25					
X = Base Final					4.869,44	3.300,95
XI = Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio	37,65					
m = Receita Requerida / Margens Não Reposicionadas						
m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)						
m =	1,2144					

13. Estrutura Tarifária Proposta

Na estrutura tarifária proposta pela Concessionária, foram mantidas as tarifas em cascata e preservadas as classes e faixas de consumo atuais. Os valores unitários das margens limite de cada faixa de consumo foram reposicionadas conforme o fator de reposicionamento de margem (Fator *m*) proposto para a 5ª Revisão Tarifária.

No Anexo, é apresentada a estrutura tarifária proposta, considerando o reposicionamento das margens vigentes em nov/25, após a exclusão dos custos de gás alocados vigentes nesta mesma data e os tributos aplicáveis.

13.1. Atualização Monetária da tarifa a ser aplicada

Ressalta-se que, após a deliberação do resultado da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas, caberá a atualização monetária das margens reposicionadas para moeda de que esteja vigorando uma vez que todo o FCLE foi calculado com base em uma moeda fixa. Caberá levar essa moeda a um valor atual (ainda não definido), já que ainda não foi estabelecida a data de entrada em vigor desta nova tarifa.

13.2. Tarifas Térmicas

Propõe-se uma nova ferramenta de ajuste para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão entre os anos do ciclo e, que beneficia o setor termoeletrico, o Fator de ajuste Termoeletrico – Fator T.

Trata-se de um fator de ajuste, que será sempre compensável ao ano seguinte ou subsequentes. Ele tem por objetivo repassar o efeito da margem realizada a maior ou a menor do ano anterior como uma conta gráfica. Assim se o setor termoeletrico supera a margem requerida que lhe foi assignada no respectivo ano, no ano subsequente receberá o benefício de uma tarifa mais barata para o setor. Da mesma forma, quando o setor performa abaixo da margem requerida deliberada, esta deverá ser compensada nos anos subsequentes até o equilíbrio (zerar) a conta gráfica.

Esse encontro de contas serve para que o setor termoeletrico possa se auto beneficiar de sua performance e, ao mesmo tempo, se ver livre de custos fixos (como encargos de capacidade), estratégicos para a composição dos respectivos CVU's. Assim, possibilitando que o Estado do RJ possa ter ganhos de competitividade no setor e possa estar em posição de vantagem frente aos demais estados da Federação em leilões de capacidade do regulador elétrico.

Dessa forma se em um ano específico o setor não tem despachos, a margem do setor se acumula para os anos seguintes, mas as empresas não são obrigadas a arcar com encargos fixos, já que não despacharam. No ano seguinte se a situação permanecer, seguem sem serem cobradas, até o momento em que comecem a despachar, esse momento será quando elas pagarão a margem do respectivo ano acrescidas dos “deltas” Δ não cumpridos dos anos anteriores.

No outro extremo, caso haja despacho logo no primeiro ano e ele supere a margem requerida deliberada para o setor, servirá para reduzir a margem do ano subsequente (até um limite de piso mínimo estabelecido). Gerando um benefício grande para o setor.

Isso faz com que os ganhos acima da margem requerida, ora percebidos pela concessionária, sejam compartilhados entre os próprios entes do setor, beneficiados pela sua performance. Bem como lhe recai ao setor seu baixo desempenho, mas para o (ou os) anos subsequentes, até que tenha capacidade de pagamento.

Essa ferramenta se aplicaria cada ano, independente do ciclo tarifário e das transições entre ciclos.

Essa ferramenta busca dar flexibilidade ao setor termoeletrico, liberando-o de encargos fixos e fazendo com que não haja “contaminação” entre o mercado convencional e termoeletrico, mais ainda, garantido ao setor termoeletrico o benefício de ter uma tarifa mais competitiva, no ano subsequente a um ano que superou o

valor anual de receita requerida e, ao mesmo tempo, não lhe é exigido um pagamento mínimo nos anos em que não atingir a receita requerida, aos moldes de um PMDS. Nesse caso a tarifa se incrementa para compensar o ano anterior.

O Fator termoeletrônico é, na verdade, um mecanismo parecido ao modelo de *Revenue Cap* (Receita Teto) dentro do modelo regulatório atual. Ou seja, se estabelece uma Receita máxima para o mercado termoeletrônico e, todos os ganhos obtidos a mais são revertidos para a modicidade do próprio mercado, compartilhando a diferença do teto estabelecido (seja ela positiva ou negativa) na tarifa do período futuro.

13.3. Redesenho tarifário

A concessionária propõe um ligeiro ajuste na tarifa do mercado comercial que vem perdendo mercado para o GLP e mercado elétrico, onde acredita-se que é um setor com potencial de crescimento de volume e que pode contribuir com a modicidade tarifária da coletividade da concessão.

14. Disclaimers

Este Plano de Negócios tem como premissa a renovação do contrato de concessão atual, em não cumprindo esta condição a Concessionária se reserva o direito de modificar e apresentar um plano mais acorde com a diferente realidade, em um contexto de fim de contrato.

O plano de negócios foi elaborado com base na legislação tributária vigente à data de sua criação. Entretanto, a Reforma Tributária e suas regulamentações subsequentes podem alterar significativamente a estrutura de tributos aplicável às operações aqui previstas. As estimativas financeiras, projeções de custos e margens apresentadas podem sofrer variações decorrentes da implementação gradual dos novos tributos (CBS e IBS), da extinção dos atuais (PIS, COFINS, ICMS, ISS, IPI) e de eventuais ajustes regulatórios e legais. Por tanto, para a manutenção do correto e justo equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a Regulada se reserva o direito de pleitear uma Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, ou algum ferramental regulatório acorde, que garanta o equilíbrio da concessão.

Nesse diapasão, qualquer norma, decreto, portaria ou lei que gere uma nova obrigação de despesa para a empresa ou que comprometa o equilíbrio da concessão, deve, por conseguinte, ser passível de uma Análise de Impacto Regulatório – AIR e ensejar uma RTE, como por exemplo, mas não exclusivamente, o projeto de lei que atribui a Regulada os dispêndios com IPGs e a consideração dos projetos de P&D (que se analisa entrar para a concessão a partir de um *Sandbox* regulatório).

Caso haja alguma modificação quanto as condições atuais de seguro, seja pela necessidade de endossar as apólices ou aumentar os seguros, a concessionária entende que deverá ser ressarcida pelo valor adicional, como um custo adicional autorizado pela Agência, a ser ressarcido na próxima RTI.

A Naturgy está atenta as modificações preconizadas dentro do marco da reforma tributária, entretanto ainda decorrem sobre ela, desde sua publicação até sua efetiva implementação uma série de incertezas, sobretudo quanto a sua transição e aplicação dos novos tributos e alíquotas. Desse modo, a regulada faz a ressalva de

Relatório Geral da 5ª Revisão Quinquenal de Tarifas - CEG

surgir uma necessidade de um reequilíbrio econômico-financeiro, caso haja algum tipo de prejuízo não previsto e imprevisível, quanto a modificação tributária que afetem direta ou indiretamente a concessão.

No caso de manutenção da redução de 1,9% sobre as margens de clientes livres ou termoeletrônicos, aplicado atualmente de forma provisória, será necessário o recalcular o fator “m” para a garantia do equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Reiteramos que o cálculo do fator m apresentado neste documento não contempla o referido desconto.

15. Anexos (não serão reapresentados, pois não sofreram modifi

Anexo 1 Modelo Quantum

Anexo 2 Acordo extrajudicial 4ª RTI

Anexo 3 DFs 23 e 24

Anexo 4 Taxa de Remuneração FGV

Anexo 5 Relatório BRA