



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
FACULDADE DE ECONOMIA

Suporte à 4ª Revisão Tarifária das Concessionárias CEG e CEG RIO

Relatório 4 – Relatório Final

Concessionária: CEG

Fundação Euclides da Cunha – Universidade Federal Fluminense

20 de agosto de 2018

Equipe

Prof. Luciano Losekann – Economia/UFF (coord.)

Prof. Ruy Santacruz – Economia/UFF

Prof. Edmar de Almeida – IE-UFRJ

Prof. Edson Alvisi – Direito/UFF

Prof. Orlando Longo – Eng. Civil/UFF

Prof. Niágara Rodrigues – Economia/UFRRJ

Diogo Romeiro – Economia/UFF

Yormi Elena Melo – Economia/UFF

Ana Carolina Cordeiro – Economia/UFF

Rodrigo Batista – Economia - UFF

Sumário

1.	Introdução.....	5
2.	Melhores Práticas em Processos de Revisão Tarifária.....	7
2.1.	Regimes de Regulação.....	7
2.2.	Metodologias Tarifárias em Regulação Incentivada.....	10
2.2.1.	Taxa de Remuneração (WACC e CAPM).....	10
2.2.2.	Custo de Capital Próprio – CAPM.....	12
2.2.3.	Custo de Capital de Terceiros.....	15
2.2.4.	Cálculo do Custo de Capital.....	16
2.3.	Projeção de Demanda.....	20
2.4.	Fator X.....	23
2.5.	Tratamento de Investimentos não Realizados.....	24
2.6.	Tratamento das Perdas.....	25
3.	Projeção de Mercado 2018-2022.....	27
3.1.	Termelétrico.....	27
3.2.	Segmentos Não Térmicos.....	33
3.2.1.	Industrial.....	36
3.2.2.	Comercial.....	38
3.2.3.	Residencial.....	41
3.2.4.	Transporte.....	45
3.3.	Consolidação das projeções de Demanda.....	47
4.	Projeção da Oferta.....	50
4.1.	Evolução Recente da Oferta de Gás.....	51
4.2.	Tendência de Diversificação dos Supridores de Gás.....	53
4.3.	A Iniciativa Gás para Crescer.....	55
4.4.	Contrato de Gás da CEG.....	56
5.	Projeção dos Investimentos.....	58

5.1.	Análise dos Itens de Custos	59
5.1.	Análise das Classes de Investimento	62
5.2.	Recomendação Economia/UFF	67
6.	Projeção de Custos Operacionais	70
6.1.	Análise da Evolução dos Custos Operacionais.....	70
6.2.	Projeção de Perdas	75
7.3	Gastos para GNC	78
7.4	Projeção do OPEX.....	81
7.	Base Regulatória de Ativos	85
7.1.	Depreciação dos ativos	86
7.2.	Atualização da Base Regulatória de Ativos (BRA).....	86
7.3.	Base Regulatória de Ativos em janeiro de 2018.....	87
7.4.	Compensação Tarifária de Investimentos Projetados e não Realizados no Quinquênio 2013-2017	91
7.5.	Adequação da Base Regulatória de Ativos: Comparação com demonstrativos financeiros e referência EMOP.....	94
8.	Taxa de Remuneração	96
8.1.	Taxa Livre de Risco	96
8.2.	Risco País.....	97
8.3.	Prêmio por Risco do Mercado	98
8.4.	Beta	98
8.5.	Inflação Americana.....	99
8.6.	Resultado CAPM.....	100
9.	Modelagem Tarifária	101
10.	Referências	108

1. Introdução

O relatório 4 é o relatório final que consolida a avaliação e as propostas da equipe da Faculdade de Economia da UFF (Economia/UFF) no suporte à Agenersa na 4ª revisão tarifária quinquenal da CEG. O relatório contempla os itens tratados nos relatórios anteriores, incorporando revisões, e apresenta as propostas da Economia/UFF para a base regulatória de ativos, a taxa de remuneração e a reposição tarifária da concessionária.

O relatório está estruturado em oito itens, além dessa introdução. O primeiro item aborda experiências similares nacionais e internacionais de revisão tarifárias. São apresentadas as metodologias internacionais mais recentes de regulação tarifária, caracterizando as melhores práticas, avaliando sua adequação ao caso de distribuidoras de gás natural no estado do Rio de Janeiro. Procuramos identificar um padrão de atuação dos reguladores de energia no Brasil, com foco na experiência em revisões tarifárias da ANP, ANEEL e de agências estaduais de regulação da distribuição de gás natural.

Em seguida, são apresentadas as previsões para a evolução dos segmentos de mercado de gás natural na área da CEG nos próximos cinco anos, 2018-2022. A Economia/UFF elaborou cenários de demanda e avaliou as projeções da proposta da CEG para os segmentos termelétrico e não termelétrico.

O item 4 avalia a projeção da oferta de gás natural para o próximo quinquênio, analisando as tendências para o mercado brasileiro de gás natural que podem influir nas condições de suprimento do combustível, incluindo aspectos institucionais. O item seguinte, avalia a projeção de investimentos proposta pela concessionária, adotando referenciais para analisar metas físicas e financeiras da empresa.

A projeção dos custos operacionais é contemplada no item seis. São avaliadas as tendências dos componentes de custos e desenvolvidos indicadores para auxiliar a análise. Dois aspectos são tratados com particular atenção, a evolução das perdas e os gastos decorrentes de atendimento com Gás Natural Comprimido (GNC).

Os itens 7, 8 e 9 não haviam sido tema de análise nos relatórios anteriores. Esses são itens essenciais para a definição do reposicionamento tarifário da CEG. A análise da

base regulatória de ativos partiu da avaliação da composição dos ativos operacionais imobilizados da CEG. Foi verificada a pertinência da composição da lista, avaliando os ativos que foram incorporados à base no último quinquênio. A Economia/UFF aplicou as regras de depreciação e atualização para propor a base inicial de ativos do quinquênio 2018 – 2022. Foram adotados dois cenários para incorporação dos intangíveis, que correspondem a interpretações do terceiro termo aditivo ao contrato de concessão. A Economia/UFF também considerou os componentes adicionais da base de remuneração da CEG segundo as regras determinadas, compensação de ativos depreciados e por investimentos projetados e não realizados no quinquênio anterior.

A proposta da taxa de remuneração, item 8, considerou a metodologia determinada pelo contrato de concessão e por regulamentos posteriores. Para definir os parâmetros de horizonte e indicadores de remuneração e risco, conforme o Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (CAPM), utilizamos as referências das melhores práticas destacadas no item 2 e a proposta da CEG.

Finalmente, no item 9, apresentamos a proposta da Economia/UFF de reposicionamento tarifário da CEG para o quinquênio 2018-2022, a partir da metodologia de fluxo de caixa descontado aplicado à variação da margem da CEG.

2. Melhores Práticas em Processos de Revisão Tarifária

2.1. Regimes de Regulação

A regulação tarifária tem por objetivo mitigar a perda de bem-estar que ocorreria na precificação não regulada, atuando concomitantemente para garantir qualidade do serviço e condições para sua expansão. Na ausência de regulação, o monopolista determinaria os preços dos serviços em patamar superior ao eficiente. O preço que maximiza os lucros do monopolista exclui consumidores com propensão marginal a pagar superior ao custo marginal de provisão, resultando em ineficiência e perda de bem-estar (conhecida na literatura por “peso-morto” do monopólio).

Historicamente, as concessionárias prestadoras de serviços públicos, em geral considerados monopólios naturais, foram reguladas pelo custo do serviço (*cost-plus regulation*). Neste contexto, as tarifas são determinadas de modo a garantir uma taxa de remuneração do capital investido pré-fixada. Assim, permite-se que a concessionária tenha receita superior ao custo (*cost-plus*), ajustando a tarifa periodicamente para garantir a taxa de retorno concedida.

Neste regime, o intervalo regulatório (*regulatory lag*) entre as revisões é geralmente reduzido (um ano, por exemplo) e as variações nos custos, demanda ou impostos são repassadas à tarifa em prazo relativamente curto. Apesar de proteger a remuneração e o equilíbrio entre concessionária e consumidores, o regime de custo do serviço fornece poucos incentivos à maior produtividade e eficiência (VISCUSI et al., 2005), já que a concessionária regulada não se apropria de parte desses ganhos.

Sob esta perspectiva, a regulação econômica evoluiu no sentido de conferir às concessionárias reguladas maiores incentivos a redução de custos, inovação, qualidade do serviço, precificação eficiente e outras práticas que gerem benefícios aos consumidores. Dentre os modelos de regulação incentivada, como ficou conhecida, destaca-se a regulação por preço-teto (*price cap*) e benchmarking (*yardstick regulation*).

Um dos principais instrumentos da regulação incentivada é a extensão do intervalo regulatório – em geral, cinco anos. A maior amplitude dos intervalos de revisão permite que as concessionárias se apropriem de parcela dos ganhos com a redução de custos até

o próximo reposicionamento tarifário, incentivando a busca por maior eficiência na prestação do serviço.

A regulação pelo preço-teto requer que o regulador determine a tarifa máxima a ser praticada pela concessionária a cada revisão tarifária, a qual é reajustada periodicamente (em geral anualmente) no decurso do intervalo regulatório de acordo com fórmula e índices pré-estabelecidos.¹ Este reajuste tarifário é composto, em geral, por três partes: (i) índice inflacionário para recompor o valor real da receita e das despesas; (ii) Fator X que antecipa ganhos esperados de produtividade, compartilhando parte desses ganhos com os consumidores; e (iii) fator Y que permite o repasse automático de custos não gerenciáveis pela concessionária regulada. Deste modo, dado o preço máximo permitido e a meta de produtividade fixada para o intervalo regulatório, qualquer redução real de custos que supere a meta é apropriada pela concessionária, incentivando a busca por maior eficiência (ARAÚJO, 2001; VISCUSI et al., 2005).

Neste contexto, quando a concessionária supera a produtividade esperada no período regulatório, os ganhos adicionais advindos da redução de custos se traduzem em remuneração extra, possibilitando remuneração de capital superior à taxa estabelecida na revisão tarifária. Em comparação com a regulação pelo custo do serviço, que garante uma taxa de remuneração para um período regulatório estreito, a regulação pelo preço-teto condiciona a remuneração esperada ao desempenho da empresa regulada.

Já a regulação por padrão comparação (*yardstick regulation*) tem por objetivo reduzir a assimetria de informação entre o regulador e as concessionárias reguladas. Em um contexto em que há diversas empresas atendendo distintos mercados, o regulador pode observar a *performance* das empresas reguladas para estabelecer metas de eficiência específicas para cada concessão (*benchmarking*). Alternativamente, o regulador pode estabelecer uma empresa hipotética ótima que sirva de base de comparação e, portanto, meta de *performance* para as empresas reguladas – o que, entretanto, demanda elevada informação a respeito da operação e estrutura ótima de uma empresa eficiente. A grande dificuldade na regulação por comparação reside justamente na comparação adequada entre empresas que sejam minimamente confrontáveis e na correta identificação de parâmetros que sirvam de base para o estabelecimento de metas de eficiência. Desta forma, a comparação entre as empresas e o estabelecimento de metas específicas devem

¹ Uma variante do preço-teto é o modelo regulatório de receita-máxima (*revenue-cap*).

levar em conta as heterogeneidades existentes, as condições e estrutura dos mercados específicos e mesmo as decisões passadas de investimentos.

Joskow (2006) destaca que “o que distingue a regulação por incentivo, na prática, da regulação tradicional pelo custo do serviço é que a informação disponível é utilizada de modo efetivo, olhando para frente mais do que olhando para trás, reconhecendo que os reguladores têm informação imperfeita e assimétrica – o que resulta na utilização de mecanismos regulatórios que são desenhados para mitigar problemas associados a seleção adversa e risco moral”.

A taxa de remuneração de capital permitida é atualizada a cada revisão tarifária para refletir as mudanças conjunturais inerentes ao período extenso da concessão, procurando equilibrar incentivos e ganhos entre concessionária e consumidores. O regulador deve estabelecer a taxa de retorno ao nível mínimo que mantenha a viabilidade financeira da concessão e assegure o interesse de investimentos futuros. A taxa de remuneração do capital não incide indiscriminadamente sobre todo o capital investido, mas sobre a base regulatória de ativos (*regulatory asset base*) – BRA. A determinação e a atualização posterior da BRA são de suma importância para garantir a viabilidade da concessão, assegurar incentivos a sua expansão e salvaguardar o bem-estar dos consumidores. A BRA pode ser determinada considerando custos históricos dos ativos, custos de reposição dos ativos ou mesmo o valor de aquisição (outorga) do capital depreciado em processos de privatização. Para que os preços (tarifas) reflitam os custos marginais correntes, que sinalizam alocações econômicas eficientes, os custos históricos devem ser atualizados pela inflação, assim como os custos de reposição alternativos devem levar em conta os avanços tecnológicos ocorridos (VISCUSI et al., 2005).

Uma vez determinada a BRA, a atualização da base leva em conta a recomposição do seu valor real (inflação), a depreciação regulatória dos ativos e a incorporação dos novos investimentos realizados. Por um lado, o regulador deve zelar pela proteção da base de ativos para assegurar a recuperação dos investimentos e, portanto, a viabilidade de financiamento e expansão. Nesta perspectiva, quanto menor a incerteza regulatória sobre a determinação e a evolução da BRA ao longo da concessão, menor será o custo de capital (STERN, 2013). Por outro lado, o regulador também deve zelar pela proteção da base de ativos no sentido de impedir que investimentos imprudentes sejam

inadequadamente incorporados, resguardando os consumidores e a própria viabilidade da concessão (VISCUSI et al, 2005).

Stern (2013) defende que a atuação regulatória na administração apropriada da base de ativos é especialmente crucial para o êxito da concessão em contexto de indefinição legal sobre o tema, relegando ao regulador a incumbência e responsabilidade de equilibrar os interesses, aparentemente antagônicos, entre concessionária e consumidores. Seguindo princípios regulatórios claros (MME, 2017), ao controlar a base em ambos os sentidos, garantindo que os ativos sejam recuperáveis e impedindo que investimentos imprudentes sejam incorporados, o regulador assegura a viabilidade da concessão e incentiva a eficiência na expansão, atendendo conjuntamente os interesses comuns da concessionária e dos consumidores.

2.2. Metodologias Tarifárias em Regulação Incentivada

2.2.1. Taxa de Remuneração (WACC e CAPM)

A determinação da taxa de remuneração da base regulatória de ativos é crucial no processo de revisão tarifária na regulação incentivada. A taxa deve ser ao mesmo tempo justa para a concessionária, traduzindo o custo de oportunidade do capital e os riscos inerentes à atividade, e para os consumidores, sem onerá-los acima do que seria razoável para manter o interesse na concessão e para realizar a expansão necessária.

O método mais difundido para determinar a taxa de remuneração é o custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital* – WACC), que leva em conta o custo de oportunidade do capital próprio e o custo de capital de terceiros, isto é, o custo da dívida (ANP, 2006; EPE, 2012; ANEEL, 2015; EU, 2015).

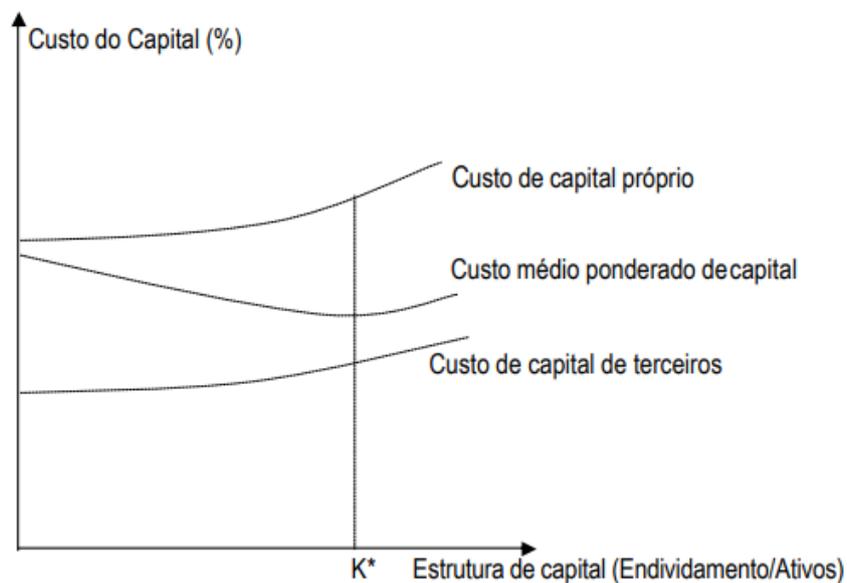
$$WACC = r_e \times \frac{E}{E+D} + r_d \times \frac{D}{E+D} \times (1 - \tau) \quad (1)$$

onde: r_e = custo do capital próprio (*equity*); r_d = custo do capital de terceiros (*debt*); E = capital próprio; D = capital de terceiros; $1 - \tau$ = benefício fiscal da dívida.

Assim, o custo médio de capital pondera o custo de capital próprio e de terceiros pelo peso relativo de cada um na estrutura de capital da empresa. Para níveis aceitáveis de endividamento, o custo de capital de terceiros tende a ser menor em comparação com o

custo de oportunidade do capital próprio, tendo em vista, inclusive, as vantagens tributárias decorrentes da utilização de dívida para alavancagem financeira, já que o serviço da dívida (juros) pode ser deduzido dos lucros no resultado financeiro. Assim, para níveis de endividamentos moderados, a inclusão de capital de terceiros reduz o custo médio ponderado de capital (Gráfico 1). Porém, o custo (taxa de remuneração) de cada parcela de capital (próprio e terceiros) depende da estrutura de financiamento da empresa. Quanto maior a alavancagem (dívida/ativos), menor o benefício do capital de terceiros para o custo médio ponderado de capital e maior o risco para os acionistas, resultando em elevação tanto do custo da dívida, quanto do capital próprio. A elevação do custo de capital próprio decorre da percepção de maior risco resultante da maior alavancagem financeira, demandando proporcionalmente maior rentabilidade esperada. A relação entre custo e estrutura de capital sugere, portanto, nível ótimo de endividamento (K^*), a partir do qual o benefício da incorporação de capital de terceiros deixa de compensar o aumento do custo de capital próprio (Gráfico 1).

Gráfico 1. Custo *versus* Estrutura de Capital



Fonte: Aneel (2006)

Para determinação do WACC, é necessário determinar a estrutura de capital, os custos de capital próprio e de terceiros e as alíquotas dos impostos aplicáveis. Para a estrutura de capital, o regulador pode tanto utilizar a estrutura efetiva de financiamento da

empresa, quanto adotar estrutura ótima esperada, gerando incentivos para que a concessionária a estabeleça como meta.

Para estimação do custo de cada fonte de capital, próprio e de terceiros, recomenda-se em geral o Modelo de Precificação de Ativos de Capital (*Capital Asset Pricing Model* – CAPM).

Desenvolvido por Sharp (1964) e Linter (1965), a partir da teoria de portfólio de Markowitz (1952), o CAPM é a metodologia mais difundida para estimação do custo de oportunidade do capital, sendo corriqueiramente utilizado tanto no setor financeiro, quanto por reguladores setoriais de diversos países, incluindo América Latina e União Europeia (ANP, 2006; EPE, 2012; ANEEL, 2015; EU, 2015).

O modelo considera que o investidor é avesso ao risco e que há equilíbrio entre risco e retorno esperados. O cálculo deriva da noção de que os ativos, ou os seus fluxos de caixa projetados, impõem dois tipos de risco a seus detentores: diversificáveis e não diversificáveis (ou sistêmicos).

Os riscos diversificáveis decorrem das características do ativo e de seu mercado subjacente, ou seja, são específicos e inerentes ao investimento em questão. Portanto, são passíveis de serem mitigados através de estratégia de diversificação de portfólio de investimentos com riscos não correlacionados. Já o risco de caráter sistêmico refere-se a riscos inerentes ao ambiente econômico como um todo, afetando todos os ativos da economia. Portanto, estes riscos – de caráter político, econômico e social – não são passíveis de eliminação por estratégias de diversificação. Assim, o risco atrelado a uma carteira de ativos diversificada se reduz ao risco sistêmico não diversificável. Como o investidor pode mitigar o risco específico dos ativos através de estratégia própria de diversificação, apenas o risco não diversificável deve ser remunerado como custo de oportunidade do capital (DAMODARAN, 2009).

2.2.2. Custo de Capital Próprio – CAPM

O modelo CAPM calcula o custo de oportunidade do capital próprio (r_e), que expressa a taxa de retorno requerida para um ativo específico, como a taxa de retorno esperado de um ativo livre de risco (r_f) acrescida do prêmio de risco do mercado, definido pela

diferença entre o retorno de uma carteira de mercado diversificada (r_m) e o retorno do ativo livre de risco (r_f), ponderado pelo risco sistêmico (β):

$$r_e = r_f + \beta(r_m - r_f) \quad (2)$$

Os ativos livres de risco de mercado são constituídos por títulos governamentais, atrelados a risco soberano de *default*, se traduzindo em parâmetro de rentabilidade mínima exigida pelos investidores. O retorno da carteira de mercado é dado pelo prêmio de risco em relação ao ativo livre de risco, expressando o risco não diversificável. Isto é, expressa o prêmio de risco exigido pelos investidores para investir na carteira de mercado diversificada ao invés de investir em ativos livres de risco. Neste sentido, o retorno esperado de um ativo específico é proporcional ao risco sistêmico – quanto maior o risco sistêmico, maior o retorno exigido. O coeficiente beta (β) captura esta relação linearmente, medindo a covariância entre o retorno esperado do ativo e a carteira de mercado.

Intuitivamente, o fator beta revela a contribuição do ativo, em termos da magnitude de risco e retorno, ao portfólio. Um beta unitário indica que o ativo apresenta mesma rentabilidade e riscos da carteira de mercado. Um beta superior à unidade indica que a rentabilidade e o risco do ativo oscilam acima da média do mercado, já um beta inferior à unidade indica variações abaixo da média do mercado. Na prática, o beta é calculado comparando-se o índice representativo do mercado às variações do ativo em questão ou do seu setor como um todo. O problema recorrente em setores regulados é ausência de negociação dos ativos em bolsa, deixando para os reguladores a tarefa de estimar o risco (coeficiente beta) a que os ativos estão expostos.

A estrutura de capital afeta a rentabilidade esperada da empresa, como já observado. Tudo o mais mantido constante, uma maior alavancagem financeira (participação relativa de capital de terceiros) está associada a um risco maior da empresa (ativos) em avaliação, elevando, por consequência, o seu beta. Este beta expressa o beta alavancado, também conhecido por beta dos acionistas, expressando o risco do negócio e o risco financeiro a que está exposta a empresa. Já o beta desalavancado capta apenas o risco inerente ao tipo de negócio e sua alavancagem operacional, desconsiderando o risco da alavancagem financeira.

$$\beta_e = \beta_a [1 + (1 - \tau) * (D/E)] \quad (3)$$

onde: β_e = beta alavancado (ou beta do acionista); β_a = beta desalavancado da empresa, ou seja, beta da firma sem dívida (ou beta do ativo); E = capital próprio (*equity*); D = capital de terceiros (*debt*); e τ = alíquota tributária.

Damodaran (2009, p. 201) observa que “visto que a alavancagem financeira multiplica o risco subjacente ao negócio, isso sustenta o raciocínio de que as empresas que têm negócios de alto risco devem resistir em adotar a alavancagem financeira. Também sustenta o raciocínio de que as empresas que atuam com negócios estáveis devem ter muito mais intenção de adotar alavancagem financeira. Serviços públicos, por exemplo, tiveram, historicamente, altos índices de dívida, mas não altos betas, principalmente porque os seus negócios subjacentes têm sido estáveis e, justamente, previsíveis.”

Países em desenvolvimento não apresentam, em geral, mercado de capitais maduros, comprometendo a aplicação do modelo CAPM. Nesse contexto, os índices de mercado não são suficientemente abrangentes e representativos, demandando ajustes ao modelo CAPM. A ANEEL (2015) elenca os seguintes argumentos para não utilização do mercado brasileiro como referência: “(i) a concentração dos índices representativos do mercado acionário brasileiro em poucas atividades; (ii) a grande dependência do mercado acionário brasileiro em relação ao capital estrangeiro, gerando excessiva volatilidade a alterações exógenas à economia brasileira; (iii) a existência de longos períodos dentro do histórico disponível em que o mercado de ações nacional apresentou desempenho inferior às taxas de remuneração de títulos públicos emitidos pelo governo e; (iv) a circularização de efeitos”.

É prática regulatória comum a utilização, nesses casos, do CAPM adaptado para países emergentes (*Country Spread Model*), considerando um mercado de referência maduro (em geral, o mercado norte-americano) e incorporando o prêmio de risco-país ao cálculo da taxa de remuneração requerida. Este é o modelo que está definido no Contrato de Concessão das Concessionárias CEG e CEG-RIO, na cláusula sétima, parágrafo 9º:

“Cláusula Sétima, § 9º: A remuneração do capital será através da aplicação do percentual sobre a base de cálculo a que se refere o §6º acima, levando em conta o risco inerente da atividade. Fica desde já ajustado que tal percentual será equivalente a:

I – 12% (doze por cento), na primeira revisão quinquenal;

II- Na segunda revisão quinquenal, o percentual será calculado a partir da seguinte fórmula:

$$r_f + \beta(\text{prêmio de risco}) + R_b \quad (4)$$

onde:

r_f é a taxa real livre de risco, definida, para a segunda revisão quinquenal, como a taxa de juros real do título de dívida norte-americano, com 10 anos de prazo, de maior liquidez;

β é o parâmetro que relaciona o risco sistemático (não diversificável) do setor de atuação da CONCESSIONÁRIA ao retorno do mercado como um todo, ficando esse parâmetro desde já fixado em 0,45 (quarenta e cinco centésimos) para a segunda revisão;

Prêmio de risco é a diferença entre o retorno esperado do mercado como um todo e a taxa livre de risco (r_f), ficando esse prêmio desde já fixado em 6,7% (seis inteiros e sete décimos por cento) para a segunda revisão; e

R_b é o “risco Brasil”, definido, para a segunda revisão quinquenal, como a diferença entre a remuneração do título da dívida pública externa brasileira de prazo superior a 10 (dez) anos, de maior liquidez, e a remuneração do título da dívida do tesouro norte-americano que mais se assemelhe em prazo, forma de pagamento de juros e amortizações;

III – as revisões quinquenais subsequentes deverão seguir os mesmos conceitos definidos no inciso II acima.”

2.2.3. Custo de Capital de Terceiros

Para determinação do custo de capital de terceiros, pode-se utilizar o custo da dívida efetivamente observado ou comparar o custo do endividamento de outras empresas com risco similar. Entretanto, se as concessionárias pertencem a grupos econômicos mais amplos que centralizam a dívida, a utilização do custo de alavancagem observado deixa de ser adequada (AGN, 2015).

Neste contexto, a alternativa é estimar o custo do capital de terceiros pelo CAPM da dívida. Por esta perspectiva, considerando o CAPM para países emergentes, a taxa de retorno da dívida (r_d) é determinada pela taxa de retorno do ativo livre de risco (r_f),

acrescida do risco de crédito (r_c) – definido como o diferencial entre o custo de financiamento da concessionária regulada e a rentabilidade do ativo sem risco – e do prêmio de risco do país (R_B), refletindo o risco soberano em relação ao mercado de referência (ANEEL, 2015; AGN, 2015):

$$r_d = r_f + r_c + R_B \quad (5)$$

O prêmio de risco de crédito da empresa depende da capacidade de financiamento, refletindo a sua situação financeira e o seu risco de *default*. Assim, pode ser estimado pelo *rating* de crédito atribuído pelas agências de risco.

2.2.4. Cálculo do Custo de Capital

Para determinação da taxa de remuneração do capital a ser aplicada sobre a base regulatória de ativos, a prática regulatória recomenda a utilização do custo médio ponderado de capital (WACC), levando em conta o custo de oportunidade do capital próprio e o benefício do endividamento na estrutura de capital das empresas. Como apontado acima, para o cálculo da remuneração de cada fonte de capital utiliza-se usualmente o modelo de precificação de ativos de capital (CAPM). Para países em desenvolvimento, é recomendável e usual a incorporação do risco país e a utilização do mercado norte-americano como referência.

Os contratos de concessão (Cláusula Sétima, parágrafo 9º) preveem a utilização do CAPM para determinação da taxa de remuneração do capital. Entretanto, não especificam explicitamente a consideração do capital de terceiros no cálculo da taxa de remuneração, desconsiderando o benefício do endividamento para as concessionárias.

Dentre as contribuições recebidas na Consulta Pública já realizada no âmbito da 4ª Revisão Tarifária Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG RIO em andamento, destaca-se o entendimento da ABRACE que o WACC poderia ser utilizado pela AGENERSA sem necessidade de adaptação contratual. Recomenda-se estudo específico sobre o tema para que o benefício de endividamento das concessionárias seja incorporado ao cálculo da taxa de remuneração do capital, compartilhando-o com os consumidores.

Para o cálculo da taxa de remuneração do capital próprio é necessário estabelecer os parâmetros do CAPM: taxa livre de risco; prêmio de risco de mercado; beta; e risco país. Os contratos de concessão apenas determinaram os parâmetros para a segunda revisão tarifária, embora mesmo nessa revisão tenham sido alvo de controversas ao longo do processo. As controvérsias, em geral, giram em torno da forma de cálculo de cada componente de risco e, especialmente, das janelas temporais a serem consideradas. Ou seja, qual título ou índice considerar, a duração do título e o período tomado como referência.

Em nota recente sobre a metodologia para o cálculo do custo de capital a ser utilizado na taxa de remuneração das concessionárias de transmissão de energia elétrica, a ANEEL (2017) apresenta critérios utilizados por diferentes avaliadores em processos de compra e venda de empresas entre 2016 e 2017 (Tabela 1), para taxa livre de risco, prêmio de risco de mercado e risco país (desconsiderando o beta por se tratar de setores diferentes). A Tabela 2 apresenta os parâmetros utilizados por reguladores nacionais e internacionais para o cálculo do custo de capital próprio, evidenciando diversidade de janelas temporais adotadas.

Tabela 1. Critérios CAPM Utilizados por Diferentes Avaliadores em Processos de Compra e Venda de Empresas entre 2016 e 2017

Ano registro laudo	Empresa avaliada	Avaliador	Taxa livre de risco	Prêmio de risco de mercado	Risco país
2016	Arteris	BNP Paribas	Titulos de 10 anos do governo americano	Média de 3 meses dos retornos totais das ações de grandes empresas americanas menos a média do rendimento de um título do governo americano de 10 anos em US\$ (fonte: BNP Paribas Arbitrage)	EMBI+ BR
2016	Daycoval	Santander	Titulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P 500 e Titulos 10 anos no período 1926-2014 -Relatório2015 Ibbotson S&P Market Report	EMBI+ BR
2016	Vigor	Credit Suisse	Titulos de 10 anos do governo americano	<i>Financial Strategies Group</i> do Credit Suisse, considerando a média nos últimos 6 meses do prêmio calculado pela metodologia de <i>Dividend Discount Model</i>	EMBI+ BR
2016	Tempo Participação	Modal	Titulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P500 e Titulos 10 anos no período 1928-2014, conforme cálculo de Damodaran	EMBI+ BR
2016	Tereos Participação	Bradesco BBI	Titulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P 500 e Titulos 10 anos, nos últimos 50 anos	EMBI+ BR*
2016	Banco Sofisa	Brasil Plural	Titulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P500 e Titulos 10 anos no período 1928-2015	EMBI+ BR
2016	Tectoy	Grant Thornton	Titulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P500 e Titulos 10 anos no período 1928-2010, conforme cálculo de Damodaran	EMBI+ BR
2016	Brasmotor	Santander	Titulos de 10 anos do governo americano	Estudo independente Ibbotson	EMBI+ BR
2016	Whirpool	Santander	Titulos de 10 anos do governo americano	Estudo independente Ibbotson	EMBI+ BR
2017	Gerdau	Bradesco BBI	Titulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P 500 e Titulos 10 anos nos últimos 50 anos	EMBI+ BR
2017	Banco Indusval	KPMG	Titulos de 30 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P500 e Titulos 10 anos no período 1928-2015	EMBI+ BR
2017	Unipar Unicloro	Santander	Titulos de 10 anos do governo americano	Estudo independente Ibbotson	EMBI+ BR
2017	ANEEL presente NT	ANEEL	Titulos de 10 anos do governo americano	Média aritmética da diferença S&P e Titulos 10 anos no período 1988-2017	EMBI+ BR

Fonte: ANEEL (2017)

Tabela 2. Prática Regulatória dos Parâmetros Utilizados no Cálculo do CAPM

	Taxa Livre de Risco (r_f)	Beta (β)	Prêmio de Risco	Risco Brasil	Inflação Norte Americana
CEG/CEG RIO 4ª REV	T. Bond de 10 anos - média dos retornos anuais de 1987 a 2016	Beta desalavancado, banco de dados ORBIS (0,537) + Risco regulatório (0,2)	S&P500 de 1926 a 2016 (6,94%)	EMBI+BR mediana de 1995 a 2016	CPI US média de 2007 a 2016
ANEEL (2017) Nota Técnica nº 180/2017-SRM/ANEEL	T Bond 10 anos - média 1987 - 2017 (4,94%)	Beta alavancado, Lista PRORET (0,7258)	S&P500 1987-2017 (6,58% a.a.)	EMBI+BR mediana de 2003-2017 (2,62% a.a.)	Inflação norte-americana, média 2003-2017 (1,90% a.a.)
ANEEL (2017) Nota Técnica nº 161/2017 – SRM/ANEEL	T Bond 10 anos - média 1995 - 2017 (4,04%)	Beta alavancado, Edison Electric Institute (0,4630)	S&P500 1987-2017 (6,6% a.a.)	EMBI+ Brazil mediana de 1995-2017 (3,87%)	Inflação norte-americana, média 1995-2017 (2,03% a.a.)
MG SEDE/SPME Nº 01/2016	T Bond 10 anos - média (sem outlier) 1928 - 2015 (4,82%)	Beta alavancado, Reuters "Natural Gas Utilities" (0,704)	S&P500 1928-2015 (6,44% a.a.)	EMBI+ Brazil média 2000-2015 (4,05%)	Inflação norte-americana, projeção FMI (2,2% a.a.)
ARSESP CONGÁS NOTA TÉCNICA Nº RTC/01/2009	T Bond 10 anos - média 2004-2008 (4,33%)	Beta alavancado, utilizando beta desalavancado OFGEM (0,71)	S&P500 1926-2006 (7,97% a.a.)	EMBI+ Brazil média 2004-2008 (3,30%)	Inflação norte-americana, projeção FMI (1,4% a.a.)
Comissão Reguladora de Energia (CRE) México	T Bond 20 anos -média anual (7,05%)	Beta desalavancado (0,45) + Risco Regulatório (0,2) (0,65)	Diferença entre S&P500 (12,22%) e a taxa livre de risco (5,17%)	EMBI+ Spread México média diária (2,14%)	Inflação Esperada EE.UU (2,58%)
Comissão Nacional de Energia (CNE) Chile	Bônus do Banco Central de Chile reajustável em UF a 10 anos BCU-10 (1,42%)	Beta com ajuste de Blume desalavancado (0,5)	S&P 500 (8,90%)		Inflação Esperada EE.UU (média entre junho e novembro de 2016) (1,57%)
ENERGÁS – Argentina	T Bond 10 anos	Beta desalavancado + Risco regulatório	Média da série Valuation Handbook-Guide to Cost of Capital de Duff & Phelps (1926-2015)	EMBI+ Argentina	Inflação Esperada EE.UU

Fonte: elaboração própria

2.3. Projeção de Demanda

No modelo regulatório pelo preço-teto (*price-cap*), o risco de demanda (ou volume) é suportado pela concessionária. As tarifas máximas estabelecidas em cada revisão são determinadas de modo a cobrir os custos de operação, de expansão e de capital da concessão, considerando um volume de demanda projetado para o ciclo tarifário, o que resulta, no caso da regulação de distribuição de gás natural, em um valor médio de tarifa em reais por metro cúbico. Ou seja, a margem obtida efetivamente no ciclo tarifário seguinte depende da evolução da demanda futura, pois a margem máxima admitida (R\$/m³) é calculada com base em um volume de vendas esperado.

A partir da margem máxima estabelecida na revisão tarifária, a concessionária define uma estrutura tarifária para determinar a margem específica que incidirá sob o volume consumido de cada segmento de mercado. Desta forma, a margem máxima é definida considerando todos os custos projetados e o volume de vendas esperado, porém a margem obtida depende da estrutura tarifária e da evolução da demanda de cada segmento. Em geral, as variações no volume total de vendas projetado para cada segmento são consideradas risco inerente ao negócio da concessionária, podendo resultar em margem obtida maior ou menor do que a projetada e, portanto, em remuneração mais ou menos elevada.

No sistema *price-cap*, o risco associado à evolução da demanda de gás é normalmente alocado à concessionária, visando-se conferir incentivos em ampliar esforços de venda e de expansão do mercado, já que o bônus tarifário pela superação da demanda projetada é absorvido pela concessionária. Ao alocar a o risco demanda para a concessionária cria-se um desafio importante para o processo de revisão tarifária, que é uma previsão acurada da demanda. Em teoria, a concessionária é o agente com mais informação disponível para melhor projetar a demanda dos seus mercados e propor a estrutura tarifária mais adequada para obter a sua margem de distribuição, em função dos custos médios e marginais de cada segmento de consumo. Entretanto, é importante salientar que existem incentivos importantes para a concessionária estimar uma demanda abaixo do potencial, de maneira a se apropriar de ganhos com superação da demanda estimada. Desta forma, cabe ao regulador avaliar e estimar de forma mais robusta possível a demanda para o próximo ciclo tarifário.

Neste aspecto, os contratos de concessão do estado de São Paulo apresentam uma particularidade importante referente ao ajuste entre a margem máxima e a margem obtida a cada ano durante os ciclos tarifários. A margem de distribuição máxima estabelecida em cada revisão é atualizada anualmente dentro do ciclo tarifário considerando (i) a variação anual da inflação (IGPM); (ii) o fator de eficiência X para compartilhamento dos ganhos de produtividade esperados; e (iii) um fator K de ajuste entre a margem máxima permitida e a margem obtida, apenas aplicado se a margem obtida exceder a máxima permitida. Assim, o fator K paulista reduz a margem máxima no ano t quando a margem obtida no ano anterior (MO_{t-1}) exceder a margem máxima então permitida (MM_{t-1}), atualizando a diferença pela taxa de juros do ano (r_{t-1}) e ponderando o montante pelo fator entre volume efetivamente distribuído no ano anterior (V_{t-1}) e o volume esperado para aquele ano (V_{t-1}^e):

$$\text{fator } K = (MM_{t-1} - MO_{t-1}) \times (1 + r_{t-1}) \times [V_{t-1}/V_{t-1}^e] \quad (6)$$

Para reduzir a variabilidade do fator K e torná-lo mais previsível, o regulador estadual (ARSESP) passou a não considerar os desvios entre os volumes previstos e observados para o segmento termelétrico e de cogeração, mitigando a variabilidade originada pela diferença entre o despacho térmico projetado e observado. Ou seja, o fator de ajuste não se aplica para o volume termelétrico. A ARSESP justifica esta exceção pelo fato do despacho térmico depender exclusivamente das decisões do Operador Nacional do Sistema elétrico brasileiro (ONS) que, por sua vez, dependem do regime hídrico de chuvas.

Desta forma, o fator K em São Paulo, previsto contratualmente, procura corrigir as distorções decorrentes das projeções da demanda e da estrutura tarifária ao longo do ciclo tarifário. A exclusão dos volumes termelétricos tem por objetivo reduzir a variabilidade e a incerteza do ajuste tendo em vista a dificuldade de previsão deste segmento.

No Rio de Janeiro, o contrato de concessão de distribuição de gás não prevê o fator de ajuste K ao longo do ciclo e tampouco as revisões tarifárias levam em conta a discrepância entre margem máxima e margem obtida no ciclo tarifário anterior. O risco de volume é considerado um risco inerente ao negócio da concessionária, que pode se beneficiar ou se prejudicar com a evolução da demanda.

Entretanto, o peso do segmento termelétrico no estado do Rio de Janeiro é muito elevado. Consequentemente, os desvios entre o volume térmico projetado e o efetivo podem impactar consideravelmente a margem obtida ao longo do ciclo tarifário. As vendas para este segmento não dependem de esforços das concessionárias e sua evolução é de difícil projeção, uma vez que o consumo de gás das térmicas depende da hidrologia futura, da demanda de eletricidade, da expansão do parque elétrico, das decisões do operador, dos níveis dos reservatórios, entre outros fatores. A alocação do risco do volume termelétrico para as concessionárias de gás natural no Brasil não tem respaldo teórico e ainda resulta em prejuízos para os consumidores.

Neste contexto, há incentivos para que as concessionárias subdimensionem a demanda termelétrica projetada, reduzindo o risco de volume incorrido ao longo do ciclo tarifário seguinte. Ao reduzir o volume projetado para este segmento, a margem máxima se eleva, onerando todos os demais segmentos de consumo com aumento tarifário maior do que seria obtido em contexto de menor incerteza futura. Se o volume futuro superar a demanda projetada, o que tende a ocorrer com maior probabilidade dado o incentivo à projeção subdimensionada, as concessionárias ainda absorvem os ganhos com a margem obtida potencialmente superior à esperada.

Desta forma, dada a peculiaridade da demanda do segmento termelétrico no Brasil e o peso deste segmento nas vendas das distribuidoras de gás no estado do Rio de Janeiro, **sugere-se estudo da AGENERSA para introduzir mecanismo regulatório que torne neutros os efeitos tarifários para as concessionárias e os consumidores dos desvios da demanda termelétrica observada em relação à projetada.** Assim, a demanda termelétrica frustrada não teria impactos negativos para a obtenção da margem de distribuição ao longo dos ciclos, bem como a demanda superior não teria impactos positivos. A neutralidade da demanda térmica traria benefícios para todos os consumidores, ao expurgar da revisão tarifária o superdimensionamento da margem pela estratégia de mitigação de efeitos adversos da incerteza termelétrica.

A regulação na União Europeia reforça a diretriz de não alocar risco de volume nas concessionárias de distribuição de gás e eletricidade, enfatizando que apenas riscos que estejam de fato sob controle das concessionárias devem ser a elas alocados, reduzindo a exposição a variáveis e eventos que estejam fora de sua ingerência. Na maior parte dos países membros da União Europeia, as concessionárias não estão sujeitas ao risco de volume (com exceção da Espanha, Eslováquia e Holanda), seja pelo ajuste da receita

durante o intervalo regulatório, seja pela adoção de tarifas amplamente baseadas em capacidade (EU, 2015).

2.4. Fator X

A aplicação de um fator de produtividade mínima esperada, conhecido por Fator X, é um elemento central na regulação por incentivo. Ao longo do intervalo regulatório, em que vigora o preço máximo estabelecido na revisão tarifária, os ganhos de produtividade oriundos de operação mais eficiente e redução de custos são apropriados pela concessionária. Para incentivar a busca por maior eficiência e compartilhar parte dos ganhos esperados com os consumidores, aplica-se um Fator X que reduz o preço máximo atualizado a cada período dentro do intervalo regulatório. Ou seja, recompõe-se a inflação do período e aplica-se um fator redutor correspondente ao ganho de produtividade esperado para o período.

O dimensionamento correto do Fator X não é trivial e pode gerar distorções para a concessionária, caso sejam estabelecidas metas não factíveis. A determinação do Fator X pode envolver análise dos custos históricos da concessionária, “olhando para trás” na tentativa de projetar ganhos esperados de produtividade (através de métricas como a fronteira de eficiência); ou, alternativamente, pode envolver projeções de custos e mercado futuros, “olhando para frente” para projetar possíveis ganhos (método de fluxo de caixa descontado).

A não utilização do Fator X, por sua vez, no contexto de regulação por incentivo e preço teto, reduz as pressões regulatórias por maior eficiência operativa e pode ainda resultar em sobre remuneração da concessão. Sem o compartilhamento de ganhos por eficiência, a rentabilidade obtida pode exceder a taxa de remuneração de capital definida na revisão, já que os ganhos ao longo do intervalo regulatório por redução de custos são totalmente apropriados pela concessionária.

A tarifa máxima permitida pode ser determinada considerando um ano de referência ou uma projeção de fluxos futuros (receitas e despesas), como ocorre com a distribuição de gás no estado do Rio de Janeiro. A aplicação explícita do Fator X é crucial no primeiro contexto para garantir redução real dos custos por ganhos de produtividade ao longo do

ciclo tarifário. Já no segundo contexto, a aplicação do Fator X pode ocorrer de forma implícita ao se impor ganhos de produtividade na projeção de custos que determina o reposicionamento tarifário nas revisões. Porém, neste caso, deve-se estabelecer a meta de produtividade por método adequado e, posteriormente, aplicá-la às projeções de custos. A mera utilização de projeção de custos para o quinquênio subsequente não garante que, por hipótese, os ganhos já estejam considerados implicitamente na revisão tarifária.

Os contatos das Concessionárias CEG e CEG-Rio contemplam o Fator X nos reajustes tarifários, na Cláusula 7ª, a sua aplicação ainda não foi posta em prática.

2.5. Tratamento de Investimentos não Realizados

A busca por eficiência na operação da concessão é o principal objetivo da regulação por incentivo, compartilhando os ganhos de produtividade com os consumidores. A regulação procura ao mesmo tempo reduzir o poder de mercado do concessionário sem, contudo, retirar a atratividade da concessão e os meios para a sua expansão. Paralelamente à busca por eficiência, pode-se estabelecer incentivos para maior esforço de investimentos da concessionária, principalmente em contexto de redes ou mercados pouco maduros e desenvolvidos ou de ambiente financeiro adverso para vultosos empréstimos. Mesmo em contexto de redes de distribuição maduras e já desenvolvidas, observa-se atualmente demanda crescente por maior investimento em novas e custosas tecnologias, impondo a necessidade de mitigar os riscos e ampliar os incentivos a novos investimentos (EU, 2015). Neste contexto, a regulação passa a também incorporar incentivos à expansão dos serviços (GLACHANT et al., 2013).

Se as concessionárias dispõem de elevada autonomia para selecionar e implementar o seu plano de investimentos, a prática regulatória recomenda que elas arquem com os custos de investimentos irrecuperáveis, que se revelem a posteriori desnecessários para a concessão. Neste contexto, o risco de investimentos – relacionados a seleção e implementação – é alocado inteiramente nas concessionárias.

Em contexto oposto, se os consumidores assumem a maior parte do risco de investimentos, o plano de expansão deve passar por escrutínio prévio de *stakeholders* e

reguladores. Na Inglaterra, o regulador avalia minuciosamente o plano de negócios para os próximos oito anos em termos de eficiência, custos e riscos envolvidos (UE, 2015).

Os riscos relacionados à implementação dos investimentos referem-se à possibilidade do custo ultrapassar a receita permitida ou, alternativamente, de apenas uma fração do ativo ser incorporada à base regulatória. Este risco deriva do esquema de incentivos montado para minimizar os custos de expansão, dada a assimetria de informação existente. Neste contexto, no início do período regulatório, os investimentos são previamente acordados entre regulador e concessionária, que se apropria de parte dos ganhos se os custos forem menores ou participa de parte dos custos extras se o valor realizado superar a estimativa aprovada. Portanto, as metas físicas de investimentos não se confundem com os montantes financeiros a serem investidos.

Na maior parte dos países da UE, o processo de revisão tarifária é *forward-looking*, incorporando investimentos que são esperados para ocorrer durante o próximo intervalo regulatório. A diferença entre as metas físicas projetadas e realizadas são compensadas na próxima revisão tarifária. Em vários países, tanto para distribuição de eletricidade quanto de gás natural, a tarifa máxima é atualizada a cada ano durante o intervalo regulatório em função dos investimentos de fato realizados. Este ajuste é conhecido na literatura por Fator K, originalmente estabelecido na Argentina, ajustando o modelo *price cap* pela meta de produtividade (Fator X) e pela meta de investimento realizado.

A correção das metas ao longo do intervalo regulatório reduz as distorções que podem ocorrer em contexto de subinvestimento significativo. Neste caso, as diferenças entre as metas anteriormente aprovadas e realizadas devem ser compensadas no processo de revisão tarifária, reembolsando os consumidores pela tarifa a maior obtida pela antecipação na evolução projetada da base regulatória de investimento não realizado, corrigindo o montante pela taxa de remuneração de capital aprovada para o período.

2.6. Tratamento das Perdas

O tratamento das perdas de gás natural no sistema de distribuição das concessionárias reconhecidas como legítimas ou aceitáveis pelos reguladores, incluindo o repasse de

custo para fins de determinação tarifária, revela-se um aspecto essencial para incentivar a maior eficiência e qualidade do serviço. O repasse direto do impacto econômico das perdas aos consumidores pela tarifa não incentiva a sua redução. Neste sentido, a experiência internacional aconselha a estabelecer limites de perdas nos sistemas, com metas de redução gradual ao longo do tempo.

Inúmeros fatores concorrem para explicar as causas das perdas nos sistemas, como vazamentos, erros de medição, poder calorífico e roubo. Para alguns destes fatores as concessionárias têm pouca ingerência, como a diversidade de poder calorífico do gás que é injetado em sua rede. Já para outros fatores, a sua atuação pode mitigar as perdas, como identificação de vazamentos e erros de medição.

O cálculo das perdas no sistema de distribuição envolve a contabilização das entradas e saídas registradas na rede. Entretanto, para o cálculo das perdas para fins regulatórios, isto é, reconhecimento das perdas aceitas e seu repasse aos usuários via tarifa, recomenda-se (i) considerar a pressão de fornecimento dos clientes (ESC, 2017) e (ii) a exclusão dos volumes de clientes que pouco utilizam malha de distribuição (NYS, 2015). Consumidores que são abastecidos por ramais de alta pressão percebem menores taxas de escapamento vis-à-vis a consumidores conectados em média e baixa pressão. Os erros de medição nos ramais de alta pressão também são menores, o que sinaliza metas distintas para ramais com alta ou média e baixa pressão. A inclusão de volumes referentes a clientes atendidos em alta pressão pode gerar variações indesejadas no computo das perdas do sistema, razão pela qual sugere-se não considerá-los no cômputo geral.

3. Projeção de Mercado 2018-2022

A prática regulatória de projeção de demanda em processos de revisão tarifária leva em consideração sua evolução histórica, as características do mercado potencial da área de concessão e as projeções macroeconômicas para o ciclo tarifário, utilizando diferentes modelos analíticos, tais como: análise cliente a cliente, modelos tendenciais e modelos econométricos.

A evolução do consumo de gás no segmento termelétrico depende da situação de abastecimento no sistema elétrico. Assim, optamos por utilizar metodologia específica para a análise desse mercado. Nesse caso, foi desenvolvida modelagem para avaliar a perspectiva de utilização de cada central termelétrica na área de concessão.

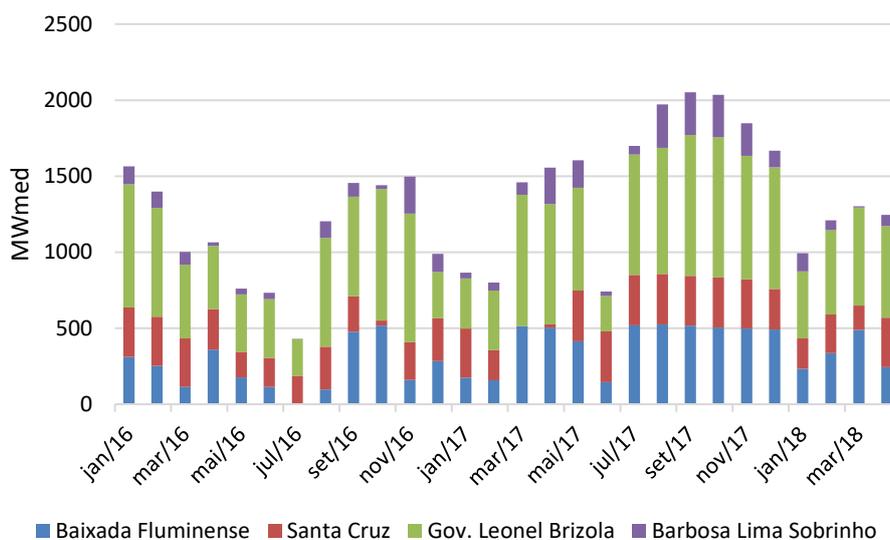
As projeções de demanda para os segmentos não térmicos (residencial, comercial, industrial e automotivo - GNV) foram estimadas por meio de modelos econométricos. Optamos por uma abordagem univariada, em que o comportamento passado da demanda de gás explica a sua evolução futura.

3.1. Termelétrico

O quinquênio anterior, 2013-2017, foi marcado por um forte despacho termelétrico, principalmente até 2015. No período, o sistema elétrico brasileiro experimentou uma crise de escassez, com esvaziamento dos reservatórios e explosão do preço de curto prazo, PLD.

O preço de curto prazo de eletricidade voltou a aumentar no final de 2016 e o despacho termelétrico voltou a ser significativo (Gráfico 2).

Gráfico 2. Despacho das Centrais Termelétricas na Área da CEG



Fonte: Elaboração Própria. Dados ONS.

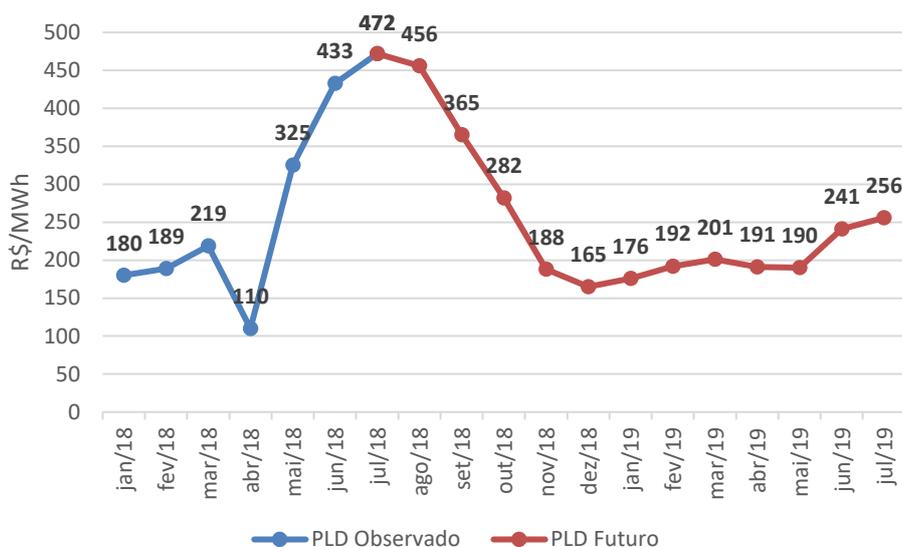
As projeções submetidas pela CEG foram elaboradas com base em um estudo desenvolvido pela PSR. Em sua projeção inicial, contemplada na proposta de revisão da concessionária, a consultoria indicava uma folga de abastecimento de eletricidade no Brasil e um despacho pouco significativo das termelétricas localizados no estado do Rio de Janeiro. O cenário proposto correspondia ao percentil 25 da distribuição de despacho termelétrico, o que corresponde a um fator de utilização de 20% dessas termelétricas.

Nesse cenário inicialmente proposto pela concessionária, as termelétricas Barbosa Lima Sobrinho e Santa Cruz não seriam operadas durante o quinquênio. A usina Governador Leonel Brizola teria uma utilização intensa no primeiro ano (64%) e baixa nos anos seguintes (16%). A termelétrica Baixada Fluminense, que detém o menor custo de operação, seria utilizada em 26% do tempo.

No relatório 2, a Economia/UFF apontou que esse cenário de baixa utilização termelétrica não seria compatível com a situação atual de operação do sistema elétrico brasileiro. Em função de hidrologia desfavorável na transição do período úmido para o seco de 2018, o preço de curto prazo se elevou e as termelétricas passaram a ser intensamente utilizadas. Em agosto de 2018, o sistema atua em bandeira vermelha patamar 2, o nível mais crítico de abastecimento e com maior acréscimo às tarifas de eletricidade. O preço de curto prazo da eletricidade (Preço de Liquidação de Diferenças,

PLD) entrou o mês de agosto em seu valor teto, R\$ 505,18/MWh. Conforme o documento InfoPLD de junho 2018, elaborado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2018), os preços de curto prazo de eletricidade devem permanecer elevados pelo próximo ano (Gráfico 3), o que deve implicar em relevante utilização de termelétricas.

Gráfico 3. PLD Observado e Futuro no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (2018 – 2019)



Fonte: Elaboração própria. Dados CCEE.

Dessa forma, a equipe da UFF propôs três cenários de despacho termelétrico com maior utilização termelétrica no relatório 2. Assumimos que a situação projetada pela CCEE irá se verificar até o final de 2019. Para os três anos seguintes, consideramos as seguintes possibilidades: a preservação a situação vigente em 2018-2019 (superior), a convergência para a média de longo prazo (intermediário) e a proposta inicial da CEG (inferior).

No cenário em que a situação crítica de abastecimento persiste no período 2020-2022, o despacho termelétrico seria elevado durante todo quinquênio. O fator de utilização do conjunto de termelétricas da área da CEG seria de 54% no período. No cenário intermediário, as condições de abastecimento convergem para a média de longo prazo a partir de 2020 e o fator de utilização alcançaria 43% no quinquênio.

Portanto, os cenários delineados no relatório 2 apontavam para demandas de gás natural no segmento termelétrico substancialmente superiores aos valores da proposta da concessionária. As demandas dos cenários superior, intermediário e inferior eram, respectivamente, 206%, 144% e 72% superiores à demanda proposta pela CEG.

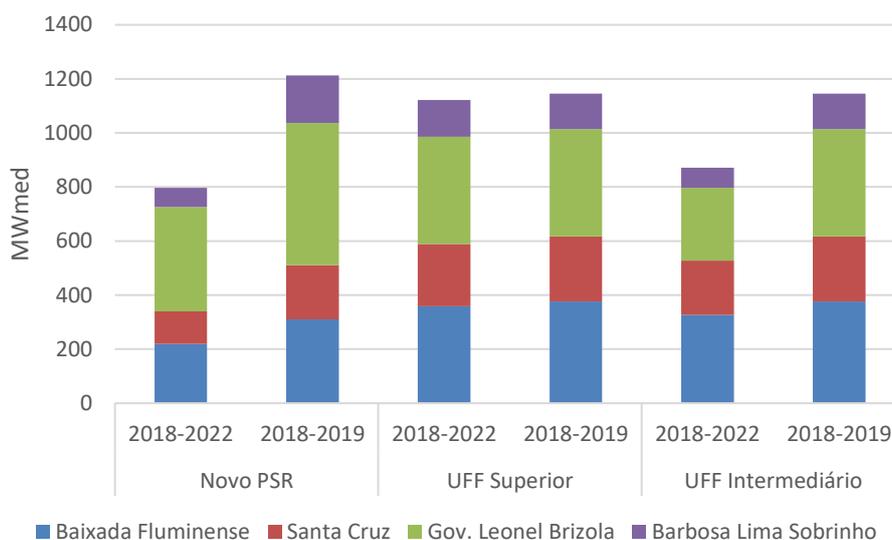
Evidenciada a mudança no quadro de abastecimento, a concessionária divulgou novo estudo elaborado pela PSR sobre as perspectivas de despacho das térmicas da área da CEG. Entre o material disponibilizado, consta a matriz de despacho das centrais.

A PSR, utilizando seu modelo de simulação SDDP atualizado com os dados do Programa Mensal de Operação (PMO) do ONS de julho de 2018, gerou 1.200 séries mensais de despacho no período julho 2018 a dezembro de 2022 para as quatro termelétricas da área da CEG.

As simulações de despacho elaboradas pela PSR consideram as inflexibilidades das centrais e contemplam o despacho por mérito econômico (quando o custo da central é inferior ao custo marginal do sistema – CMO), por razões de segurança (quando o despacho é determinado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, para recuperar os níveis dos reservatórios e contribuir para a segurança do abastecimento de eletricidade) e por razões elétricas (quando as restrições de transmissão forçam a utilização de térmicas que não seriam operadas por mérito econômico).

A partir da matriz de despacho, calculamos o valor médio mensal de cada uma das centrais, que corresponde ao despacho esperado. Os valores calculados são próximos ao cenário intermediário do relatório 2 preparado pela Economia/UFF (Gráfico 4). O despacho esperado da PSR é 9% inferior ao projetado pela Economia/UFF em seu cenário intermediário no quinquênio 2018-2022, sendo que nos dois primeiros anos a projeção de despacho da PSR é 6% superior. O fator de utilização das térmicas da área da CEG seria de 40% no quinquênio 2018-2022.

Gráfico 4. Comparação das Projeções de Demanda Termelétricas: PSR e Economia/UFF (Relatório 2)



Fonte: Elaboração dos autores

A Economia/UFF optou por adotar o novo cenário de despacho da PSR para projetar o consumo de gás natural em termelétricas da área da CEG. Apesar da CEG ter encaminhado o estudo da PSR, a concessionária ainda não revisou suas projeções de consumo termelétrico de gás natural. Assim, as projeções seguintes referem-se a projeções realizadas pela Economia/UFF a partir do material da PSR.

A Tabela 3 apresenta os dados das termelétricas da área da CEG utilizados para estimar o consumo de gás natural:

Tabela 3. Características das Termelétricas - Área CEG

	CVU (R\$/MWh)	Cap. Instalada (MW)	Inflex (MW)	Cons. Específico (mil m ³ /d/MW)
Baixada Fluminense	110,3	530		4,34
Santa Cruz	124,77	350		4,26
Gov. Leonel Brizola 1	222,5	770		4,89
Gov. Leonel Brizola 2	266,0	65	26	4,89
Barbosa Lima Sobrinho 1	282,7	321		4,38
Barbosa Lima Sobrinho 2	313,7	65		4,38

Fonte: Elaboração Própria. Dados CVU, Capacidade Instalada e Inflexibilidade: Programa Mensal de Operação Energética – ONS. Consumo Específico: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – MME.

Em função da situação crítica de abastecimento de eletricidade, o consumo de gás das térmicas será bastante elevado em 2018, se aproximando de 7 milhões de m³/dia na área da CEG segundo as projeções (Tabela 4). Nos quatro anos seguintes, conforme a situação mais crítica é superada, o consumo termelétrico é de 3 milhões de m³/dia.

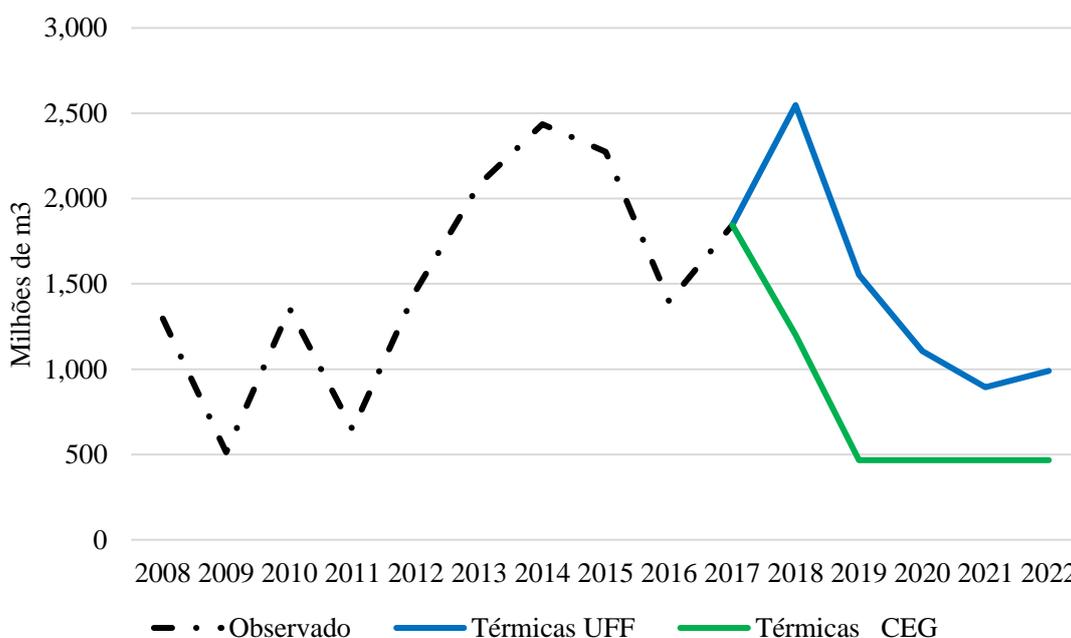
Tabela 4. Projeção Demanda Termelétrica de Gás Natural (2018 – 2022): Mil m³/dia

	2018	2019	2020	2021	2022
Baixada Fluminense	1.611	1.158	840	637	784
Santa Cruz	1.232	621	303	331	382
Gov. Leonel Brizola	3.377	1.954	1731	1.434	1.483
Barbosa Lima Sobrinho	759	523	147	47	61
Total CEG	6.979	4.257	3.022	2.450	2.710

Fonte: Elaboração Própria

O Gráfico 5 compara as projeções de consumo anual no cenário proposto pela Economia/UFF e a projeção original da proposta da CEG. O consumo de gás natural do segmento termelétrico na projeção proposta pela Economia/UFF é 131% superior ao consumo originalmente projetado pela CEG.

Gráfico 5. Comparação das Projeções de Demanda Termelétricas (Milhões m³)



Fonte: Elaboração própria

É importante ressaltar que apesar da Economia/UFF defender a adoção de um cenário específico de projeção do consumo de gás natural em termelétricas, há grande incerteza envolvida nas projeções em um período de cinco anos. A utilização de termelétricas no sistema elétrico brasileiro é muito influenciada ao comportamento da hidrologia (chuvas), apresentando forte volatilidade. Assim como o cenário de abastecimento se tornou desfavorável na primeira metade de 2018, pode ocorrer mudança em sentido inverso no futuro.

Como o segmento termelétrico tem elevada participação na projeção de demanda do quinquênio (45%), o resultado econômico da concessionária acaba sendo muito influenciado pela aderência dos valores projetados de demanda térmica e observados. Essa aderência não guarda relação com o comportamento da concessionária e não é justo que a concessionária seja prejudicada quando a demanda é sobrestimada ou beneficiada quando a demanda é subestimada. Assim, conforme apontado no item 2, a Economia/UFF propõe a adoção de sistemas de repasse (gatilhos) ou a realização de revisões extraordinárias quando a diferença entre valores projetados e observados da demanda é significativa.

3.2. Segmentos Não Térmicos

Sob a abordagem estatística clássica, cada observação de uma série temporal é composta pela combinação de suas componentes não observáveis, denominadas como Tendência, Sazonalidade, Ciclos e Variações Aleatórias. Uma série temporal pode apresentar diferentes formas de dependência entre as observações atuais e passadas, sendo de grande importância a modelagem dessas relações, principalmente, para o desenvolvimento de previsões futuras. É neste contexto que a análise de séries temporais é empregada. Nessa metodologia, modelos estatísticos são ajustados a dados históricos, fazendo uso da ampla classe de modelos propostos por Box e Jenkins (1976), dentre estes SARIMA e ARIMA sazonal.

O procedimento inicial consistiu em análise gráfica e descritiva da série, apresentando o boxplot mensal e algumas estatísticas básicas, como os valores mínimos e máximos, a média, o desvio-padrão e o coeficiente de variação dos dados.

Posteriormente, para a análise de tendência determinística e, ou estocástica na série e, conseqüentemente, verificação de sua estacionariedade, procedeu-se o teste de raiz unitária de Dickey-Fuller aumentado ou ADF (DICKY e FULLER, 1979) com um intercepto e um termo de tendência determinística linear, conforme o modelo de regressão em (7).

$$\Delta Y_t = \alpha + \beta t + \delta Y_{t-1} + \sum_{i=1}^p \gamma_i \Delta Y_{t-i} + \varepsilon_t \quad (7)$$

em ΔY_t que são os valores da série em primeira diferença, Y_{t-1} são os valores da série original defasados um período de tempo, α , β e δ são parâmetros a serem estimados por Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) e que representam, respectivamente, os efeitos do intercepto, da tendência determinística linear e da raiz unitária na série e são erros ruído branco, isto é, $\varepsilon_t \sim RB(0, \sigma^2)$, não autocorrelacionados, com média zero e variância constante. Os termos dentro do operador somatório são defasagens da variável resposta em primeira diferença, incluídas no modelo para remover a autocorrelação residual.

O modelo SARIMA é utilizado para dados com tendência e sazonalidade, sejam essas componentes determinísticas e/ou estocásticas. Além dos operadores autoregressivos e de médias móveis de ordem “ p ” e “ q ” do modelo ARIMA [BOX e JENKINS (1976), BOX, JENKINS e REINSEL (2008) e MONTGOMERY, JENNINGS e KULAHCI (2008)], este modelo consta com operadores autoregressivos e de médias móveis sazonais de ordem “ P ” e “ Q ”, conforme a equações de (8) a (12).

$$\phi_p(B)\Phi_P(B^S)(1-B)^d(1-B^S)^D Y_t = \theta_q(B)\Theta_Q(B^S)\varepsilon_t \quad (8)$$

$$\phi_p(B) = 1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p \quad (9)$$

$$\theta_q(B) = 1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q \quad (10)$$

$$\Phi_P(B^S) = 1 - \Phi_S(B^S) - \Phi_{2S}(B^{2S}) - \dots - \Phi_{PS}(B^{PS}) \quad (11)$$

$$\Theta_Q(B^S) = 1 - \Theta_S(B^S) - \Theta_{2S}(B^{2S}) - \dots - \Theta_{QS}(B^{QS}) \quad (12)$$

em que ε_t são erros ruído branco, $\phi_p(B)$ e $\theta_q(B)$ são, respectivamente, os operadores auto-regressivos e de médias móveis definidos em (9) e (10) e $\Phi_P(B^S)$ e $\Theta_Q(B^S)$ são os operadores auto-regressivos e de médias móveis sazonais, conforme em (11) e (12). Os termos $(1 - B)^d$ e $(1 - B^S)^D$ representam diferenças de primeira ordem e de ordem “S” aplicadas sob a série original Y_t , isto é, Δ^d e Δ_S^D , para torná-la estacionária, dado a presença de tendências determinísticas ou estocásticas, e para remover o efeito sazonal.

A aplicação do modelo SARIMA consiste em três etapas usuais: identificação dos parâmetros do modelo, estimação e diagnóstico. Com a série estacionária, a identificação dos parâmetros ocorre via funções de Autocorrelação (FAC) e Autocorrelação Parcial (FACP). Essa etapa foi conduzida simulando diversos modelos SARIMA e selecionando o modelo mais parcimonioso via Critérios de Informação Akaike (1974) e de Schwarz (1978), descritos, respectivamente, em (13) e (14).

$$AIC = -2 \log(L) + 2v \quad (13)$$

$$BIC = -2 \log(L) + v \ln(n) \quad (14)$$

em que L é o máximo da função de verossimilhança, v é o número de parâmetros do modelo e n o número de observações da série. A estimação dos parâmetros ocorreu por máxima verossimilhança exata, através do algoritmo proposto por Gardner e Phillips (1980), que utiliza o filtro de Kalman (HARVEY e PHILLIPS, 1976) para obter os coeficientes e suas respectivas variâncias assintóticas.

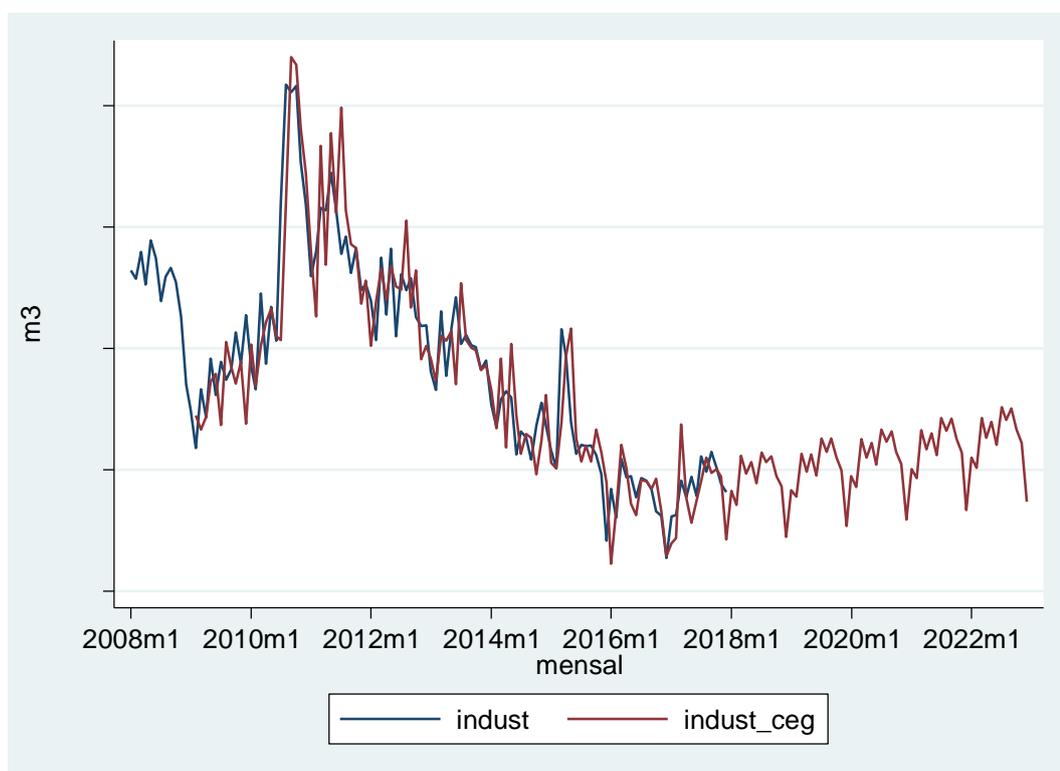
O diagnóstico consistiu em verificar se os resíduos do modelo são um ruído branco. Para avaliar a presença de autocorrelação utilizou-se o teste proposto por Ljung e Box (1978), cuja hipótese nula é de que os resíduos não são autocorrelacionados.

As estimativas foram feitas com as variáveis previamente definidas logaritmizadas, em períodos mensais, e as informações disponíveis para cada caso particular foram levadas em consideração. A partir de um banco de dados por segmento de consumo com um detalhe histórico de pelo menos dez anos (ou seja, 120 observações).

3.2.1. Industrial

Refletindo a deterioração da dinâmica econômica do estado do Rio de Janeiro, o consumo industrial na área da CEG vem apresentando tendência de queda desde 2011. Em nossas projeções, não visualizamos reversão significativa desse quadro. A projeção econométrica do consumo unitário do mercado industrial de gás natural está apresentada no Gráfico 6. A evolução das curvas observada (preto) e estimada (vermelho), que são bem próximas, indicam um bom ajuste do modelo de previsão.

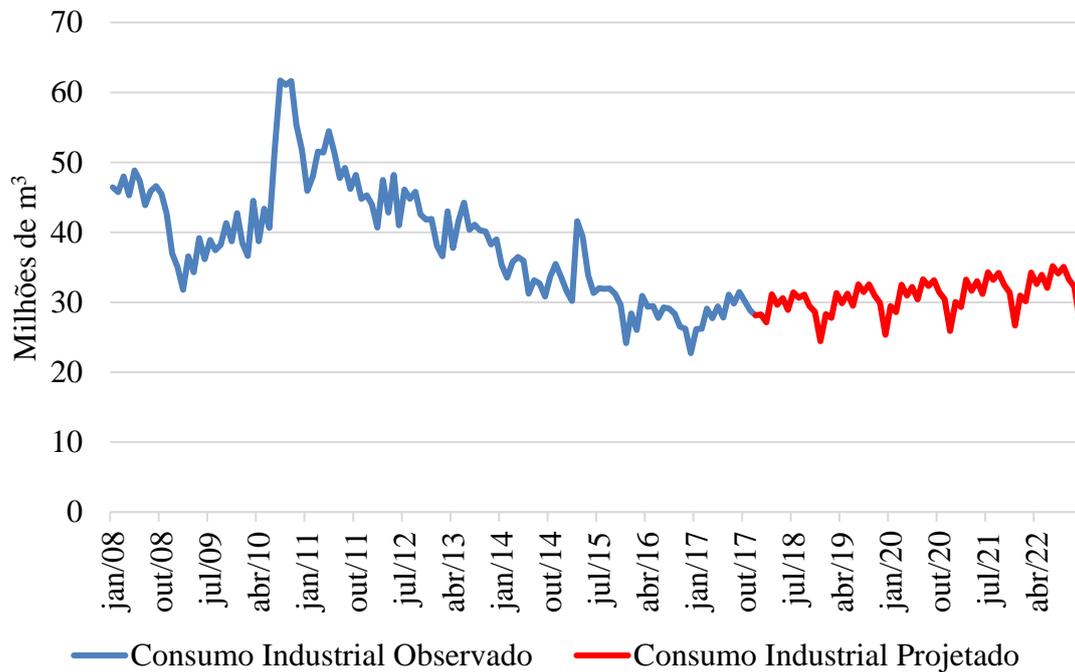
Gráfico 6. Evolução do Consumo Industrial Mensal Observado e Estimado em m³



Fonte: Elaboração própria

A projeção apresentada no Gráfico 7 indica pequena recuperação do consumo industrial de gás na área da CEG.

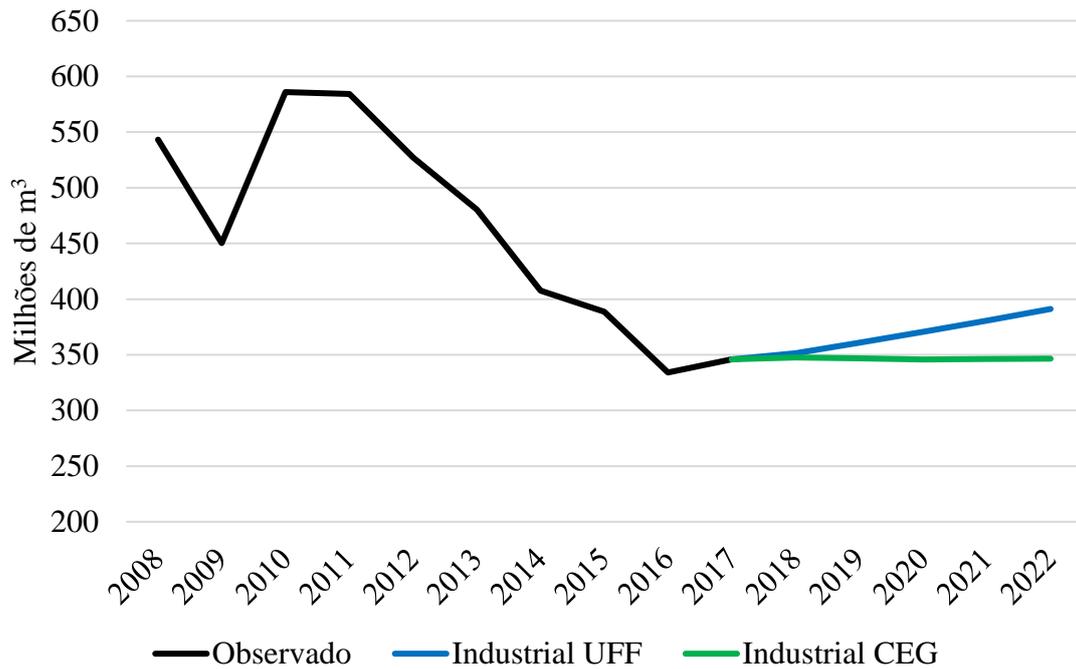
Gráfico 7. Projeção de Demanda de Gás Natural Mensal no Segmento Industrial – Milhões de m³ – Jan/08 – Dez/22



Fonte: Elaboração própria

O Gráfico 8 apresenta a comparação da projeção anual da demanda industrial proposta pela concessionária (em verde) e a projeção estimada (em azul). Nossa projeção aponta para um crescimento anual da demanda industrial de 2,5%, enquanto a concessionária projeta manutenção das vendas. Vale destacar que a projeção da concessionária não é resultado de um modelo econométrico, mas de uma análise cliente a cliente, que leva em consideração a previsão de encerramento de unidades fabris e a captação de novos clientes.

Gráfico 8. Comparação Projeção de Demanda Proposta pela Concessionária e Estimada

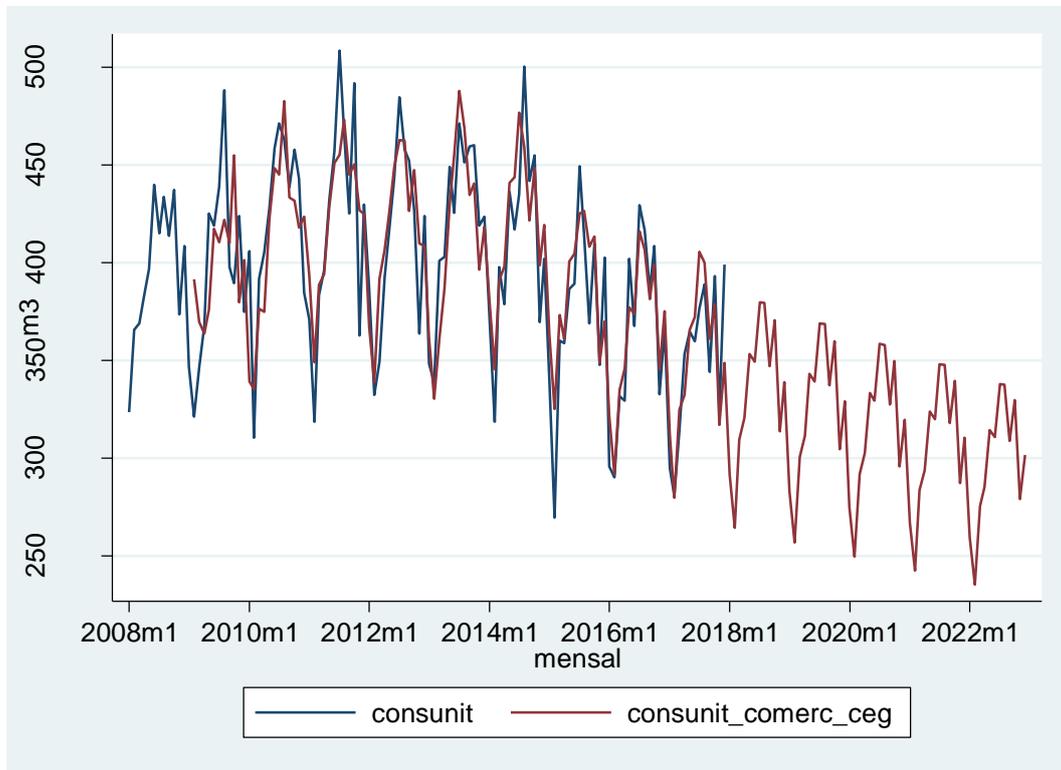


Fonte: Elaboração própria

3.2.2. Comercial

A dinâmica recente do segmento comercial também é caracterizada pela tendência de redução do consumo. A projeção econométrica do consumo unitário do mercado comercial de gás natural está apresentada no Gráfico 9.

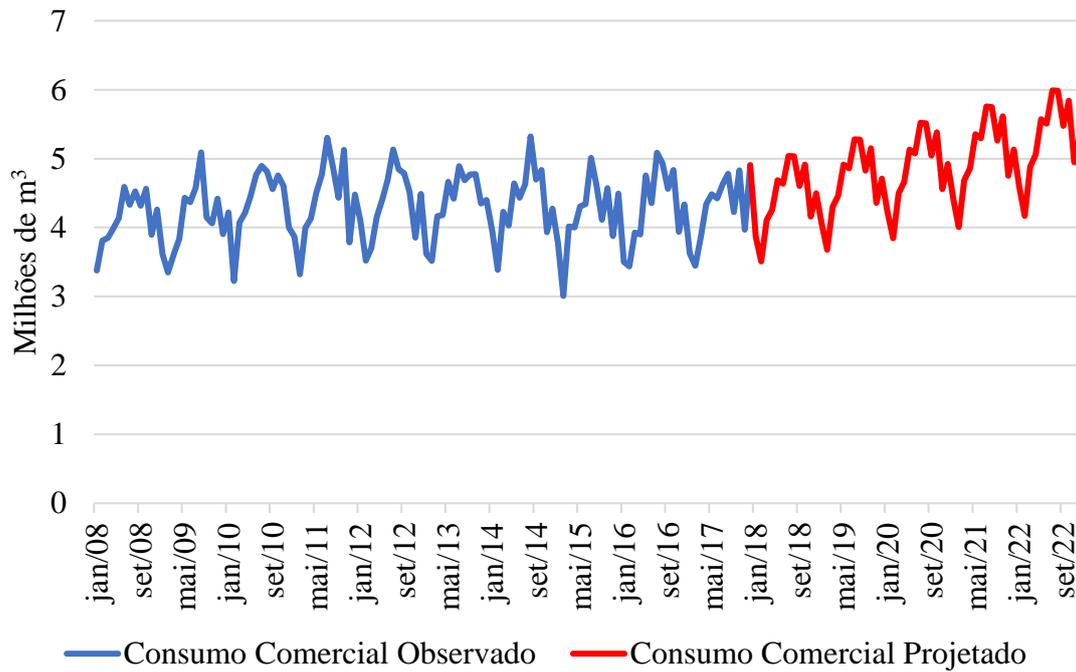
Gráfico 9. Evolução do Consumo Unitário Comercial Mensal Observado e Estimado em m³



Fonte: elaboração própria

A demanda do mercado comercial foi projetada multiplicando a quantidade de clientes apresentada na proposta da concessionária para a CEG pelo consumo unitário do segmento comercial projetado no modelo econométrico empregado. O resultado da projeção está apresentado no Gráfico 10 a seguir.

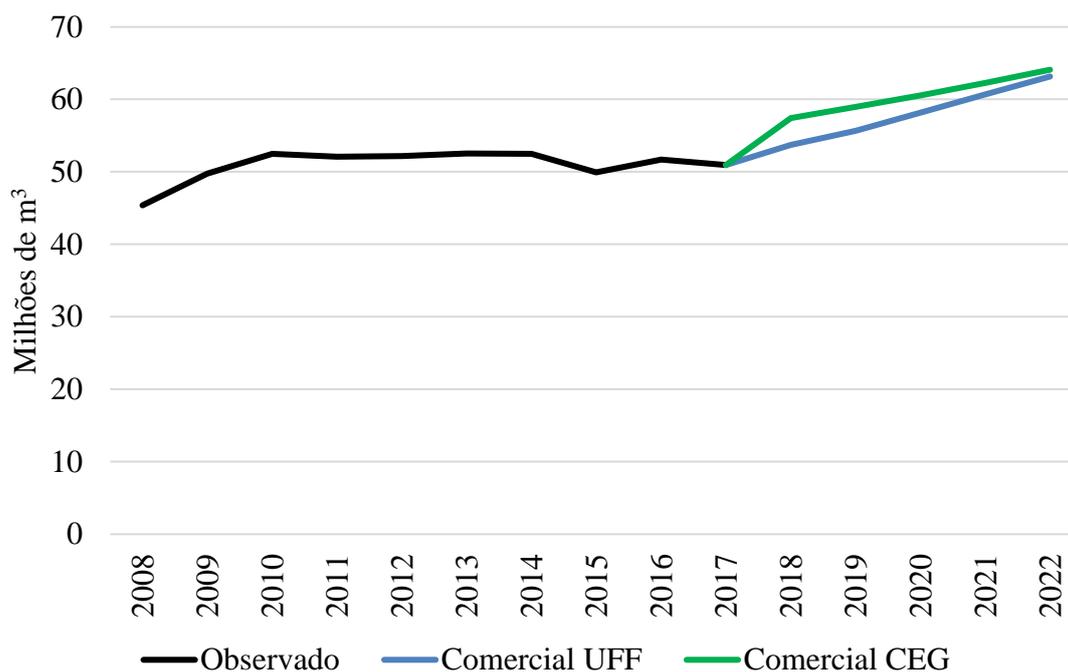
Gráfico 10. Projeção de Demanda do Mercado Comercial



Fonte: elaboração própria

O Gráfico 11 apresenta a comparação da projeção anual da demanda comercial proposta pela concessionária (em verde) e a projeção estimada (em azul).

Gráfico 11. Comparação Projeção de Demanda Proposta pela Concessionária e Estimada



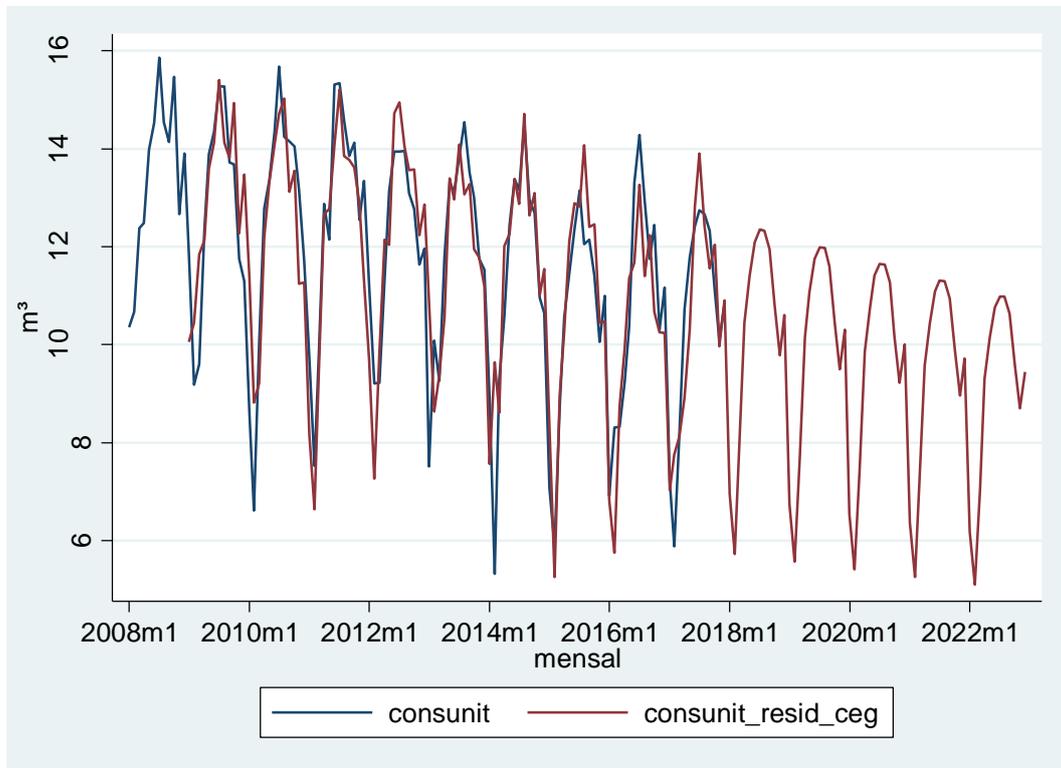
Fonte: elaboração própria

Conforme exposto no Gráfico 11, o modelo prevê um crescimento na demanda comercial para o próximo quinquênio, com taxa de crescimento de 3% ao ano. Apesar da trajetória predita ser relativamente distinta da projeção apresentada pela concessionária, a demanda prevista pelo modelo econométrico empregado converge para o volume proposto pela concessionária em 2022.

3.2.3. Residencial

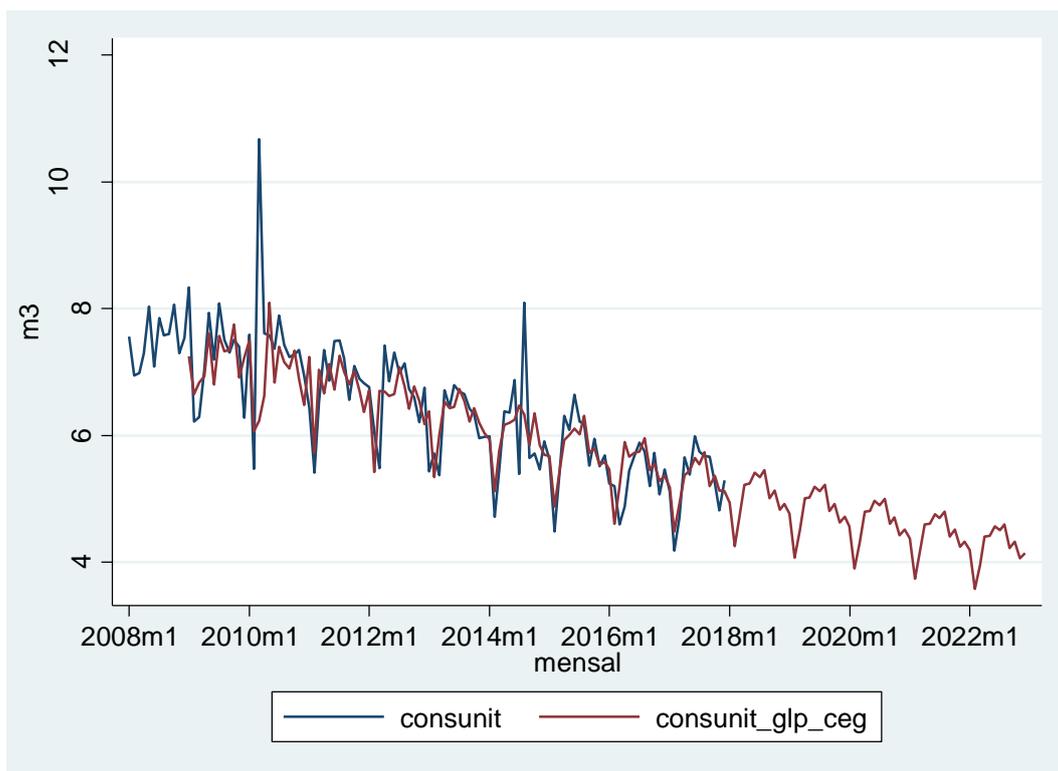
O consumo unitário de clientes residenciais na área da CEG apresenta tendência clara de queda ao longo do tempo. Essa dinâmica é determinada pelo menor nível de consumo dos novos clientes e pela mudança de hábito dos consumidores antigos, com menor uso do combustível para cocção. Esse fenômeno foi indicado na proposta na CEG e nossas estimativas, que são obtidas por métodos distintos, são bastante próximas. A projeção econométrica do consumo unitário do mercado residencial de gás natural e de GLP encontram-se no Gráfico 12 e Gráfico 13, respectivamente.

Gráfico 12. Evolução do Consumo Unitário Residencial Mensal Observado e Estimado em m³



Nota: Residencial Social MCMV
Fonte: elaboração própria

Gráfico 13. Evolução do Consumo Unitário GLP Mensal Observado e Estimado em m³

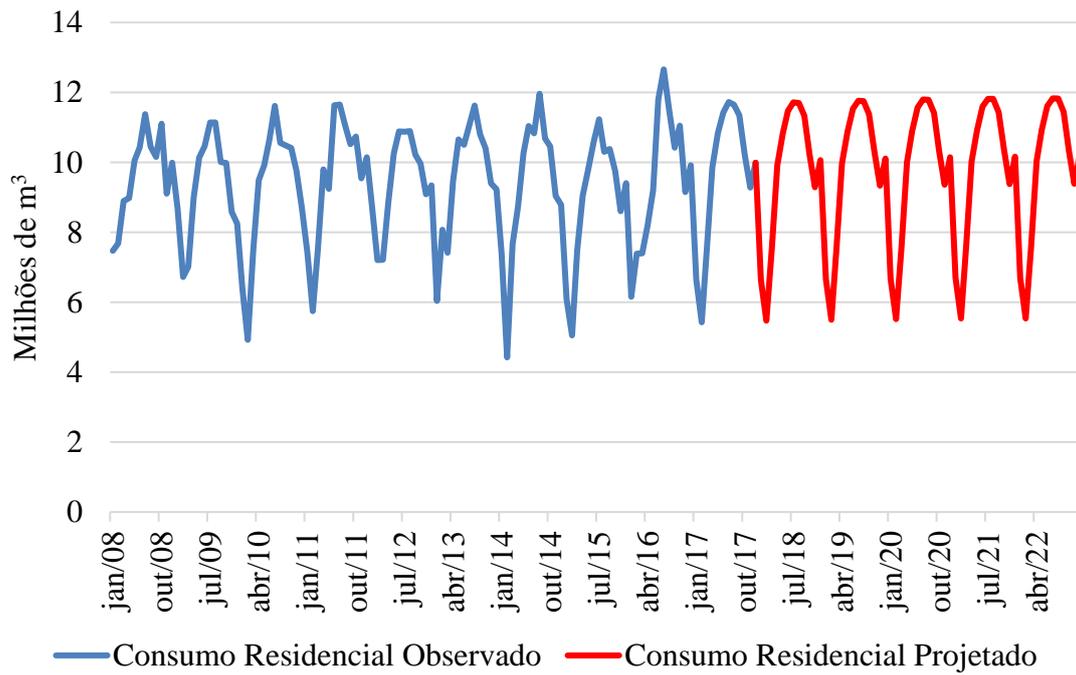


Fonte: elaboração própria

A demanda do mercado residencial foi projetada multiplicando a quantidade de clientes, que inclui GLP e Residencial Social MCMV, apresentada na proposta da concessionária para a CEG pela soma do consumo unitário residencial (que inclui Residencial Social MCM) e GLP projetados pelo modelo econométrico empregado.

O resultado da projeção de demanda do mercado residencial está apresentado no Gráfico 14.

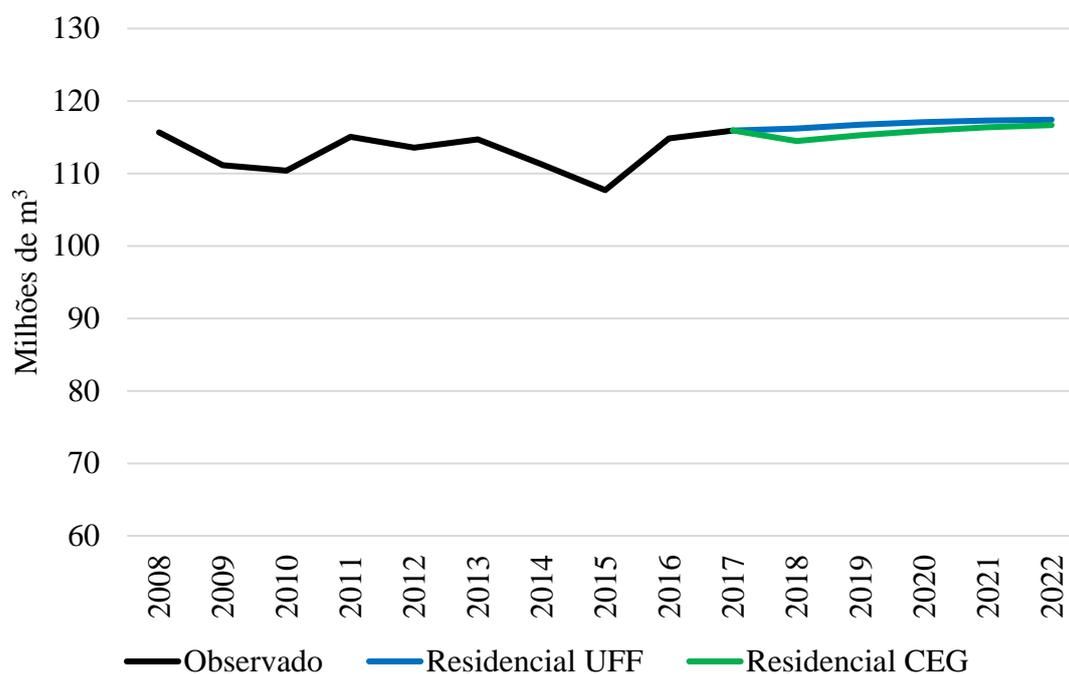
Gráfico 14. Projeção de Demanda Residencial



Nota: Inclui GLP e Residencial Social MCMV
Fonte: elaboração própria

O Gráfico 15 apresenta a comparação da projeção anual da demanda residencial proposta pela concessionária (em verde) e a projeção estimada (em azul).

Gráfico 15. Comparação Projeção de Demanda Proposta pela Concessionária e Estimada



Nota: Inclui GLP e Residencial Social MCMV
 Fonte: Elaboração própria

Como pode ser observado no Gráfico 15 a expectativa é de um pequeno aumento no consumo residencial, com uma taxa de 0,3% ao ano de 2018 a 2022, tendo o valor observado em 2017 como base. A concessionária propõe uma taxa de crescimento de 0,1% ao ano nesse mesmo período. Os valores projetados são muito próximos.

3.2.4. Transporte

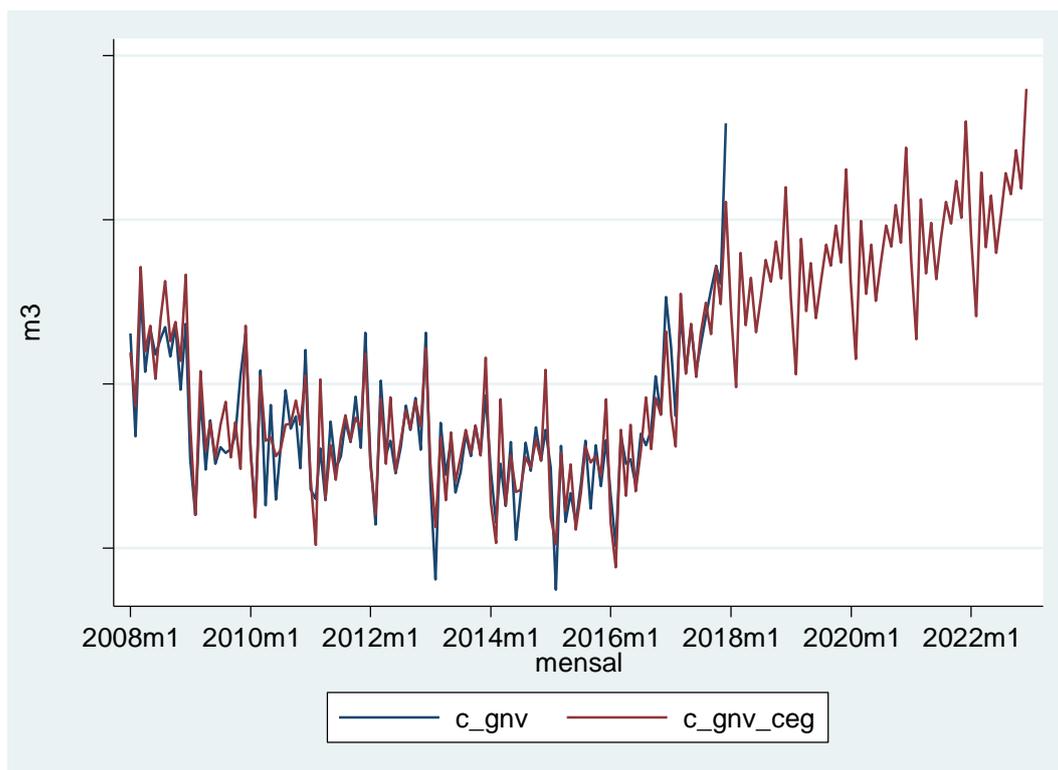
O consumo de gás no segmento de GNV apresenta recuperação recente. Após um longo período de estagnação, quando a política de controle de preços da gasolina para combater a inflação não estimulava a conversão de veículos, a demanda por GNV apresentou crescimento expressivo de 5% ao ano a partir de 2015. Com o fim da política de preços administrados em 2015, e com o início da nova política de ajuste de preços dos derivados nas refinarias da Petrobrás em 2016, visando o alinhamento de curto prazo aos preços internacionais, o preço da gasolina perde competitividade, e o consumo de GNV cresceu nos postos de abastecimento. Com a manutenção da política

de precificação da Petrobras em vista da tendência de alta do preço do petróleo, conjectura-se para o próximo quinquênio um cenário de elevado preço da gasolina e um aumento da procura por GNV.

Recentemente, um fator de crescimento da demanda por GNV foi a crise do óleo diesel, com a greve dos caminhoneiros. Com o desabastecimento de gasolina e etanol nos postos, já que os bloqueios impediram a entrega desses combustíveis pelas refinarias, aumentou a procura por instalação do kit de GNV, principalmente, por taxistas, motoristas de aplicativos (Uber, 99 e outros), motoristas de frotas e vendedores, já que o abastecimento do combustível ocorre por dutos e não foi influenciado pelos bloqueios.

A projeção econométrica do consumo do segmento de transporte (GNV) encontra-se no Gráfico 16.

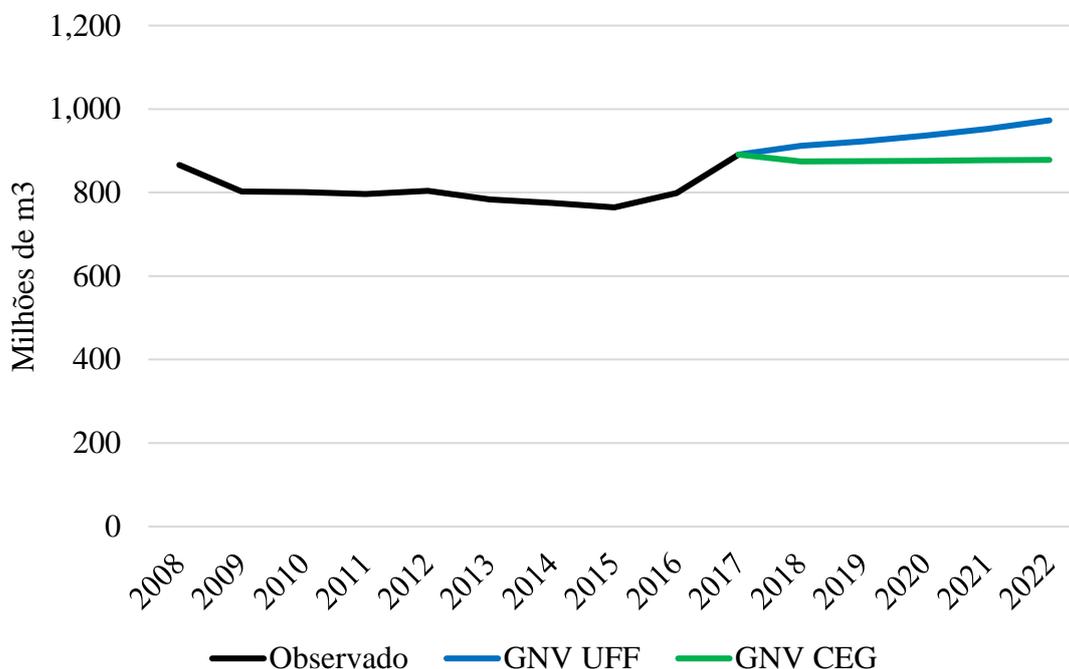
Gráfico 16. Evolução do Consumo de GNV Mensal Observado e Estimado em m³



Fonte: Elaboração própria

O Gráfico 17 apresenta a comparação da projeção anual da demanda do segmento de transporte proposta pela concessionária (em verde) e a projeção estimada (em azul).

Gráfico 17. Comparação Projeção de Demanda Proposta pela Concessionária e Estimada



Fonte: Elaboração própria

Nossa projeção indica recuperação modesta das vendas de gás do segmento de GNV, com uma taxa de crescimento anual de 1,8% frente a 2017, enquanto que a concessionária considera manutenção das vendas, com queda de consumo de 0,3% a.a.

3.3. Consolidação das projeções de Demanda

A projeção da demanda industrial proposta pela concessionária é resultado de uma análise cliente a cliente, sendo próxima da demanda estimada por modelo econométrico. A Economia/UFF acredita que a proposta da CEG é mais adequada para esse segmento e propõe que seja adotada a projeção industrial sugerida pela concessionária. Nos demais segmentos que realizamos estimativas, as projeções da Economia/UFF são consideradas. A Tabela 5 apresenta as comparações das projeções de demanda estimada por mercado.

Tabela 5. Comparação Projeção de Demanda CEG e Economia/UFF

Milhões de m ³	Cenários	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL	Δ Cenário CEG
Residencial (*)	CEG	114	115	116	116	117	579	1%
	UFF	116	117	117	117	117	585	
Comercial	CEG	57	59	61	62	64	303	-4%
	UFF	54	56	58	61	63	291	
GNV	CEG	874	875	876	877	878	4.381	7%
	UFF	912	923	936	953	973	4.696	
Térmicas CL, AP e AI (**)	CEG	1.201	467	467	467	467	3.068	131%
	UFF	2.548	1.554	1.106	894	989	7.091	

Nota: (*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

(**) CL: Consumidor Livre; AP: Auto produtor; e AI: Auto importador

A diferença mais significativa das projeções de demanda ocorre no segmento termelétrico. Conforme indicado anteriormente, as projeções originalmente efetuadas pela CEG refletiam uma situação de abastecimento elétrico que não é mais válida, e nossa proposta para o segmento é 131% superior. O modelo estimado projeta um cenário de demanda residencial 1% acima da projeção proposta pela concessionária para todo o quinquênio. A projeção para o segmento de transporte também é superior ao cenário proposto pela concessionária, totalizando um aumento de 7% em todo o quinquênio. Enquanto que para o mercado comercial o modelo predito projetou uma redução total de 4%.

As projeções da CEG para usos específicos (Climatização, Geração Distribuída, Cogeração e Vidreiras) foram incorporadas em nossas estimativas e a demanda total de gás natural apresenta média anual de 3,0 bilhões de m³, cerca de 40% superior à projeção da proposta da CEG (Tabela 6) para o quinquênio 2018 – 2022.

Tabela 6. Demanda Projetada Economia/UFF

CEG	Demanda Projetada (Mm ³ /ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Mercado					
Residencial (*)	116,2	116,7	117,1	117,3	117,4
Comercial	53,7	55,6	58,2	60,7	63,2
Climatização	6,6	6,6	6,6	6,5	6,5
Geração Distribuída	0,9	0,9	1,3	3,2	3,9
Cogeração	96,8	98,2	99,8	98,8	98,4
GNV	911,7	922,7	936,1	952,6	972,9
Industrial	347,6	346,8	345,8	346,3	346,6
Vidreiras	80,0	79,9	79,7	79,3	79,3
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	2.547,5	1.553,7	1.106,2	894,1	989,2
Total Vendas Projetada UFF	4.161,0	3.181,2	2.750,8	2.558,7	2.677,4
Total Vendas Projetada CEG	2.779,7	2.048,7	2.052,6	2.056,5	2.060,1
Variação CEG	50%	55%	34%	24%	30%

Nota: (*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV
(**) CL: Consumidor Livre; AP: Auto produtor; e AI: Auto importador

4. Projeção da Oferta

Atualmente, a oferta de gás natural para as distribuidoras no Brasil é realizada na forma de um monopólio de fato da Petrobras. Existem fortes barreiras para a entrada para novos fornecedores no mercado atacadista.

A Figura 1 apresenta a estrutura atual da comercialização de gás natural no Brasil.

Figura 1. Estrutura Atual da Comercialização de Gás Natural no Brasil



Fonte: Fonte: CNI (2018)

Esta realidade de mercado tende a mudar rapidamente com a evolução das condições de oferta de gás e a esperada aprovação de uma nova lei do gás em discussão no Congresso Nacional, que visa criar um mercado competitivo de gás no país (Projeto de Lei do programa Gás para Crescer).

Apesar das atuais barreiras, um cenário mais favorável à competição começa a se descortinar no horizonte da indústria do gás. A tendência de desconcentração da estrutura da indústria de E&P no país, juntamente com o surgimento de oportunidades de negócios para novos supridores de gás importado e o plano de desinvestimento da Petrobras representam uma janela de oportunidade importante para reformar a estrutura de comercialização de gás no Brasil (ver CNI, 2018).

Este potencial competitivo no mercado de gás vem atraindo muitas empresas para o segmento de comercialização. Existem hoje 63 empresas de comercialização de gás

natural autorizadas pela ANP². Entretanto, nenhuma delas está operando atualmente e essas aguardam oportunidades de negócios com a evolução do contexto regulatório e econômico.

4.1. Evolução Recente da Oferta de Gás

A oferta de gás natural brasileira é composta por três fontes distintas: i) produção doméstica; ii) importações da Bolívia; iii) e importações do mercado internacional via GNL.

Entre 2000 e 2017, a produção doméstica de gás natural triplicou, passando de 36 MMm³/d para de 109 MMm³/d (ANP, 2018). A produção *offshore* vem crescendo rapidamente com a produção do Pré-Sal, que iniciou em 2008 e já representa 46% (51 MMm³/d) da produção total de gás natural. Como demonstra a Tabela 7, a produção brasileira de gás natural tem perfil predominantemente *offshore* e associado ao petróleo.

Os campos *offshore*, especialmente do Pré-Sal, apresentam altos níveis de reinjeção de gás natural (ANP, 2017). Em função do aumento da taxa de reinjeção nos últimos anos, a oferta nacional de gás ao mercado vem crescendo a um ritmo menor que a produção.

A produção em terra ainda representa uma pequena parte da produção total de gás no país. Em 2017, a produção *onshore* respondeu por menos de 20% da produção. Entre 2011 e 2017, a produção de gás natural em terra cresceu 21%. A partir de 2013, esta produção aumentou significativamente com a entrada em produção dos campos Gavião Real e Gavião Azul, na bacia do Parnaíba, e com o crescimento da produção de gás da bacia do Solimões, no Amazonas, após a conclusão do gasoduto Coari-Manaus.

Apesar da maior oferta doméstica, as importações de gás natural provenientes da Bolívia e do mercado internacional via GNL representam uma parcela importante da oferta nacional de gás (alcançando 55,9 MMm³/d, ou 53% da oferta total de gás em 2017).

Tabela 7. Balanço de Gás Natural no Brasil

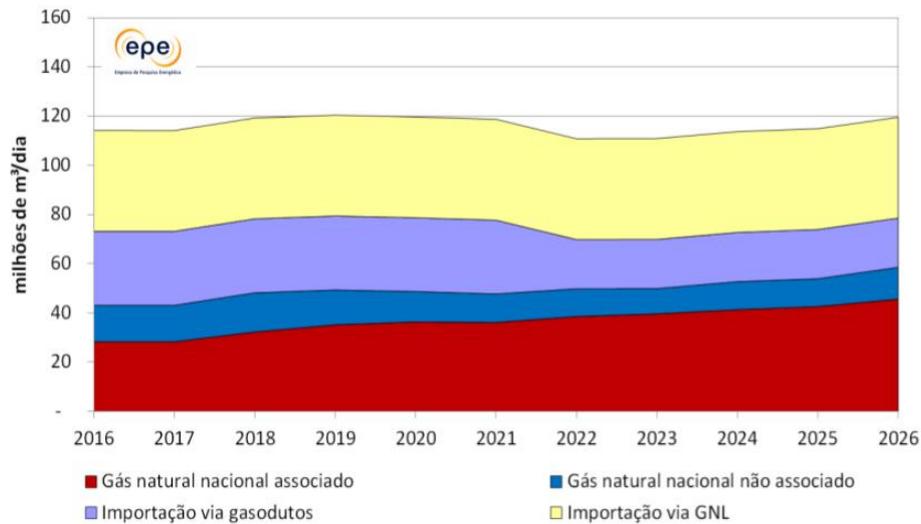
valores em milhões m ³ /d	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*	% 2017	EVOLUÇÃO
+ Produção Nacional	66.0	70.6	77.2	87.4	96.2	103.8	107.9	100%	
Em terra	16.8	16.7	20.6	23.3	23.0	23.8	20.4	19%	
Em mar	49.1	53.9	56.6	64.1	73.3	80.0	87.4	81%	
Associado	48.6	49.0	51.4	58.6	70.2	78.2	84.6	78%	
Não-Associado	17.3	21.6	25.8	28.8	26.1	25.6	23.4	22%	
- Reinjeção	11.1	9.7	10.6	15.7	24.3	30.3	27.5	25%	
Em terra	7.8	6.8	6.1	7.3	8.4	9.1	8.8	32%	
Em mar	3.3	2.9	4.6	8.4	15.9	21.2	18.7	68%	
- Queima e perda	4.8	4.0	3.6	4.4	3.8	4.1	3.9	4%	
- Consumo em E&P	10.2	10.6	10.9	11.5	12.2	12.9	13.4	12%	
- Absorção em UPGNs	3.4	3.5	3.6	3.6	3.8	4.2	4.6	4%	
= Oferta Doméstica	36.5	42.9	48.6	52.2	52.2	52.4	58.5	54%	
+ Importação - Bolívia	26.8	27.5	31.8	32.8	32.0	28.3	23.2	86%	
+ Importação - Argentina	0.0	0.0	0.2	0.2	0.5	0.0	0.0	0%	
+ Importação - GNL	1.7	8.5	14.6	19.9	17.9	3.8	3.8	14%	
= Oferta Importada	28.5	36.0	46.5	52.9	50.4	32.1	27.0	100%	
- Perdas em Gasodutos	3.4	3.9	3.7	5.8	3.9	4.3	3.9	5%	
= OFERTA TOTAL	61.6	75.0	91.3	99.3	98.6	80.3	81.6		
- DD Não-Térmelétrica	51.2	52.0	51.3	52.4	52.7	50.7	51.3	63%	
- DD Térmelétrica	10.4	23.0	40.1	46.8	45.9	29.6	30.3	37%	

Fonte: CNI (2018)

É incerto o papel das importações na oferta de gás natural no futuro. Por um lado, ainda existem incertezas técnicas e econômicas que dificultam a elaboração de cenários robustos da oferta de gás do Pré-sal. Por outro lado, não está clara qual será a principal fonte de gás importado. As negociações para renovar o contrato de suprimento de gás Boliviano não foram concluídas e existe, no momento, uma sobre oferta de GNL no mercado internacional que favorece a estratégia de sua importação.

A EPE elaborou um cenário de evolução de oferta de gás para a malha integrada de gás para os próximos anos no Plano Decenal 2026. Este cenário aponta para a continuidade da dependência da oferta de gás importada.

Gráfico 18. Oferta Potencial de Gás para Malha Integrada

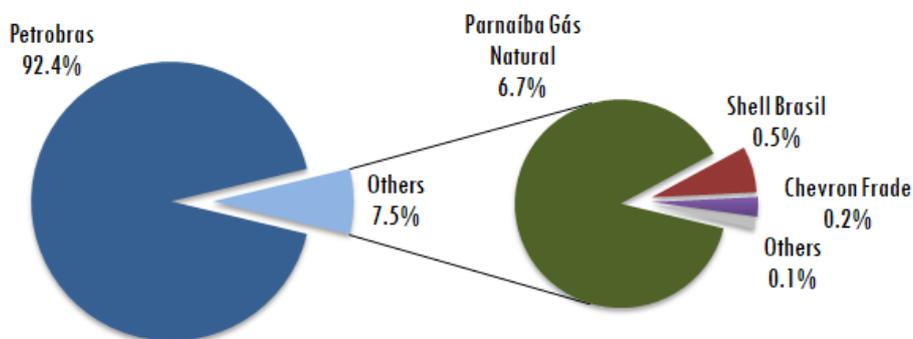


Fonte: EPE (2017)

4.2. Tendência de Diversificação dos Supridores de Gás

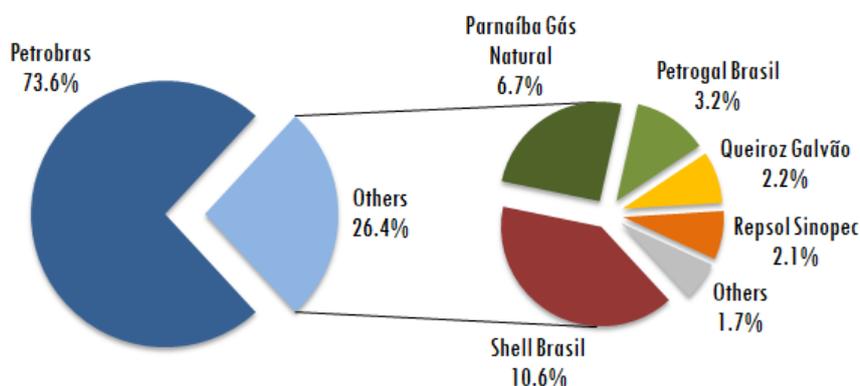
Atualmente, há 88 empresas operando no *upstream*, sendo 49 produtoras de gás natural. Todavia, em 2017, a Petrobras foi responsável por, aproximadamente, 92% da produção de gás como operadora e 73% como concessionária.

Gráfico 19. Produção Nacional de Gás Natural por Operador (Nov. 2017)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (ANP, 2017)

Gráfico 20. Produção Nacional de Gás Natural por Concessionária (Nov. 2017)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (ANP, 2017)

A participação dos parceiros privados na produção total de óleo e gás no Pré-sal tende a aumentar, em função da entrada em produção de campos com menor participação da Petrobras e, inclusive, operados por empresas privadas³.

A Petrobras é atualmente o único importador de GNL no Brasil, operando três terminais de regaseificação flutuantes no Ceará, Rio de Janeiro e Bahia. Além dos terminais da Petrobras, a iniciativa privada está desenvolvendo três de usinas termelétricas com suprimento via GNL importado, em Sergipe e no Rio de Janeiro.

A capacidade ociosa nos terminais de regaseificação representa um potencial adicional de diversificação da oferta de gás no Brasil. Novos ofertantes de GNL estão se posicionando no mercado brasileiro através de projetos de geração térmica a gás. Esse é o caso da Total, que adquiriu participação de 50% nas termelétricas Rômulo de Almeida e Celso Furtado, localizadas na Bahia, com capacidade de geração de 322 MW. A transação de aquisição das participações nas termelétricas envolveu também um contrato para o compartilhamento do terminal de regaseificação da Bahia, com capacidade de 14 milhões de m³/d (Canazio, 2016).

Por sua vez, a Exxon Mobil tem contrato de fornecimento exclusivo de GNL com a UTE Porto de Sergipe, com capacidade de geração de 1,5 GW. A empresa vai implantar uma unidade flutuante de regaseificação de gás que funcionará no Terminal Marítimo

³ Este é o caso dos campos de Carcará e Pão de Açúcar operados pela Statoil.

Ignácio Barbosa (Porto de Sergipe) para atender o projeto (G1, 2016). Já a BP assinou termo de compromisso com a Prumo para adquirir 30% do capital da Gás Natural Açú (GNA), subsidiária da Prumo e responsável para construção da termelétrica GNA I. O acordo também inclui o fornecimento de GNL para as operações comerciais da usina⁴ (Teixeira, 2017).

Com relação ao gás boliviano, existe uma oportunidade para novos fornecedores através da chamada pública da Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), para alocação de 18 milhões de m³/d de capacidade de transporte do Gasbol, que vence em 2019. A empresa já declarou que tem intenção de diversificar sua carteira de clientes ofertando um portfólio diversificado de contratos de transporte. Como a Petrobras sinalizou que não pretende manter os atuais patamares de importação de gás boliviano, novos agentes, entre eles as distribuidoras, terão a oportunidade de contratar diretamente o gás na Bolívia.

O potencial para introdução da competição na indústria de gás brasileira ficou comprovado com o processo de chamada pública realizada pela Bahiagás para aquisição de 1 milhão de m³/d, prioritariamente na modalidade firme inflexível (Bahiagás, 2017). A Bahiagás recebeu mais de quinze manifestações de interesse e cinco propostas comerciais com diferentes fontes de suprimento e logística de entrega. A maioria das ofertas vem de empresas do exterior e o GNL é a principal opção de entrega (ABEGÁS, 2017).

4.3. A Iniciativa Gás para Crescer

Neste contexto, o governo brasileiro decidiu em 2016 lançar a iniciativa “Gás para Crescer”, com o objetivo de propor medidas concretas para o aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, a fim de estimular a criação de ambiente de investimento apropriado à iniciativa privada e concorrencial. Esta iniciativa resultou num projeto de lei (PL 6407) que atualmente encontra-se em análise na Comissão de

⁴ A Prumo comprou da Bolognesi Energia o projeto da térmica Novo Tempo (1.238 MW), transferido do Porto de Suape para o Porto do Açú.

Minas e Energia da Câmara. Este projeto de lei incorporou a grande maioria das propostas identificadas pelos grupos de trabalho da iniciativa Gás para Crescer.

Neste âmbito, as principais propostas para a reforma da indústria de gás no Brasil incorporadas no PL 6407 são:

- Promoção da oferta competitiva do gás natural através: i) da remoção de barreiras à entrada a novos ofertantes, através da promoção do acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais (aplicação da *essential facilities doctrine*);
- Criação de um sistema de transporte de gás robusto e competitivo através da criação de um mercado de capacidade de transporte, com a adoção do regime tarifário de entrada e saída, e da gestão independente do sistema de transporte;
- Promoção da concorrência na comercialização de gás através da regulação pela ANP da comercialização de gás para as distribuidoras e consumidores finais; além da criação do Mercado Organizado de Gás Natural (*hub* virtual) e da Entidade Administradora de Mercado de Gás Natural. Propõe-se ainda medidas para desconcentração do mercado de gás;
- Fortalecimento e competitividade do segmento da distribuição de gás através da Harmonização das regulações estaduais; da criação de agências reguladoras independentes e capacitadas; da adoção de mecanismo de contratação competitivo pelas distribuidoras (leilão de compra de gás); e privatização das distribuidoras.

A aprovação do PL 6407 seria um primeiro e crucial passo para substituir o monopólio de fato da Petrobras no suprimento de gás para as distribuidoras por ambiente concorrencial.

4.4. Contrato de Gás da CEG

O suprimento de gás para a CEG está definido a partir de um contrato assinado com a Petrobras. O contrato foi negociado entre as partes e contém cláusulas de confidencialidade que impedem sua divulgação.

Diante do exposto acima, esta consultoria sugere a revisão da regulação da metodologia de compra de gás por parte da Concessionária. Conforme o potencial competitivo se desenvolva e o contrato atual se encerre, recomendamos que o suprimento à concessionária seja submetido a um procedimento licitatório. Este procedimento poderia ser um instrumento poderoso para dar maior transparência ao processo de definição do preço do gás que é repassado de forma automática aos consumidores finais.

5. Projeção dos Investimentos

Para o quinquênio anterior (2013-2017), a CEG projetou R\$ 1,5 bilhão de investimentos (sem contar os investimentos em diferido), considerando valores atualizados pelo IGPM para dezembro de 2016. Entre 2013 e 2016, realizou R\$ 1 bilhão de investimentos (sem contar o aporte do 3º termo aditivo, R\$ 165 milhões). Considerando o valor de investimentos estimado pela Concessionária para 2017 (R\$ 267 milhões), a CEG teria investido R\$ 1,3 bilhão, isto é, 84% do projetado. Considerando o aporte com o 3º termo aditivo, a CEG atingiu a meta de 94% dos investimentos projetados para o período.

Para o quinto quinquênio (2018-2022), a CEG projeta investimentos totais de R\$ 1,3 bilhão. Este valor representa um acréscimo de 3% do valor efetivamente investido no quinquênio passado e uma redução de 14% do montante projetado para o quinquênio anterior (Tabela 8). Nota-se, portanto, que a projeção do montante financeiro a ser investido no próximo quinquênio é próxima de valores efetivamente realizados pela Concessionária, no entanto deve-se verificar a exequibilidade e a razoabilidade dos itens de custos de capital.

Tabela 8. Investimentos Físicos Projetados e Realizados pela CEG (valores em R\$ mil, em moeda de dez/2016)

Anos	Projetado 3ª RT	Realizado	Projetado 4ª RT	Realizado/ Proj. 3ªRT	Proj. 4ªRT/ Realizado	Proj. 4ª RT/ Proj. 3ª RT
2013	434.317	214.949		-51%		
2014	287.396	271.046		-6%		
2015	259.374	286.108		10%		
2016	308.110	257.037		-17%		
2017	259.473	267.908*		3%		
2013-2017	1.548.670	1.297.048		-16%		
2018			275.822		28%	-36%
2019			275.441		2%	-4%
2020			274.158		-4%	6%
2021			264.273		3%	-14%
2022			249.669		-7%	-4%
2018-2022			1.339.364		3%	-14%

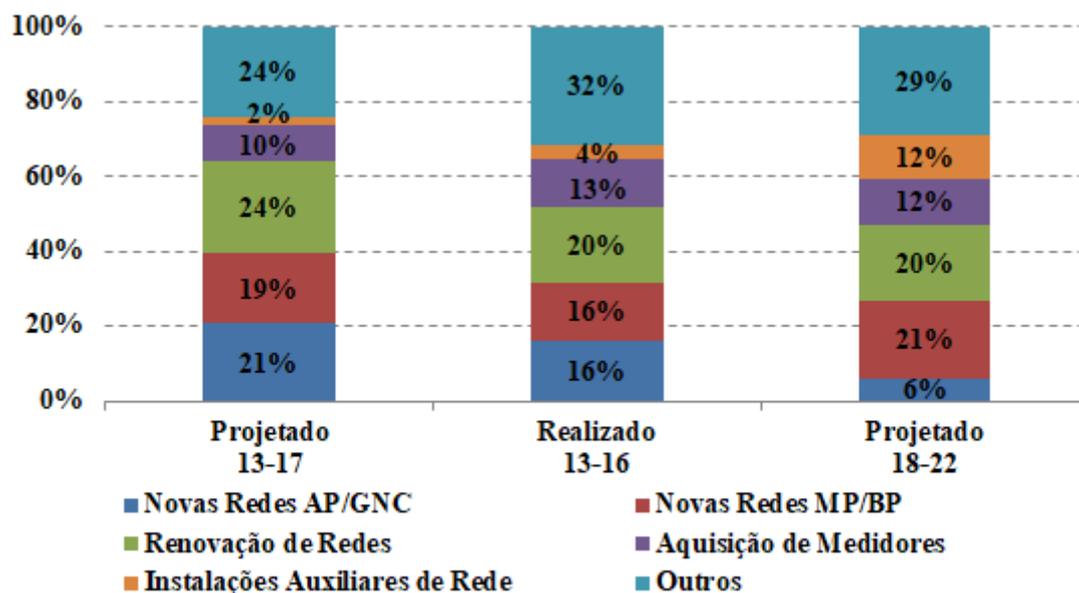
Fonte: Elaboração própria com dados da CEG.

Nota:* Estimado pela CEG para 2017.

5.1. Análise dos Itens de Custos

A decomposição do montante de investimento da CEG pelos principais itens está apresentada no Gráfico 23. Investimentos em novas redes (alta, média e baixa pressão), renovação de redes e GNC responderam por 64% do montante projetado para o quinquênio passado, 52% do realizado entre 2013 e 2016 e 46% do projetado para o próximo quinquênio. Aquisição de medidores é o item de investimento mais significativo em seguida, comprometendo cerca de 10% do montante total. A rubrica referente a instalações auxiliares de rede respondeu por 2% da projeção passada, atingiu 4% do realizado e saltou para 12% do montante projetado para o próximo quinquênio. Este item, no entanto, não é discriminado pela concessionária em termos de metas físicas (unitárias).

Gráfico 21. Composição do Montante Financeiro dos Investimentos da CEG entre os Principais Itens (valores em dez/16)



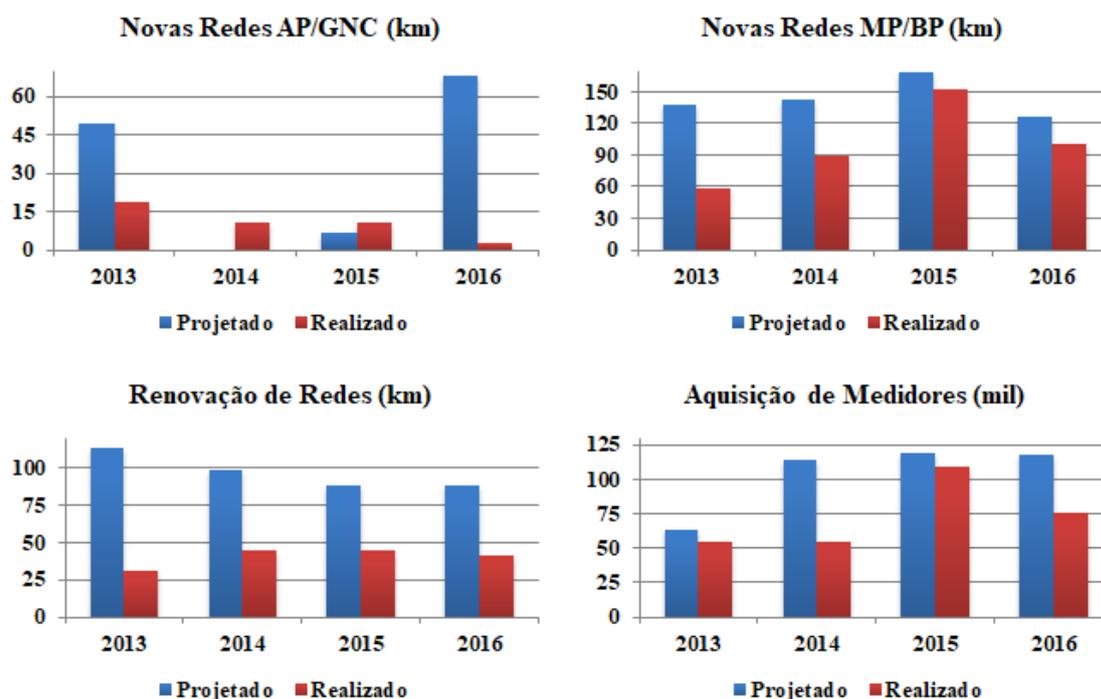
Fonte: Elaboração própria com dados da CEG.

A análise da meta física revela que a CEG realizou investimentos físicos sistematicamente aquém do projetado. O Gráfico 24 contrasta as metas físicas projetadas para 2013 e 2016 e o efetivamente realizado pela CEG para os itens de maior relevância. Para o período, apenas 35% da meta estabelecida para novas redes AP/GNC

foi efetivamente implantada, principalmente pelos investimentos não realizados relacionados ao 3º Termo Aditivo. Para redes de MP/BP, 70% foi alcançado, enquanto que apenas 42% do estabelecido para renovação de redes foi executado. Já aquisição de medidores alcançou 70% do projetado para o período.

O custo unitário do investimento pode ser calculado pela razão entre aporte financeiro e unidades físicas respectivas para o período. A análise desse indicador revela que para os itens de investimentos em rede e aquisição de medidores, responsáveis por 75% de todo montante projetado para o quinquênio passado, apenas os investimentos em novas redes de MP/BP foram menores do que o esperado (6%), comparando valores atualizados pelo IGP-M para dezembro de 2016. As outras rubricas custaram ao menos 50% a mais do que o projetado, contribuindo, assim, para maior cumprimento da meta financeira projetada a despeito do alcance da meta física traçada. A Tabela 9 apresenta o indicador de custo unitário, equivalente a razão entre montante financeiro e físico, para as rubricas compatíveis com metas físicas, bem como os valores financeiros e físicos realizados e projetados, para o quinquênio passado e o próximo.

Gráfico 22. Realização das Metas Físicas de Investimento para Principais Itens de Investimentos da CEG



Fonte: Elaboração própria com dados da CEG.

Tabela 9– Investimentos Projetados e Realizados CEG (valores em dez/16)

Itens (unidade)	Projeção 2013-2017			Realizado 2013-2016			Projeção 2018-2022		
	Financ. R\$ mil	Físico	Razão R\$/unid	Financ. R\$ mil	Físico	Razão R\$/unid	Financ. R\$ mil	Físico	Razão R\$/unid
Investimento Materiais	1.513.570			966.960			1.254.631		
Redes	1.009.235			615.483			635.543		
Novas Redes AP/GNC (ml)	320.887	161.820	1.983	165.172	43.144	3.828	81.474	34.418	2.367
Novas Redes MP/BP (ml)	292.730	685.898	427	160.332	399.952	401	277.909	696.957	399
Renovação Redes (ml)	375.536	446.683	841	206.280	162.051	1.273	272.380	139.462	1.953
Outros – Redes	20.081			83.700			3.781		
Ramais	108.277			68.296			129.987		
Novos Ramais (unid)	62.898	15.672	4.013	52.027	16.083	3.235	110.077	29.943	3.676
Renovação de Ramais (unid)	45.379	13.563	3.346	16.269	6.325	2.572	19.206	7.538	2.548
Outros – Ramais							703		
Estações de Regulagem, Medição e Compressão (unid)	40.906	171	239.217	28.008	1.784	15.700	38.261	126	304.044
Instalações Auxiliares	31.888			41.237			157.283		
Outros Investimentos Materiais	323.265			213.936			293.557		
Aquisição de Medidores (unid)	153.805	534.901	288	130.940	294.097	445	161.722	535.802	302
Instalações Comunitárias (unid)	48.580	193.864	251	27.958	129.216	216	53.011	240.586	220
Outros Investimentos	120.880			55.037			78.825		
Investimentos Imateriais	35.100			62.180			84.733		
Total Investimento	1.548.670			1.029.140			1.339.364		

Fonte: Elaboração própria com dados da CEG.

A Tabela 10 contrasta o custo unitário dos itens de investimento compatíveis com metas físicas, comparando os valores projetados para o quinquênio passado, realizado e projetado para o próximo quinquênio. Nota-se que, embora alguns custos realizados revelaram-se maiores do que o projetado anteriormente, apenas renovação de redes apresenta custo constantemente crescente, saltando 132% em relação ao valor anteriormente projetado.

Tabela 10– Custos Unitários de Investimentos da CEG (valores em dez/16)

Itens	Projetado 13-17	Realizado 13-16	Projetado 18-22	Realizado/ Proj. 13-17	Proj. 18-22/ Realizado	Proj. 18-22/ Proj. 13-17
Novas Redes AP/GNC (R\$/ml)	1.983	3.828	2.367	93%	-38%	19%
Novas Redes MP/BP (R\$/ml)	427	401	399	-6%	-1%	-7%
Renovação de Redes (R\$/ml)	841	1.273	1.953	51%	53%	132%
Novos Ramais (R\$/unid)	4.013	3.235	3.676	-19%	14%	-8%
Renovação de Ramais (R\$/unid)	3.346	2.572	2.548	-23%	-1%	-24%
Instalação de ERMs (R\$/unid)	239.217	15.700	304.044	-93%	1837%	27%
Aquisição de Medidores (R\$/unid)	288	445	302	55%	-32%	5%
Instalações Comunitárias (R\$/unid)	251	216	220	-14%	2%	-12%

Fonte: Elaboração própria com dados da CEG.

5.1. Análise das Classes de Investimento

A proposta da CEG classifica seus investimentos projetados em três classes: Singulares, Fixos e Variáveis (Tabela 11). Os investimentos singulares correspondem a projetos específicos de expansão da rede, os investimentos fixos são os valores que não dependem da quantidade movimentada e que visam melhor a segurança e qualidade do abastecimento e os investimentos variáveis são voltados para o atendimento de novos clientes.

Tabela 11. Projeção de Investimentos CEG – R\$ Milhões

	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Singulares	32,7	24,6	26,1	17,6	4,3	105,3
Fixos	137,7	151,1	148,4	145,3	138,2	720,7
Variáveis	105,5	99,7	99,6	101,4	107,1	513,4
Total	275,8	275,4	274,2	264,3	249,7	1.339,4

Fonte: CEG. Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Os investimentos singulares correspondem a quatro projetos, reforço Santa Cruz voltado para o atendimento do Distrito Industrial de Santa Cruz, reforço Ambev que é voltado para expansão do cliente, estação de compressão para o projeto de GNC da CEG e o desenvolvimento de rede para possibilitar a utilização de biometano.

Os investimentos singulares são pouco representativos dos investimentos totais, 8%. O projeto de Biometano é o que demanda maiores recursos, seguido do reforço para atender o polo industrial de Santa Cruz (Tabela 12).

Tabela 12 - Projeção de Investimentos por Projetos em Milhões de Reais (2017-2022)

CEG - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16							
Projeto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
Biometano	0,89	1,44	4,13	12,50	12,19	-	30,26
Reforço de Rede	5,95	20,74	13,78	5,00	-	-	39,52
<i>Cliente AMBEV</i>	3,05	10,55	-	-	-	-	10,55
<i>Santa Cruz</i>	2,90	10,19	13,78	5,00	-	-	28,96
Estação de GNC	5,30	3,31	4,07	4,07	-	-	11,45
<i>Estação Modulação GNC</i>	0,27	0,26	4,07	4,07	-	-	8,40
<i>Estação Maricá</i>	4,03	-	-	-	-	-	-
<i>Estação Mangaratiba</i>	1,00	3,05	-	-	-	-	3,05
Projetos de ERD	1,62	1,68	1,67	2,45	2,72	2,45	10,97
Projetos Menores (Renovação)	3,38	5,49	0,96	2,08	2,72	1,89	13,14
TOTAL Investimentos Singulares	17,15	32,66	24,60	26,11	17,63	4,35	105,34

Fonte: CEG. Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas.

Os investimentos fixos têm maior representatividade no total de recursos do plano de investimentos da CEG. Mais da metade da previsão de investimentos corresponde a essa classificação. A renovação de redes tem peso elevado no investimento total, implicando em R\$ 56 milhões investidos ao ano. Os itens instalações auxiliares de rede e aquisição de medidores também envolvem montantes elevados.

Tabela 13 - Projeção de Investimentos Fixos em Milhões de Reais (2017-2022)

CEG - Investimentos Fixo (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16							
Itens	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
INVESTIMENTOS MATERIAIS	136,52	121,63	134,07	131,42	128,27	120,53	635,93
<i>Redes</i>	<i>73,74</i>	<i>51,11</i>	<i>65,49</i>	<i>65,50</i>	<i>65,53</i>	<i>65,57</i>	<i>313,21</i>
<i>Novas Redes AP/GNC</i>	0,39	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	2,22
<i>Novas Redes MP/BP</i>	8,87	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	36,81
<i>Renovação Redes</i>	62,67	42,21	55,82	55,82	55,82	55,82	265,48
<i>Outros – Redes</i>	1,81	1,10	1,87	1,87	1,91	1,95	8,70
<i>Ramais</i>	<i>4,34</i>	<i>2,81</i>	<i>4,27</i>	<i>4,27</i>	<i>4,27</i>	<i>4,27</i>	<i>19,91</i>
<i>Novos Ramais</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Renovação de Ramais</i>	4,18	2,67	4,13	4,13	4,13	4,13	19,21
<i>Outros – Ramais</i>	0,16	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,70
Construção de ERM / GN	1,99	0,72	0,72	0,72	1,68	1,68	5,52
Instalações Auxiliares de Rede	21,57	33,70	33,13	33,91	33,04	23,50	157,28
Outros Investimentos Materiais	34,89	33,29	30,46	27,01	23,73	25,51	140,01
<i>Aquisição de Medidores</i>	12,13	13,01	12,93	13,37	13,84	14,32	67,47
<i>Instalações Comunitárias</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Terrenos e Edifícios</i>	13,00	11,64	7,64	3,82	-	-	23,11
<i>Máquinas e Equipamentos</i>	2,39	1,78	2,38	2,03	2,03	3,24	11,48
<i>Equipamentos Processos</i>	1,87	1,84	1,92	1,99	2,07	2,16	9,98
<i>Informatização</i>	0,44	1,23	1,62	1,61	1,61	1,61	7,68
<i>Veículos</i>	5,06	3,78	3,98	4,18	4,18	4,18	20,29
<i>Outros Investimentos</i>							
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	22,57	16,02	17,02	17,02	17,02	17,66	84,73
TOTAL INVESTIMENTOS FIXOS	159,10	137,65	151,09	148,44	145,29	138,19	720,66

Fonte: CEG. Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas.

Para avaliar a adequação dos valores projetados pela CEG, comparamos a média anual projetada desses três principais itens com os valores médios anuais observados no período 2013-2016 (Tabela 13). A projeção para o item renovação da rede é bastante semelhante das observações. No caso de aquisição de medidores, que também constam da projeção de investimentos variáveis, foram subtraídos os valores correspondentes aos novos clientes e a média anual da projeção é inferior à média dos valores observados. No item Instalações auxiliares de rede a discrepância é sensível. A média anual da projeção é três vezes superior ao valor observado. No total dos três itens, os valores mensais projetados são 28% superiores aos valores observados.

Tabela 14. Investimentos Médios Observados entre 2013-2016 e Projetados entre 2018-2022 (R\$ milhões de 2016) nos 3 Principais Itens de Custo de Investimentos Fixos

	Realizado 2013/2016	Projetado 2018/2022	Var. %
Renovação Redes	52,00	53,10	2,1%
Instalações Auxiliares de Rede	10,40	31,46	202,4%
Aquisição de Medidores	14,14	13,49	-4,6%
Soma	76,54	98,05	28,1%

Nota: valores deflacionados pelo IGP.
Fonte: Elaboração própria. Dados CEG.

Os investimentos variáveis são orientados a captação de novos clientes e, portanto, devem guardar correspondência com a evolução da base de clientes. Os investimentos variáveis representam 38% da projeção dos investimentos da CEG para o quinquênio 2018-2022.

Tabela 15 - Projeção de Investimentos Variáveis – Milhões de Reais (2017 – 2022)

CEG - Investimentos Variável (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16							
Itens	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
INVESTIMENTOS MATERIAIS	91,67	105,51	99,75	99,61	101,36	107,13	513,36
<i>Redes</i>	46,89	56,23	48,73	46,94	47,00	50,98	249,88
<i>Novas Redes AP/GNC</i>	1,29	2,18	0,55	2,98	0,63	2,43	8,77
<i>Novas Redes MP/BP</i>	45,59	54,05	48,18	43,96	46,37	48,54	241,10
<i>Renovação Redes</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Outros – Redes</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Ramais</i>	18,27	20,47	21,20	21,90	22,85	23,66	110,08
<i>Novos Ramais</i>	18,27	20,47	21,20	21,90	22,85	23,66	110,08
<i>Renovação de Ramais</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Outros – Ramais</i>	-	-	-	-	-	-	-
Construção de ERM ⁵	1,14	1,45	1,13	1,23	1,13	1,22	6,15
Instalações Auxiliares de Rede	-	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos Materiais	25,38	27,36	28,69	29,54	30,39	31,28	147,26
<i>Aquisição de Medidores</i>	17,34	17,64	18,27	18,86	19,43	20,05	94,25
<i>Instalações Comunitárias</i>	8,04	9,72	10,42	10,69	10,95	11,23	53,01
<i>Terrenos e Edifícios</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Máquinas e Equipamentos</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Equipamentos Processos Informatização</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Veículos</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Outros Investimentos</i>	-	-	-	-	-	-	-
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL INVESTIMENTOS VARIÁVEIS	91,67	105,51	99,75	99,61	101,36	107,13	513,36

Fonte: CEG. Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas.

⁵ ERM – Estação de Regulagem e Medição

Para analisar a adequação da projeção dos investimentos variáveis da CEG, comparamos com os valores observados no quinquênio anterior, considerando sua relação com o número de novos clientes. Consistente com a orientação de privilegiar o segmento residencial, o item mais relevante da projeção de custos é o de novas redes de média e baixa pressão, seguido de novos ramais e aquisição de medidores.

A Tabela 16 aponta a comparação das médias anuais da projeção da CEG para o quinquênio 2018-2022 e os valores observados 2013-2016 para esses principais itens de custo de investimentos. Para possibilitar a comparação, foram subtraídos os valores que estão presentes na projeção de investimentos fixos.

Tabela 16. Investimentos médios observados entre 2013-2016 e projetados entre 2018-2022 (R\$ milhões de 2016) nos 3 principais itens de custo de investimentos variáveis

	Realizado 2013/2016	Projetado 2018/2022	Var. %
Novas Redes MP/BP	33,2	48,2	45%
Novos Ramais	13,1	22,0	68%
Aquisição de Medidores	19,5	18,9	-3%
Total	65,8	89,1	35%

Nota: valores deflacionados pelo IGP.
Fonte: Elaboração própria. Dados CEG.

A projeção do item aquisição de medidores é consistente com a média observada. Avaliamos o valor unitário dos medidores segundo os dados de investimentos realizados e projetados a preços de 2016, e o valor projetado é significativamente inferior ao observado, R\$ 301 e R\$ 471, respectivamente.

Os demais itens de custo apresentam elevação substancial nos valores projetados em relação aos observados. Como o crescimento projetado de mercado residencial é mais intenso que o observado, é interessante analisar os dados unitários por novo cliente. Segundo a Tabela 17, o custo unitário desses três componentes aumentaria em 23% no próximo quinquênio em relação aos valores observados.

Tabela 17. Investimentos médios por novo cliente observados entre 2013-2016 e projetados entre 2018-2022 (R\$ de 2016) nos 3 principais itens de custo de investimentos variáveis

	Realizado 2013/2016	Projetado 2018/2022	Var. %
Novas Redes MP/BP	1.118	1.473	32%
Novos Ramais	442	672	52%
Aquisição de Medidores	657	576	-12%
Total	2.216	2.721	23%

Nota: valores deflacionados pelo IGP. Os dados unitários considerando o incremento líquido de clientes.

Fonte: Elaboração própria. Dados CEG.

5.2. Recomendação Economia/UFF

A projeção de investimentos futuros considerada na revisão tarifária influencia a base de remuneração da concessionária, antecipando para a margem de distribuição a remuneração de investimentos a serem ainda realizados no próximo quinquênio. Esta antecipação tem por objetivo incentivar investimentos em melhoria e expansão da rede e não implica em expansão automática da base de ativos, já que apenas investimentos efetivamente realizados e posteriormente aprovados são incluídos na base.

Entretanto, nos últimos quinquênios, a CEG investiu montantes de investimentos sistematicamente inferiores aos projetados, gerando saldos remanescentes a compensar a título de subinvestimento nas revisões tarifárias. A compensação é objeto de controvérsias metodológicas sobre a forma de contabilização e de sua atualização real, ou seja, da determinação do montante e do respectivo custo de oportunidade incorrido na retenção de saldo indevido.

A redução do montante projetado para o quinto quinquênio vis-à-vis ao montante projetado para o quinquênio anterior indica que a Concessionária buscou reduzir eventuais saldos de subinvestimentos. No entanto, identificamos que, para determinadas classes e itens de custo, os valores projetados pela CEG são superiores aos investimentos realizados ou estão sujeitos à incerteza de efetivação.

A recomendação da Economia/UFF para os investimentos singulares é que esses só sejam considerados para fins de definição tarifárias quando há certeza de sua execução. Então, investimentos com incerteza de implementação não deveriam ser incorporados às

tarifas, para evitar desequilíbrios e necessidade de ajuste por subinvestimento. Assim, deve ser avaliado pelo regulador, poder concedente e concessionária, a real possibilidade de execução dos quatro projetos elencados. A Economia/UFF propõe que os investimentos do projeto Biometano não sejam considerados no cálculo do reposicionamento tarifário para o ciclo 2018-2022. Se os investimentos relacionados ao projeto venham a ocorrer dentro do ciclo tarifário, esses devem ser incorporados através de revisão extraordinária.

Os demais investimentos singulares devem ser avaliados pelo grupo de trabalho da Agenera para verificar a possibilidade de execução no cronograma proposto pela concessionária. Particularmente, deve ser realizada uma análise de razoabilidade sobre o investimento correspondente ao atendimento da Ambev, considerando seu elevado montante (R\$ 10,55 milhões) e a perspectiva de retorno.

Quanto aos investimentos fixos, a Economia/UFF identificou elevação substancial do item Instalações auxiliares de rede. A consultoria propõe que os valores médios observados desse item no último quinquênio sejam mantidos no ciclo 2018/2022. O item Outros Investimentos contempla valores elevados (R\$ 20,3 milhões no quinquênio) e não é possível checar sua adequação, assim seu valor não será levado em conta em nossa projeção da margem.

No tocante aos investimentos variáveis, a Economia/UFF identificou aumento significativo dos custos por novo cliente atendido nos principais itens de custo. Assim, recomenda a redução dos itens Novas Redes MP/BP e Novos Ramais para que esses correspondam ao mesmo valor por novo cliente observado no último quinquênio.

A Tabela 18 apresenta a projeção de investimentos recomendada pela Economia/UFF. Projetamos um valor de investimentos 19% inferior à proposta da CEG.

Tabela 18 – Projeção recomendada de Investimentos Economia UFF 2018-2022 – R\$
Milhões

UFF	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Singulares	31,2	20,5	13,6	5,4	4,3	75,1
Fixos	111,3	125,0	121,6	119,0	118,3	595,2
Variáveis	85,5	80,9	81,5	82,4	87,3	417,6
Total	228,0	226,3	216,7	206,8	210,0	1.087,8
Δ UFF/CEG	-17%	-18%	-21%	-22%	-16%	-19%

Fonte: Elaboração própria.

6. Projeção de Custos Operacionais

6.1. Análise da Evolução dos Custos Operacionais

Entre 2013 e 2017, a CEG apresentou elevação média de 5,2% ao ano em termos reais dos seus custos operacionais (OPEX), descontando a inflação do período pelo IGP-M (Tabela 19). Em 2017, o OPEX atingiu R\$ 496 milhões, dos quais 54% referentes a despesas operacionais, com destaque para gastos com serviço a clientes (9,7%), gastos com atividade comercial (9%) e manutenção e conservação (7,6%). Despesas com pessoal comprometeram 26,8% do OPEX, enquanto que custos com perdas de gás na rede atingiram 15,6%. Despesa com custo das perdas apresentou a maior taxa média de crescimento anual no período (33%), seguido de aluguéis (27,5%).

Tabela 19. OPEX Realizado, Valores em Mil R\$ dez/2016

Itens	2013	2014	2015	2016	2017	% 2017	Tx. Crec. % a.a.
DESPESAS OPERACIONAIS	258.433	243.522	223.911	245.116	270.110	54,4%	1,1%
Aluguéis	3.759	11.307	11.242	10.676	9.925	2,0%	27,5%
Manutenção e Conservação	34.498	29.996	29.481	35.773	37.810	7,6%	2,3%
Bens Imóveis e Construções	5.250	5.805	5.819	5.902	7.162	1,4%	8,1%
Equipamento de Informática	2.592	3.541	2.818	3.014	3.610	0,7%	8,6%
Veículos	1.231	1.149	1.096	1.209	1.394	0,3%	3,2%
Instalações Técnicas	22.103	15.543	17.698	21.382	21.814	4,4%	-0,3%
Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	11.901	6.340	5.462	4.640	6.412	1,3%	-14,3%
Emergência	4.933	4.355	7.499	12.299	9.801	2,0%	18,7%
Manutenção de Instalações Industriais	5.269	4.848	4.737	4.443	5.600	1,1%	1,5%
Outro Imobilizado	3.322	3.957	2.051	4.266	3.830	0,8%	3,6%
Utilidades e Serviços	11.320	11.892	14.248	15.262	15.825	3,2%	8,7%
Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	6.275	6.426	7.833	7.588	7.556	1,5%	4,8%
Telefone e Outras Comunicações	4.336	4.564	5.934	6.635	6.946	1,4%	12,5%
Correio	358	419	522	1.313	1.613	0,3%	45,7%
Material de Escritório	991	1.089	612	540	548	0,1%	-13,8%
Outros	-641	-606	-652	-815	-838	-0,2%	6,9%
Serviços Gerais e Corporativos	22.032	19.328	20.717	25.503	29.289	5,9%	7,4%
Serviços Gerais	14.202	12.769	12.694	13.306	15.241	3,1%	1,8%
Serviços Corporativos	7.199	5.745	7.116	11.345	13.030	2,6%	16,0%
Cotas de Associações	630	815	907	852	1.018	0,2%	12,7%
Serviços Profissionais Independentes	26.004	21.484	16.021	15.732	17.042	3,4%	-10,0%
Auditorias	387	391	455	458	705	0,1%	16,2%
Acessorias Técnicas	199	68	138	138	311	0,1%	11,8%
Jurídicos	19.318	14.319	7.891	8.152	9.181	1,9%	-17,0%

Outros Serviços	6.099	6.707	7.537	6.983	6.844	1,4%	2,9%
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	12.369	12.578	11.896	10.736	10.273	2,1%	-4,5%
Seguros	2.628	2.376	2.583	4.069	2.623	0,5%	0,0%
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	2.330	3.328	2.602	2.146	2.531	0,5%	2,1%
Despesas de Viagem	2.196	2.969	2.310	1.850	2.205	0,4%	0,1%
Transportes e Fretes	134	359	293	296	326	0,1%	24,9%
Gastos de Atividade Comercial	33.813	43.590	46.583	43.551	44.726	9,0%	7,2%
Gastos Serviço a Cliente	39.943	37.870	39.529	43.378	48.086	9,7%	4,7%
Leitura de Medidores e Envio de Faturas	16.757	15.373	14.960	16.609	18.127	3,7%	2,0%
Gestão de Serviço de Corte e Cobrança	8.839	9.156	8.856	9.013	9.709	2,0%	2,4%
Inspeções Periódicas	743	732	1.192	2.090	1.736	0,3%	23,6%
Serviços de Teleatendimento	5.727	4.845	6.997	7.326	7.819	1,6%	8,1%
Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	6.445	7.273	6.961	7.672	9.969	2,0%	11,5%
Custo de Atendimento ao Cliente	456	0	10	96	0	0,0%	-100,0%
Controle de Qualidade de Serviços	976	492	553	573	725	0,1%	-7,1%
Outros Serviços Exteriores	17.691	18.502	17.545	17.778	18.701	3,8%	1,4%
Subscrições, documentos e Outros Serviços	10.980	11.989	9.548	11.480	12.132	2,4%	2,5%
Colaborações Externas	2.605	3.768	4.542	3.762	3.772	0,8%	9,7%
Custo do Pessoal Expatriado	4.106	2.746	3.455	2.536	2.796	0,6%	-9,2%
Outros	52.046	31.271	10.890	19.094	31.885	6,4%	-11,5%
Outros Gastos de Exploração	27.685	17.769	6.911	16.002	26.712	5,4%	-0,9%
Tributos	24.360	13.501	3.979	3.092	5.173	1,0%	-32,1%
Gastos de GNC	0	0	572	1.417	1.394	0,3%	24,9%
DESPESAS DE PESSOAL	116.385	113.920	112.130	118.726	132.963	26,8%	3,4%
OUTRAS DESPESAS	29.496	25.688	38.499	62.881	93.021	18,8%	33,3%
Provisões	8.299	8.531	8.617	14.810	13.964	2,8%	13,9%
Perdas de Gás	20.286	16.303	28.639	46.803	77.367	15,6%	39,7%
Custos de Odorizante	911	855	1.243	1.267	1.690	0,3%	16,7%
Total OPEX	404.314	383.130	374.540	426.722	496.094	100,0%	5,2%

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG

O OPEX realizado entre 2013 e 2017 ficou abaixo do OPEX projetado para o período (3ª Revisão Tarifária), comparando todos os valores para moeda de dezembro de 2016, isto é, já incorporando a inflação observada no período, medida pelo IGP-M⁶. Projetou-se um OPEX de R\$ 2.460.407 milhões para 2013-2017, porém foi realizado apenas R\$ 2.084.800 milhões, cerca de 15% a menos (R\$ 375 milhões) do que foi considerado na última revisão tarifária (Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013), como pode ser observado na Tabela 20.

⁶ Para permitir comparação de montantes observados em diferentes instantes de tempo, os valores projetados e realizados devem ser levados para mesma data-base (dezembro de 2016), considerando a inflação do período (IGPM).

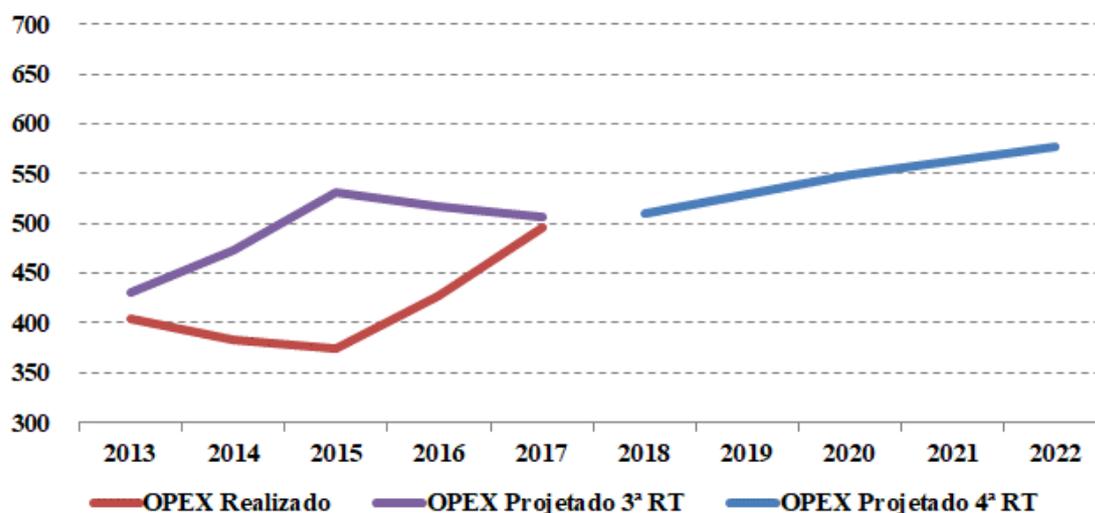
Tabela 20. OPEX Projetado *versus* Realizado (valores em mil R\$ dez/2016)

	2013	2014	2015	2016	2017	Total
OPEX Projetado						
Operacional	250.286	267.932	317.961	296.978	282.011	1.415.168
Pessoal	139.985	143.447	147.421	151.436	155.388	737.677
Outras	40.368	62.144	65.742	69.539	69.770	307.562
Total projetado	430.639	473.524	531.123	517.953	507.169	2.460.407
OPEX Realizado						
Operacional	258.433	243.522	223.911	245.116	270.110	1.241.092
Pessoal	116.385	113.920	112.130	118.726	132.963	594.123
Outras	29.496	25.688	38.499	62.881	93.021	249.585
Total Realizado	404.314	383.130	374.540	426.722	496.094	2.084.800
Realizado – Projetado						
Operacional	8.147	-24.411	-94.049	-51.862	-11.901	-174.076
Pessoal	-23.600	-29.527	-35.291	-32.710	-22.425	-143.554
Outras	-10.872	-36.456	-27.242	-6.659	23.251	-57.977
Total	-26.325	-90.394	-156.582	-91.231	-11.075	-375.607
Realizado/Projetado (%)						
Operacional	3%	-9%	-30%	-17%	-4%	-12%
Pessoal	-17%	-21%	-24%	-22%	-14%	-19%
Outras	-27%	-59%	-41%	-10%	33%	-19%
Total	-6%	-19%	-29%	-18%	-2%	-15%

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG e Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013

O Gráfico 23 apresenta a evolução do OPEX projetado na 3ª Revisão Tarifária, o OPEX realizado no período entre 2013 e 2017 e o OPEX projetado pela CEG para o próximo quinquênio, todos os valores em moeda de dezembro de 2016. Nota-se que a proposta para o próximo quinquênio representa uma elevação significativa em relação ao patamar projetado para o quinquênio anterior e ainda mais acentuada em comparação ao valor realizado no ciclo anterior.

Gráfico 23. OPEX Realizado *versus* Projetado (valores em milhões R\$ dez/2016)



Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG e Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013

A Tabela 21 apresenta o OPEX projetado para o próximo quinquênio. A CEG propõe uma elevação média anual de 3% nos próximos cinco anos. Os R\$ 510 milhões pleiteados para 2018 também representam um aumento de 3% frente aos R\$ 496 milhões realizados em 2017.

Tabela 21. OPEX Projetado pela CEG, Valores em Mil R\$ dez/2016

	2018	2019	2020	2021	2022	% 2022	Tx. Cresc. % a.a.
DESPESAS OPERACIONAIS	276.226	291.057	299.259	306.117	313.516	54%	3%
Aluguéis	13.468	18.883	18.897	18.898	18.898	3%	9%
Manutenção e Conservação	41.776	42.196	42.379	42.069	42.118	7%	0%
Bens Imóveis e Construções	6.888	6.888	6.888	6.888	6.888	1%	0%
Equipamento de Informática	2.887	3.035	3.184	3.184	3.184	1%	2%
Veículos	855	855	855	855	855	0%	0%
Instalações Técnicas	24.867	24.864	24.882	24.629	24.629	4%	0%
Outro Imobilizado	6.280	6.554	6.570	6.513	6.562	1%	1%
Utilidades e Serviços	13.714	14.479	14.844	14.898	14.943	3%	2%
Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	6.810	7.196	7.196	7.197	7.197	1%	1%
Telefone e Outras Comunicações	4.887	5.140	5.397	5.397	5.397	1%	3%
Correio	877	988	1.081	1.121	1.152	0%	7%
Material de Escritório	742	754	766	778	789	0%	2%
Outros	398	400	403	405	408	0%	1%
Serviços Gerais e Corporativos	28.374	29.554	30.644	30.865	31.111	5%	2%
Serviços Gerais	15.418	16.088	16.764	16.764	16.764	3%	2%
Serviços Corporativos	12.096	12.606	13.021	13.242	13.488	2%	3%
Cotas de Associações	860	860	859	859	859	0%	0%
Serviços Profissionais	21.387	21.380	21.626	21.645	21.665	4%	0%

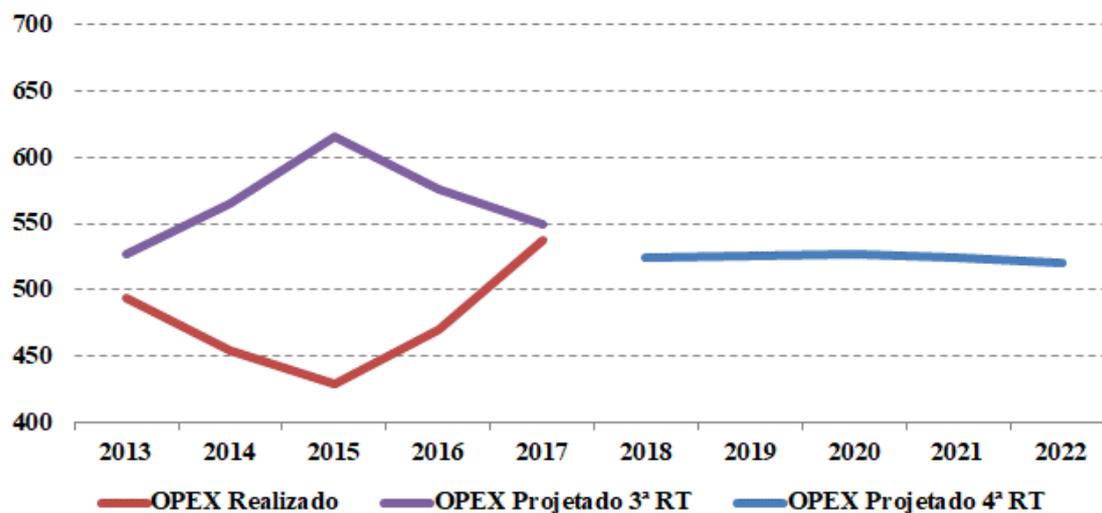
Independentes							
Auditorias	504	503	501	501	501	0%	0%
Acessorias Técnicas	124	124	127	127	127	0%	1%
Jurídicos	9.267	9.270	9.470	9.473	9.477	2%	1%
Consultorias e Outros Serviços	11.493	11.484	11.529	11.544	11.559	2%	0%
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	16.343	16.745	17.177	17.793	18.253	3%	3%
Seguros	2.732	2.725	2.718	2.718	2.718	0%	0%
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	2.492	2.513	2.534	2.615	2.646	0%	2%
Despesas de Viagem	2.357	2.377	2.397	2.478	2.508	0%	2%
Transportes e Fretes	135	136	137	137	138	0%	1%
Gastos de Atividade Comercial	49.276	51.304	52.744	54.218	55.732	10%	3%
Gastos Serviço a Cliente	49.997	53.843	58.312	62.795	67.605	12%	8%
Leitura de Medidores e Envio de Faturas	17.954	19.740	21.653	23.752	26.054	5%	10%
Gestão de Serviço de Corte e Cobrança	10.448	11.373	12.327	13.362	14.483	3%	9%
Inspeções Periódicas	1.339	1.376	1.417	1.459	1.503	0%	3%
Serviços de Teleatendimento	9.357	10.041	11.283	12.327	13.408	2%	9%
Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.271	8.685	8.893	9.109	9.335	2%	3%
Custo de Atendimento ao Cliente	707	707	707	707	707	0%	0%
Controle de Qualidade de Serviços	1.921	1.921	2.032	2.079	2.115	0%	2%
Outros Serviços Exteriores	22.426	22.655	22.889	23.048	23.205	4%	1%
Subscrições, documentos e Outros Serviços	14.879	15.105	15.339	15.490	15.640	3%	1%
Colaborações Externas	4.404	4.415	4.422	4.430	4.438	1%	0%
Custo do Pessoal Expatriado	3.142	3.135	3.128	3.128	3.128	1%	0%
Outros	13.199	13.706	13.188	13.228	13.272	2%	0%
Outros Gastos de Exploração	9.492	10.014	9.497	9.537	9.581	2%	0%
Tributos	3.707	3.692	3.691	3.691	3.691	1%	0%
Gastos de GNC	1.041	1.074	1.306	1.328	1.351	0%	7%
DESPESAS DE PESSOAL	142.997	147.832	153.521	153.521	153.521	27%	2%
OUTRAS DESPESAS	91.592	90.136	95.425	103.659	109.539	19%	5%
Provisões	25.115	20.483	21.464	22.496	23.581	4%	-2%
Perdas de Gás	65.185	68.559	72.864	80.063	84.857	15%	7%
Custos de Odorizantes	1.292	1.094	1.097	1.099	1.102	0%	-4%
Total OPEX	510.815	529.025	548.204	563.297	576.576	100%	3%
Base de Cliente Projetada	973.417	1.007.389	1.041.306	1.075.120	1.108.713		

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG

A CEG projeta elevação da base de clientes de 3,3% ao ano para o próximo quinquênio, alcançando 1,08 milhão de clientes em 2022, o que representa um aumento de 23% frente ao patamar verificado em 2016. O Gráfico 24 apresenta o indicador de OPEX anual dividido pela base de clientes (R\$/clientes), comparando o OPEX realizado (considerando a evolução da base) com o OPEX projetado na 3ª Revisão Tarifária e o OPEX projetado para o próximo quinquênio, ambos considerando a base de clientes projetada. Nota-se que o OPEX realizado ficou abaixo do projetado para o 3º

quinquênio e para os próximos cinco anos projeta-se uma estabilidade do OPEX vis-à-vis a base de cliente projetada, porém a CEG pleiteia uma elevação do patamar atual.

Gráfico 24. OPEX Realizado *versus* Projetado por Clientes (valores em R\$ dez/2016)*



Note: *Considerando OPEX realizado pela evolução observada de clientes e OPEX projetados pela projeção de clientes.

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG e Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013

6.2. Projeção de Perdas

A CEG projeta elevação significativa dos custos das perdas de gás para o próximo ciclo tarifário. As perdas totais no ciclo tarifário 2013 a 2017 foram em média de 44,62 Mm³/ano. Estas perdas aumentaram ao longo do ciclo anterior, saltando de 34 Mm³ em 2013 para 80 Mm³ em 2017 (Tabela 22). O custo para os consumidores destas perdas de gás foi estimado em R\$20,3 milhões em 2013 e em 2017 de R\$77,4 milhões.

Tabela 22. Evolução das Perdas Totais da CEG

Ano	% Perdas mercado convencional	% Perdas mercado total	Volume (Mm ³)	Custo estimado das perdas (R\$ de dez. 2016)
2013	1,9%	0,8%	34	20,3
2014	1,3%	0,43%	23,5	16,3
2015	2,3%	0,58%	29,3	28,6
2016	4%	1,43%	56,3	46,8
2017	4,8%	1,7%	80	77,4
Média ciclo tarifário	2,86%	0,98%	44,62	37,88

Fonte: elaboração própria

A concessionária está pleiteando um aumento das perdas de gás por razões físicas e comerciais de uma média de 44,62 Mm³ no ciclo 2013 a 2017 para uma média anual de 63,48 Mm³ em média no quinquênio. Para fundamentar este pleito a concessionária alega a ocorrência de um aumento acentuado das perdas nos últimos 5 anos, em particular em função de perdas comerciais.

Gráfico 25. Evolução das Perdas Realizadas e Projetadas pela CEG



Fonte: Ceg

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). A proposta da concessionária respeita o limite máximo estabelecido em contrato.

Em primeiro lugar, é muito importante salientar que este tema tem importância que vai muito além dos impactos no custo do gás para os consumidores. Vazamentos de gás representam um importante impacto ambiental, em particular em relação ao impacto ao aquecimento global. Emissões de metano têm impacto ao aquecimento global cerca de cem vezes superior às emissões de CO₂. Por esta razão, a regulação de gás proíbe a ventilação de gás na fase de produção. O gás associado ao petróleo deve ser queimado caso não haja possibilidade de aproveitamento. Vale ressaltar que as perdas técnicas estão estabilizadas num patamar reduzido (0,11%).

A concessionária alega que as perdas comerciais vêm crescendo de forma acelerada e encontram-se fora do seu controle. No relatório de esclarecimentos à proposta inicial, a concessionária apresenta uma série de iniciativas implementadas pela empresa para minimizar as perdas comerciais. Apesar destas iniciativas, a empresa alega que não obteve sucesso em reduzir tais perdas, e sustenta que existe uma correlação entre perdas comerciais e venda de GNV.

Na opinião da Economia/UFF a metodologia adotada não é robusta. A definição do valor para o novo ciclo tarifário foi discricionária, e não há como afirmar que a elevação das perdas no período de 2015 e 2018 reflete a tendência para o novo ciclo. Ressalte-se que o nível de perdas caiu significativamente entre 2013 e 2014.

Em segundo lugar, a Economia/UFF acredita que é função do regulador e da concessionária combater as perdas de gás. Inclusive a própria concessionária apresenta na página 36 da proposta uma série de iniciativas e esforços que estão sendo levados a cabo visando justamente reduzir o nível de perdas. Neste sentido, não é uma boa prática regulatória admitir de antemão que não existe nada a ser feito para evitar a trajetória de elevação das perdas. Assim, recomenda-se por princípios de razoabilidade estabelecer uma meta de perdas equivalente à média do ciclo anterior (44,62 Mm³).

A Tabela 23 apresenta as projeções de cada cenário e a diferença com os custos considerados pela CEG na projeção do OPEX para o próximo quinquênio. Enquanto que o cenário com perdas decrescentes (mais rigoroso) resulta em despesa equivalente a 35% do valor projetado pela CEG, o cenário com perdas constantes (menos rigoroso) resulta em gasto 50% inferior.

Tabela 23. Projeção das Perdas

	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda projetada CEG (mil m ³ /ano)	2.779.725	2.048.712	2.052.604	2.056.494	2.060.150
Perdas de 2,8% a.a. (mil m ³ /ano)	77.832	57.364	57.473	57.582	57.684
Custo das perdas - OPEX (R\$ mil)	65.185	68.559	72.864	80.063	84.857
Demanda Projetada UFF (mil m ³)	4.164.143	3.177.041	2.750.488	2.557.749	2.676.578
Volume Projetado UFF (mil m ³ /ano)	44.620	44.620	44.620	44.620	44.620
Perdas médias anuais (%)	1,07%	1,40%	1,62%	1,74%	1,67%
Custo das perdas (R\$ mil) UFF	46.018	48.289	51.166	54.810	59.336

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG

Por fim, a Economia/UFF sugere ao regulador uma revisão da regulação dos aspectos referentes às perdas. A recente elevação do nível de perdas na CEG transformou esta questão num importante item de custos para o suprimento de gás. Ademais, o simples estabelecimento de um limite máximo para todo o mercado não está de acordo com as melhores práticas regulatórias. A análise da experiência internacional demonstrou que é importante impor limites e metas de redução de perdas por segmento de mercado (nível de pressão), de forma que uma eventual expansão do mercado de geração termelétrica, não permita mascarar um problema de eficiência no mercado de baixa pressão.

7.3 Gastos para GNC

Na proposta original a concessionária apresentou uma projeção de gastos opex com o GNC de R\$1,05 milhões em 2018, crescendo para R\$1,35 milhões em 2022. A Consultoria solicitou informações mais detalhadas de custos para possibilitar uma análise mais acurada dos custos. A Tabela 24 abaixo fez um detalhamento destes custos e revelou que os custos específicos de eletricidade e manutenção da estação de compressão não estavam devidamente segregados como custos do GNC na proposta original.

Dados utilizados no Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/10/2017

Gastos de GNC em R\$ moeda 2016		2018	2019	2020	2021	2022
1 - Operação Estação de Compressão (R\$)						
CEG	Guapimirim	216.321,8	216.321,8	216.321,8	216.321,8	216.321,8
CEG	Duque de Caxias	-	-	212.080,2	212.080,2	212.080,2
Total Operação CEG		216.321,8	216.321,8	428.402,0	428.402,0	428.402,0
Demanda de vendas (M³)						
CEG	Maricá	279.671,0	307.337,0	337.689,0	369.944,0	404.095,0
CEG	Mangaratiba	75.217,0	118.287,0	132.284,0	147.128,0	162.972,0
Total Transporte CEG		354.888,0	425.624,0	469.973,0	517.072,0	567.067,0
2 - Transporte (R\$)						
CEG	Maricá	128.620,7	141.344,3	155.303,2	170.137,2	185.843,3
CEG	Mangaratiba	34.592,3	54.400,2	60.837,4	67.664,2	74.950,8
Total Transporte CEG		163.213,0	195.744,5	216.140,6	237.801,4	260.794,1
3 - Operação e Manutenção Estação de Descompressão (R\$)						
CEG	Maricá	330.820,0	330.820,0	330.820,0	330.820,0	330.820,0
CEG	Mangaratiba	330.820,0	330.820,0	330.820,0	330.820,0	330.820,0
Total Operação e manutenção CEG		661.639,9	661.639,9	661.639,9	661.639,9	661.639,9
Total Custos GNC 1 + 2 + 3 (R\$)						
CEG	Operação Estação de Compressão	216.322	216.322	428.402	428.402	428.402
CEG	Transporte	163.213	195.744	216.141	237.801	260.794
CEG	Operação Estação de Descompressão	661.640	661.640	661.640	661.640	661.640
Total Custos GNC CEG		1.041.175	1.073.706	1.306.183	1.327.843	1.350.836
LEVANTAMENTO E REVISÃO DE OUTROS GASTOS DE MANUTENÇÃO E ELETRICIDADE QUE NÃO FORAM INCLUIDOS NA LINHA DE GASTOS DE GNC (R\$ moeda 2016)						
4 - Manutenção Estação de Compressão (R\$)		2018	2019	2020	2021	2022
Total Manutenção CEG		6.099,3	9.098,4	239.007,9	226.933,1	343.982,1
5 - Energia Elétrica (R\$)						
CEG	Compressão	12.995,5	77.760,0	136.865,8	136.865,8	136.865,8
CEG	Descompressão	24.549,0	43.214,1	43.214,1	43.214,1	43.214,1
Total Energia Elétrica CEG		37.544,5	120.974,1	180.079,9	180.079,9	180.079,9
Total Custos GNC 1 + 2 + 3 + 4 + 5 (R\$)						
CEG	Operação Estação de Compressão	235.417	303.180	804.276	792.201	909.250
CEG	Transporte	163.213	195.744	216.141	237.801	260.794
CEG	Operação Estação de Descompressão	686.189	704.854	704.854	704.854	704.854
Total Custos GNC CEG		1.084.819	1.203.779	1.725.270	1.734.856	1.874.898

Tabela 24. Gastos de GNC da Proposta da CEG (R\$ em moeda 2016)

Fonte: CEG

A partir dos custos acima, a concessionária calculou os custos por etapa do projeto do GNC.

Tabela 25. Valores Unitários de Referência (Moeda dez/16)

Valores Unitários de Referência (moeda dez/16)

Transporte	0,46 R\$/m ³
Operação Estação de Compressão	18.026,82 R\$/mês
Operação Estação de Descompressão	27.568,33 R\$/mês
Transporte Pequeno Porte (R\$/km)	4,75 (R\$/km)
Molécula GN Comprimida Pequeno Porte (R\$/m ³)	1,28 R\$/m ³

Fonte: Esclarecimento da proposta da CEG

Visando avaliar a razoabilidade destes custos a Economia/UFF calculou o custo da oferta do gás via GNC. A Tabela 26 abaixo apresenta o detalhamento desta análise.

Tabela 26. Custo Estimado da Oferta do Gás via GNC aos Municípios

	2018	2019	2020	2021	2022
vendas (m ³)	354.889	425.624	469.973	517.072	567.067
Custo operacional (R\$)	1.084.819	1.202.779	1.725.270	1.734.856	1.874.898
Custo operacional unitario (R\$)	3,06	2,83	3,67	3,36	3,31
Investimentos GNC (R\$)	3.310.000	4.070.000	4.070.000		
Base de ativos (R\$)	5.300.000				
Depreciação estimada	287.000	277.433	268.186	259.246	250.605
Remuneração capital	817.950	790.685	764.329	738.851	714.223
Custo capex anual	1.104.950	1.068.118	1.032.514	998.097	964.827
Capex Unitário (R\$/m ³)	3,11	2,51	2,20	1,93	1,70
Custo unitário total GNC (R\$/m ³)	6,17	5,34	5,87	5,29	5,01
Custo molécula (R\$/m ³)	1,03	1,08	1,15	1,26	1,33
Custo final oferta no city gate (R\$/m ³)	7,20	6,42	7,01	6,54	6,34
Custo \$/Mmbtu	51,47	45,87	50,13	46,76	45,29

Fonte: elaboração própria

A Tabela 26 mostra que a demanda estimada do GNC cresce no período acima do custo operacional, saltando de 354 mil m³ para 567 mil m³. Entretanto, o custo operacional cresce a uma taxa maior que a demanda. Assim o custo operacional unitário é crescente no período, revelando que o GNC na área da CEG não consegue obter economias de escala ao longo do tempo.

O custo de capital associado ao GNC também foi estimado, possibilitando constatar que, contrariamente à CEG-Rio o custo de capital unitário é maior que o custo operacional unitário. Ou seja, a oferta de GNC na área da CEG apresenta um custo de capital muito elevado e discrepante com as características do segmento do GNC.

Os dados apresentados na Tabela 26 deixam claro que a utilização dos gasodutos virtuais como forma de suprimento de gás apresenta um custo muito elevado. Ressalte-se que os custos da rede de dutos locais não estão considerados na Tabela 26. A comparação do custo do fornecimento via GNC com as tarifas praticadas para CEG mostram que apenas o segmento residencial paga tarifas mais elevadas do que o custo do GNC. Nos outros, várias faixas tarifárias são inferiores aos custos do GNC.

A Economia/UFF sugere ao regulador acatar a proposta de gastos com GNC apresentada pela concessionária para o próximo ciclo tarifário. Entretanto, considerando o elevado nível destes custos a consultoria recomenda ao Regulador a realização de um estudo com o objetivo de estabelecer critérios e parâmetros para a aprovação de novos gasodutos virtuais. Na opinião desta consultoria, é importante estabelecer critérios claros para aprovar este tipo de projeto. Como existem opções energéticas alternativas ao gás natural, é necessário observar o princípio da razoabilidade ao se buscar o objetivo da universalização do acesso ao gás canalizado, sob pena de inviabilizar o desenvolvimento do mercado de gás natural para segmentos de importantes demanda.

7.4 Projeção do OPEX

Para os demais gastos operacionais projetados, a consultoria considera prudente as projeções da CEG referentes aos gastos com manutenção e conservação da rede, bem como outras despesas de caráter administrativo e sugere ao regulador a aprovação destas estimativas.

Entretanto, dado o crescimento projetado para a base de clientes da CEG e o histórico recente observado (2013-2017), a Economia/UFF avalia que alguns itens específicos apresentam elevação sem fundamentação, não correlacionada à expansão esperada para o mercado.

A consultoria sugere ao regulador a revisão dos gastos nos seguintes itens de despesa:

- Jurídicos
- Consultorias e Outros Serviços
- Publicidade, Propaganda e Relações Públicas
- Despesas de Viagem
- Gastos de Atividade Comercial
- Leitura de Medidores e Envio de Faturas
- Serviços de Teleatendimento
- Subscrições, documentos e Outros Serviços
- Colaborações externas

- Custo do pessoal expatriado
- Provisões

Os gastos operacionais devem acompanhar o crescimento da base de clientes da concessão. As seguintes despesas apresentam crescimento desproporcional e injustificado, razão pela qual se recomenda considerar uma expansão futura atrelada ao crescimento esperado da base de clientes sinalizada pela própria CEG: Consultorias e Outros Serviços; Publicidade, Propaganda e Relações Públicas; Gastos de Atividade Comercial; Leitura de Medidores e Envio de Faturas; Serviços de Teleatendimento; e Subscrições, documentos e Outros Serviços. Como metodologia para revisão da projeção destes gastos, a consultoria sugere ao regulador considerar:

- Correção dos valores históricos pelo IGP-M do período até dezembro de 2016;
- Projeção do crescimento da base de clientes, contrastando o valor inicial de 2018 com o valor observado em 2017;
- Aplicação da projeção de clientes para os anos do próximo quinquênio, utilizando como base o valor observado em 2017.

Além desses gastos, a Consultoria indica que se reconheça para projeção anual futura apenas o menor valor anual observado no quinquênio anterior, atualizado pelo IGPM, para a rubrica de gastos Jurídicos. A Consultoria recomenda, ainda, que o Grupo de Trabalho da AGENERSA averigue a estrutura e justificativa destes gastos sob a ótica de sua razoabilidade, a fim de que não sejam incluídas na tarifa despesas estranhas à atividade de distribuição que devem ser arcadas exclusivamente pelos controladores.

Os gastos relativos Custo do Pessoal Expatriado, Despesas de Viagens e Colaborações Externas foram zerados na projeção para o próximo quinquênio. A Consultoria compreende que gastos decorrentes da especificidade do controle acionário estrangeiro da empresa não podem ser repassados à tarifa, pois não há justificativa regulatória para recompensá-los. O critério é não reconhecer gastos que inexistiriam em situação hipotética de controle acionário nacional.

Já para a rubrica de provisões, recomenda-se considerar na projeção apenas a média do observado no quinquênio anterior, atualizado pelo IGPM.

Com a aplicação desta metodologia, obtém-se as projeções apresentadas na Tabela 27.

Tabela 27. Projeção de OPEX – Economia/UFF (valores em R\$ mil)

	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
DESPESAS OPERACIONAIS	249.142	262.441	268.724	273.687	279.093	1.333.088
Aluguéis	13.468	18.883	18.897	18.898	18.898	89.043
Manutenção e Conservação	41.776	42.196	42.379	42.069	42.118	210.539
Bens Imóveis e Construções	6.888	6.888	6.888	6.888	6.888	34.440
Equipamento de Informática	2.887	3.035	3.184	3.184	3.184	15.475
Veículos	855	855	855	855	855	4.275
Instalações Técnicas	24.867	24.864	24.882	24.629	24.629	123.871
Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	6.336	6.336	6.336	6.336	6.336	31.679
Emergência	13.992	13.992	13.992	13.992	13.992	69.962
Manutenção de Instalações Industriais	4.539	4.536	4.553	4.301	4.301	22.230
Outro Imobilizado	6.280	6.554	6.570	6.513	6.562	32.478
Utilidades e Serviços	13.714	14.479	14.844	14.898	14.943	72.877
Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	6.810	7.196	7.196	7.197	7.197	35.596
Telefone e Outras Comunicações	4.887	5.140	5.397	5.397	5.397	26.220
Correio	877	988	1.081	1.121	1.152	5.219
Material de Escritório	742	754	766	778	789	3.829
Outros	398	400	403	405	408	2.014
Serviços Gerais e Corporativos	28.374	29.554	30.644	30.865	31.111	150.548
Serviços Gerais	15.418	16.088	16.764	16.764	16.764	81.798
Serviços Corporativos	12.096	12.606	13.021	13.242	13.488	64.453
Cotas de Associações	860	860	859	859	859	4.298
Serviços Profissionais Independentes	15.607	15.853	16.102	16.349	16.593	80.505
Auditorias	504	503	501	501	501	2.510
Acessorias Técnicas	124	124	127	127	127	628
Jurídicos	7.891	7.891	7.891	7.891	7.891	39.453
Consultorias e Outros Serviços	7.089	7.337	7.584	7.830	8.075	37.914
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	10.641	11.012	11.383	11.753	12.120	56.909
Seguros	2.732	2.725	2.718	2.718	2.718	13.610
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	135	136	137	137	138	683
Despesas de Viagem	0	0	0	0	0	0
Transportes e Fretes	135	136	137	137	138	683
Gastos de Atividade Comercial	46.327	47.944	49.558	51.167	52.766	247.762
Gastos Serviço a Cliente	49.561	51.875	54.125	56.399	58.753	270.713
Leitura de Medidores e Envio de Faturas	18.776	19.431	20.085	20.737	21.385	100.414
Gestão de Serviço de Corte e Cobrança	10.448	11.373	12.327	13.362	14.483	61.993
Inspeções Periódicas	1.339	1.376	1.417	1.459	1.503	7.093
Serviços de Teleatendimento	8.099	8.382	8.664	8.945	9.225	43.316
Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.271	8.685	8.893	9.109	9.335	44.293
Custo de Atendimento ao Cliente	707	707	707	707	707	3.535
Controle de Qualidade de Serviços	1.921	1.921	2.032	2.079	2.115	10.069
Outros Serviços Exteriores	12.567	13.005	13.443	13.880	14.313	67.208

Subscrições, documentos e Outros Serviços	12.567	13.005	13.443	13.880	14.313	67.208
Colaborações Externas	0	0	0	0	0	0
Custo do Pessoal Expatriado	0	0	0	0	0	0
Outros	13.199	13.706	13.188	13.228	13.272	66.593
Outros Gastos de Exploração	9.492	10.014	9.497	9.537	9.581	48.121
Tributos	3.707	3.692	3.691	3.691	3.691	18.471
Gastos de GNC	1.041	1.074	1.306	1.328	1.351	6.100
DESPESAS DE PESSOAL	142.997	147.832	153.521	153.521	153.521	751.392
OUTRAS DESPESAS	58.154	60.227	63.107	66.754	71.281	319.523
Provisões	10.844	10.844	10.844	10.844	10.844	54.220
Perdas de Gás Cenário constante	46.018	48.289	51.166	54.810	59.336	259.620
Custos de Odorizantes	1.292	1.094	1.097	1.099	1.102	5.684
Total OPEX	450.293	470.501	485.353	493.962	503.895	2.404.003
Base de Clientes	973.417	1.007.389	1.041.306	1.075.120	1.108.713	

Fonte: Elaboração própria com base em dados fornecidos pelas CEG.

A Tabela 28 abaixo apresenta uma comparação entre as projeções de gastos propostas pela CEG e pela Consultoria, bem como os valores efetivamente realizados no ciclo anterior.

Tabela 28– Comparação CEG *versus* Economia/UFF (valores em milhões R\$ dez/2016)

	CEG Realizado 2013-2017	CEG Projetado 2018-2022	UFF Projetado 2018-2022	Diferença % UFF/CEG
Jurídicos	58.861	46.957	39.453	-16%
Consultorias e Outros Serviços	34.170	57.609	37.914	-34%
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	57.853	86.311	56.909	-34%
Despesas de Viagem	11.530	12.118	0	-100%
Gastos de Atividade Comercial	212.265	263.276	247.762	-6%
Leitura de Medidores e Envio de Faturas	81.825	109.153	100.414	-8%
Serviços de Teletendimento	32.715	56.416	43.316	-23%
Subscrições, documentos e Outros Serviços	51.511	76.453	67.208	-12%
Colaborações Externas	18.449	22.109	0	-100%
Custo do Pessoal Expatriado	15.638	15.661	0	-100%
Provisões	54.220	113.139	54.220	-52%
Perdas de Gás Cenário constante	189.399	371.528	259.620	-30%
Total Opex	2.084.800	2.727.918	2.404.003	-12%

Fonte: Elaboração própria com base em dados fornecidos pelas CEG.

7. Base Regulatória de Ativos

A Base Regulatória de Ativos consiste na base de remuneração da empresa regulada. Sua definição envolve complexidades e seu acompanhamento é uma das principais tarefas da regulação econômica. A prática regulatória indica que a adoção de plano de contas bem desenvolvido, com adequada classificação dos ativos e com regras de depreciação que refletem a vida útil dos ativos, é essencial para monitorar a evolução da base e evitar que despesas sejam indevidamente remuneradas ou remunerados por período excessivo.

A descrição da base de ativos da CEG não conta com um plano de contas adequado para facilitar seu acompanhamento. A Economia/UFF enfrentou dificuldades para avaliar a base de ativos, já que a planilha disponibilizada não contém informações suficientes para garantir que os ativos devem compor a base.

Segundo a cláusula sétima, parágrafo 6º do contrato de concessão a Base de Remuneração de Ativos é composta por:

“Cláusula Sétima, § 6º: A base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA, para efeitos de fixação e revisão das 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 depreciação, pela CONCESSIONÁRIA, da proposta de revisão tarifária para vigorar no quinquênio”.

Conforme estipulado no contrato de concessão, a depreciação dos investimentos imobilizados realizados no quinquênio anterior deve ser incluída na base inicial. Consideramos que a reposição da depreciação na base remunerável não encontra

justificativa econômica e implica em sobre remuneração da Concessionária. Essa questão já foi salientada em revisões anteriores e sua alteração foi tema de deliberação da Agenersa, no Art.4º - “item a” da Deliberação nº 371/2009. Reiteramos a recomendação de alteração dessa cláusula contratual, mas, para efeitos da 4ª revisão tarifária, seguimos o disposto no contrato de concessão.

7.1. Depreciação dos ativos

As regras de depreciação dos ativos operacionais imobilizados são:

- a) Os ativos incorporados até dezembro de 2001 são lançados a partir da sua data de incorporação e depreciados conforme vida útil de cada ativo, conforme regras de depreciação contábil da época.
- b) Os ativos incorporados a partir de janeiro de 2002 são lançados com data de janeiro de cada ano. O imobilizado é linearmente depreciado em 30 anos e o diferido, em 10 anos. No primeiro ano de depreciação, é considerado metade do valor anual de depreciação. A mesmo ocorre no último ano do período de depreciação.

Adicionalmente, o Contrato de Concessão prevê, no § 8º da Cláusula Sétima, que a amortização dos intangíveis se dará linearmente em 20 (vinte) anos.

7.2. Atualização da Base Regulatória de Ativos (BRA)

Os valores dos ativos foram atualizados pelo índice IGP-M conforme estabelecido no contrato de Concessão que prevê na § 8º da Cláusula Sétima que os ativos operacionais, os intangíveis e a depreciação dos ativos operacionais devem ser atualizados monetariamente pelo IGP-M (FGV). Para os ativos incorporados antes de 31 de dezembro de 1996 o valor base do IGP-M é de julho de 1997, conforme apresentado pela CEG em sua proposta de revisão, e para os ativos incorporados a partir de dezembro de 1996, o valor base do IGP-M é o mês de incorporação do ativo.

7.3. Base Regulatória de Ativos em janeiro de 2018

A Economia/UFF analisou a adequação dos ativos que compõem a base regulatória da CEG, e não encontrou justificativa para inclusão dos seguintes itens na base regulatória de ativos (Tabela 29). Essa lista inclui itens que caracterizam manutenção de ativos existentes, que, portanto, se não contribuem para a expansão da vida útil além do período originalmente considerado, não deveriam ser incluídos na base. Assim, para evitar a dupla contagem decorrente da inserção de serviços de manutenção na base, retiramos R\$ 113 milhões da base de remuneração da CEG, que correspondem ao valor residual desses itens atualizados para dezembro de 2016. Consideramos que gastos com serviços de manutenção devem ser considerados como custos operacionais e não como ativos da base de remuneração.

Tabela 29. Ativos Retirados da Base Regulatória de Ativos da CEG – em valores de dezembro de 2016

Item	Ano de Incorporação	Valor Residual Critério Regulatório
CEG-270000000479-ERM REF REPAROS PONTUAIS DE VAZAMENTOS (ENCAPRESS)	2002	7.120
CEG-240000001009-REPAROS PONTUAIS DE VAZAMENTOS (ENCAPRESS) - TUB F	2002	395.283
CEG-310000001141-SERVIÇOS E REPAROS DE MEDIDORES	2003	60.489
CEG-240000001386-MANUTENÇÃO DE REDES DE AP	2004	83.038
CEG-240000001396-MANUTENÇÃO DE REDES BP – GEDIS	2005	3.973.431
CEG-950000000494-MANUTENÇÃO DE SOFTWARE CRM-GER.REL. CLIENTES	2005	51.137
CEG-260000000511-REPARO DE RAMAL – GEDIS	2005	561.743
CEG-240000001558-MANUTENÇÃO DE REDES BP - GEDIS / TUB. FF; PE E AÇO	2006	5.122.603
CEG-240000001560-MANUTENÇÃO DE REDES MP - GEDIS / TUB.: AÇO; PE	2006	947.814
CEG-240000001561-MANUTENÇÃO DE REDES AP – GEDIS	2006	190.457
CEG-240000001566-REPAROS PONTUAIS DE VAZAMENTO (ANO 2005)	2006	1.427.587
CEG-240000001608-PREÇO CONTRADITÓRIO SÃO GONÇALO	2006	66.536
CEG-240000001622-MANUTENÇÃO DE REDES BP – GEDIS	2007	5.429.830
CEG-240000001625-REPAROS PONTUAIS DE VAZAMENTO	2007	2.180.991
CEG-240000001626-MANUTENÇÃO DE REDES MP – GEDIS	2007	835.611
CEG-240000001630-MANUTENÇÃO DE REDES AP – GEDIS	2007	312.397
CEG-240000001672-PENETROL 93 - ADEQUAÇÃO / REPAROS	2008	2.458.958
CEG-260000000565-REPARO DE RAMAIS – SEMAR	2008	785.260
CEG-240000001695-RENOVAÇÃO DE REDE - REPAROS PONTUAIS DE VAZAMENTO	2008	5.691.847
CEG-240000001697-RENOVAÇÃO DE REDE - MANUTENÇÃO DE REDES MP	2008	1.568.962
CEG-240000001698-MANUTENÇÃO DE REDES BP – INVESTIMENTO	2008	7.025.721
CEG-240000001759-REDE BP - REPARO PONTUAL DE VAZAMENTO - TUB.: PE	2009	3.951.569

CEG-240000001761-MANUTENÇÃO DE REDES BP - TUB.: PE	2009	7.385.602
CEG-240000001813-RENOVAÇÃO DE REDE - REPARO PONTUAL DE VAZAMENTO	2009	2.258.009
CEG-240000001862-RENOV. REDE MP/BP - REPAROS PONTUAIS DE VAZAM. (G)	2010	2.053.867
CEG-240000001864-RENOV. REDE MP/BP - REPAROS PONTUAIS DE VAZAM. (I)	2010	1.900.605
CEG-240000001939-MANUTENÇÃO DE REDES BP	2011	5.839.227
CEG-240000001940-MANUTENÇÃO DE REDES MP	2011	1.860.656
CEG-240000001943-MANUTENÇÃO DE REDES AP	2011	260.212
CEG-240000001954-RENOV. DE REDE - REPAROS PONTUAIS DE VAZAMENTO (G)	2011	1.307.328
CEG-240000001955-RENOV. DE REDE - REPAROS PONTUAIS DE VAZAMENTO (I)	2011	968.506
CEG-240000001998-REDE - 6501.MANUTENÇÃO DE REDE MP -RJ	2011	370.102
CEG-240000002091-6501.MANUTENÇÃO DE REDES MP – RJ	2012	953.969
CEG-240000002093-5506.REPARO PONTUAL (G) – RJ	2012	504.592
CEG-240000002094-5506.REPARO PONTUAL (I) – RJ	2012	897.397
CEG-240000002096-6502.MANUTENÇÃO DE REDE MP/BP - FUGAS RJ	2012	3.012.829
CEG-240000002097-6503.MANUTENÇÃO DE REDE MP/BP - ERT – RJ	2012	689.291
CEG-240000002098-6504.MANUTENÇÃO DE REDE MP/BP - LIGHT RJ	2012	7.220.014
CEG-240000002099-6505.MANUTENÇÃO DE REDE MP/BP – OUTROS	2012	1.869.740
CEG-240000002101-6500.MANUTENÇÃO DE REDES BP – RJ	2012	1.258.469
CEG-240000002116-6400.MANUTENÇÃO DE REDES AP – RJ	2012	719.799
CEG-240000002117-6401.MANUTENÇÃO DE REDE AP - FUGAS – RJ	2012	85.967
CEG-240000002118-6402.MANUTENÇÃO DE REDE AP - ERT – RJ	2012	81.143
CEG-240000002119-6404.MANUTENÇÃO DE REDE AP - OUTROS – RJ	2012	190.233
CEG-240000002226-5506.REPARO PONTUAL (G) – RJ	2013	578.538
CEG-240000002227-5506.REPARO PONTUAL (I) – RJ	2013	1.199.981
CEG-240000002228-6501.MANUTENÇÃO DE REDE MP/BP ERT – RJ	2013	619.073
CEG-240000002229-6500.MANUTENÇÃO DE REDE MP/BP FUGAS – RJ	2013	5.687.238
CEG-240000002230-6502.MANUTENÇÃO DE REDE MP/BP LIGHT – RJ	2013	9.452.824
CEG-240000002231-6500.MANUTENÇÃO DE REDE MP/BP OUTRO – RJ	2013	3.665.939
CEG-240000002235-SERV DE ORGANIZAÇÃO - ARQUIVO CENTRAL	2013	194.404
CEG-240000002236-6401.MANUTENÇÃO DE REDES AP FUGAS- RJ	2013	118.717
CEG-240000002237-6401.MANUTENÇÃO DE REDES AP ERT- RJ	2013	10.224
CEG-240000002238-6403.MANUTENÇÃO DE REDES AP OUTROS- RJ	2013	438.713
CEG-310000001457-MANUTENÇÃO DE MEDIDORES DE ALTA PRESSÃO	2013	182.410
CEG-950000000728-Mantenimientos Evolutivos – Comercial	2013	198.143
CEG-950000000729-Mantenimientos Evolutivos - Corp. y Tecn	2013	582.388
CEG-950000000730-Mantenimientos Evolutivos - BR Serv. Cli	2013	296.425
CEG-110000000109-ADEQUAÇÃO E MANUTENÇÃO IMÓVEL GÁS VELHO	2013	159.983
CEG-110000000113-ADEQ/MANUT DE LAYOUT - IMÓVEIS PRÓPRIOS	2013	471.367
CEG-950000000760-MANUTENÇÃO EVOLUTIVA	2013	108.061
CEG-950000000761-MANUTENÇÃO EVOLUTIVA	2013	113.283
CEG-950000000764-MANUTENÇÃO EVOLUTIVA	2013	350.819
CEG-310000001457-MANUTENÇÃO DE MEDIDORES DE ALTA PRESSÃO	2014	144.204
CEG-950000000781-Mantenimientos Evolutivos - Corp. y Tecn	2014	220.727
CEG-950000000782-Mantenimientos Evolutivos – Comercial	2014	259.316
CEG-950000000785-Mantenimientos Evolutivos - BR Serv. Cli	2014	391.560
CEG-240000002537-5506 REPARO PONTUAL (I) – RJ	2014	1.020.970
CEG-240000002538-5506 REPARO PONTUAL (G) – RJ	2014	1.021.319
CEG-240000002590-6400 MANUTENÇÃO DE REDES AP OUTROS- RJ	2014	68.562

CEG-110000000117-MANUT RECORRENTE IMÓVEIS CEG 2013 -0016	2014	36.639
CEG-240000002588-6400 MANUTENÇÃO DE REDES AP ERT- RJ	2014	31.714
CEG-240000002589-6400 MANUTENÇÃO DE REDES AP LIGHT- RJ	2014	2.439
CEG-310000001457-MANUTENÇÃO DE MEDIDORES DE ALTA PRESSÃO	2015	394.442
TOTAL		112.836.365

Fonte: elaboração própria com base em dados fornecidos pela Ceg

Além desses itens, a Economia/UFF identificou um conjunto mais amplo de itens que não é possível aferir a adequação de considerá-los na base. A consultoria encaminhou planilha em Excel com esses itens, intitulada “Esclarecimentos Base de Ativos CEG”, e recomenda que a CEG preste esclarecimentos ao Grupo de Trabalho da Agenesra que permitam assegurar a pertinência de considerar esses itens na base de ativos.

Em dezembro de 2014, a CEG assinou o terceiro termo aditivo com o Poder Concedente. Esse termo trata de investimentos não realizados em gasodutos, possibilitando à empresa atender as localidades que seriam contempladas por esses investimentos com Gás Natural Comprimido (GNC) ou liquefeito (GNL). Para tanto, o Poder Concedente exigiu o pagamento de outorgas compensatórias no valor correspondente ao investimento não realizado. Esses pagamentos passariam a compor a base de ativos de remuneração da concessionária e seriam abatidos das “metas” de investimento da empresa concessionária.

A validade do terceiro termo aditivo foi contestada na audiência pública de apresentação da proposta de revisão da CEG pelas associações de consumidores. Dessa forma, a Economia/UFF optou por considerar dois cenários para o cálculo da base de remuneração da CEG. No primeiro, são considerados os efeitos do terceiro termo aditivo e o pagamento da outorga é incorporado a base. No segundo, o pagamento da outorga não é incluído na base de remuneração. Os cenários são apresentados nas Tabela 30 e Tabela 31, respectivamente.

A BRA em janeiro de 2018, apresentada na

Tabela 30, é composta pelo valor residual em janeiro de 2018 do imobilizado até dezembro de 2016 (R\$ 3.038 milhões), valor não amortizado do intangível novo, referente ao 3º termo aditivo (R\$ 155 milhões), valor residual dos gastos diferidos (R\$ 3 milhões), reposição da depreciação dos ativos operacionais que foram imobilizados no

quinquênio anterior (2012 – 2016) no valor de R\$ 80 milhões, e o investimento de 2017 no valor de R\$ 263,44 milhões, totalizando R\$ 3.540 milhões.

Tabela 30. Resumo da Base Regulatória de Ativos da CEG – valores de dezembro de 2016

Valores em milhões R\$ (dez/2016)	Posição em Dez/2016	Lançamentos em 2017	Depreciação em 2017	Posição em Jan/2018	Varição em Relação a Ceg
Imobilizado até dezembro de 2016	3.199		161,47	3.038	-4,2%
Intangível inicial	26,46		26,46	0,00	0,0%
Intangível novo (3º Termo Aditivo)*	165,86		10,46	155,40	0,0%
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19,40		16,64	2,76	0,1%
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		80,24		80,24	-37,3%
Investimento em 2017		267,91	4,47	263,44	0,0%
Saldo Total da BRA	3.411,10			3.539,75	-4,9%

Fonte: elaboração própria

Nota: *Depreciação em 2017 inclui a depreciação durante o quinquênio

É importante destacar que o intangível inicial foi totalmente amortizado em 2018 e que o investimento de 2017 não é o investimento realizado, mas o projetado. Recomendamos que no cálculo final da BRA o investimento de 2017 corresponda ao valor efetivamente realizado.

O valor residual do imobilizado em janeiro de 2018 é 4,2% menor do que o imobilizado proposto pela Concessionária. A reposição da depreciação dos ativos operacionais imobilizados é 37,3% menor do que o proposto pela CEG. Conforme o § 6º da Cláusula Sétima, aprestada no item 7, deve compor a base de remuneração da empresa o valor total da depreciação dos ativos operacionais que tenham sido imobilizados no quinquênio anterior. Segundo nosso entendimento, a amortização do intangível não deve ser contemplada nesse cálculo. Portanto, a BRA em janeiro de 2018 é 4,9% inferior ao proposto pela Concessionária.

No cenário sem o 3º Termo Aditivo (Tabela 31), o valor da base regulatória de ativos em janeiro de 2018 é 9% menor do que o proposto pela Concessionária, e 4% menor do que proposto no primeiro cenário.

Tabela 31. Resumo da Base Regulatória de Ativos da CEG Sem o 3º Termo Aditivo – valores de dezembro de 2016

Valores em milhões R\$ (dez/2016)	Posição em Dez/2016	Lançamentos em 2017	Depreciação em 2017	Posição em Jan/2018
Imobilizado até dezembro de 2016	3.199,38	0,00	161,47	3.037,91
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19,40	0,00	16,64	2,76
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		80,24		80,24
Investimento em 2017		267,91	4,47	263,44
Saldo Total da BRA	3.218,78			3.384,35

Fonte: elaboração própria

Para facilitar a tarefa de avaliação da base de ativos e evitar a consideração de prazos de amortização que não refletem a vida útil dos ativos, a Economia/UFF recomenda a criação de requerimentos de informações contábeis regulatórias específicas para a classificação, valoração e correta depreciação dos ativos. Recomenda-se a adoção de um plano de contas que estabeleça regras de depreciação regulatória específicas, segregando as atividades por itens de custo.

A implementação de um plano de contas regulatório tem como objetivo padronizar os procedimentos contábeis adotados pela concessionária, permitindo melhor controle e o acompanhamento das atividades pela Agenersa, além de conferir maior transparência aos processos. A prática contribuiria para a avaliação da análise do equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária, permitindo maior integração entre os sistemas de fiscalização e acompanhamento da Agenersa e os sistemas contábeis da concessionária, e facilitando as revisões quinquenais.

7.4. Compensação Tarifária de Investimentos Projetados e não Realizados no Quinquênio 2013-2017

Na terceira revisão tarifária, foi aprovada a projeção da CEG de investir R\$ 1.108 milhões no quinquênio 2013-2017, a preços de 2011, que equivalem a R\$ 1.548 milhões a preços de dezembro de 2016. A Tabela 32 apresenta a distribuição desses valores ao longo do quinquênio.

Tabela 32. Investimentos Projetados para o Quinquênio 2013-2017 – Milhões de R\$ de dezembro de 2016.

	2013	2014	2015	2016	2017	2013-2017
Investimento Aprovado	434	287	259	308	259	1.548

Fonte: CEG

No entanto, por razões apresentadas em sua proposta de revisão, a concessionária investiu montante significativamente inferior ao projetado, R\$ 1.297 milhões, a preços de dezembro de 2016, com a distribuição apresentada na Tabela 33. Ou seja, o montante efetivamente investido foi R\$ 251 milhões (16%) inferior ao projetado.

Tabela 33. Investimentos Realizados no Quinquênio 2013-2017 – Milhões de R\$ de dezembro de 2016.

	2013	2014	2015	2016	2017	2013-2017
Investimento Realizado	215	271	286	257	268	1.297

Fonte: CEG

Considerando os pagamentos correspondentes ao terceiro termo aditivo como um substituto dos investimentos projetados, os valores dos gasodutos envolvidos no terceiro termo aditivo são abatidos do valor projetado. Assim, em valores de dezembro de 2016, a “meta” de investimentos seria reduzida em R\$ 183 milhões.

A Economia/UFF considerou dois cenários para o cálculo do subinvestimento. No primeiro, são considerados os efeitos do terceiro termo aditivo e as metas de investimento são deduzidas. No segundo, o terceiro termo aditivo não implicaria em redução de metas de investimento.

Tabela 34. Subinvestimento com 3º Termo Aditivo e sem 3º Termo Aditivo – Milhões de dezembro de 2016.

	2013	2014	2015	2016	2017	2013-2017
Com 3º termo aditivo	216	-14	-38	-46	-50	69
Sem 3º termo aditivo	219	16	-27	51	-9	251

Fonte: Elaboração própria

Se considerarmos apenas os investimentos efetivos na infraestrutura para atendimento de abastecimento da concessionária (sem 3º termo aditivo), o montante de subinvestimento totalizaria R\$ 251 milhões. Caso o pagamento da outorga referente ao terceiro termo aditivo for abatido, o total de subinvestimento alcança R\$ 69 milhões.

Como os investimentos projetados foram considerados na definição da tarifa da CEG no quinquênio 2013-2017, é necessário recompensar os consumidores no ciclo tarifário 2018-2022. Na proposta da CEG, é sugerida metodologia desenvolvida pela FGV Projetos para propiciar a compensação. Resumindo, essa metodologia capta a diferença em valor presente no fluxo de caixa da concessionária da consideração de investimentos projetados em relação aos investimentos realizados. O documento elaborado pela FGV demonstra que essa diferença é igual ao valor presente dos investimentos não realizados (subinvestimento) subtraído da depreciação e da base final de ativos correspondentes a essa parcela dos investimentos.

A Economia/UFF considera essa metodologia adequada para a compensação tarifária dos investimentos projetados e não realizados no quinquênio anterior. No entanto, o cálculo é realizado para valores presentes de 2012. Para considerar os efeitos no ciclo tarifário 2018-2022, é necessário capitalizar os valores para o início do ano de 2018 (cinco períodos), que corresponde ao ano em que a compensação é considerada no fluxo de caixa de cálculo da margem. Para tanto, capitalizamos os valores decorrentes da metodologia à taxa de remuneração referente ao último ciclo tarifário, 9,757%.

Quando os investimentos referentes ao 3º termo aditivo são abatidos da meta de investimentos, o valor a ser restituído no ciclo 2018-2022 é de R\$ 59,7 milhões com referência a 2012. Assim, no cálculo do reposicionamento tarifário, o valor a ser considerado deve ser R\$ 95,1 milhões, incluindo a capitalização entre 2012 e 2017.

Tabela 35. Compensação do Subinvestimento com 3º Termo Aditivo – preços em milhões de reais de dezembro de 2016.

	2013	2014	2015	2016	2017	VP @ 2012
Diferencial de Investimento	-216,29	14	38,12	45,58	49,97	-93,83
Diferencial de Depreciação	-1,23	-2,37	-2,08	-1,6	-1,06	-6,43
Diferença na Evolução Base final					-44,09	-27,68
Compensação com referência a 2012						59,72
Compensação capitalizada a 2018						95,1

Fonte: Elaboração própria

Se os investimentos referentes ao 3º termo aditivo não são abatidos, o saldo de subinvestimentos a recompensar alcança R\$ 78,3 milhões em valores referentes a 2012 e R\$ 124,7 milhões, considerando a capitalização até 2018.

Tabela 36. Compensação do Subinvestimento sem 3º Termo Aditivo – preços em milhões de reais de dezembro de 2016.

	2013	2014	2015	2016	2017	VP @ 2012
Diferencial de Investimento	-219,31	-16,35	26,74	-51,01	8,48	-222,99
Diferencial de Depreciação	-1,24	-2,58	-2,52	-2,66	-2,90	-8,83
Diferença na Evolução Base final	0,00	0,00	0,00	0,00	-216,47	-135,91
Compensação com referência a 2012						78,26
Compensação capitalizada a 2018						124,72

Fonte: Elaboração própria

7.5. Adequação da Base Regulatória de Ativos: Comparação com demonstrativos financeiros e referência EMOP

Para verificar a adequação da base de ativos buscamos compará-la com os demonstrativos financeiros da concessionária. O grupo de contas do Permanente do Balanço Patrimonial da CEG é composto basicamente pela conta Intangível. Nas Notas Explicativas que acompanham as Demonstrações Financeiras pode-se constatar que a conta Intangível é composta pela soma das contas Concessão para Exploração de Serviços Públicos, Servidões de Passagem, Software, Contrato de Concessão, Contrato de Concessão em Andamento e Software em Desenvolvimento, já deduzidas as amortizações e depreciação. A conta Contrato de Concessão responde ao longo de todo o período sob análise por cerca de 85% do total da conta Intangível, sendo, por sua vez, composta pelas contas Terrenos, Edificações e Obras Civas, Instalações, Máquinas e Equipamentos, Equipamentos de Informática Hardware, Móveis e Utensílios, Veículos, Rede de Gás e Outros. A conta Rede de Gás é responsável por cerca de 95% do total da conta Contrato de Concessão no período.

Considerando as variações na conta Contrato de Concessão como a melhor aproximação do valor do investimento disponibilizada pelas informações que constam das

Demonstrações Financeiras, o investimento da CEG no período é apresentado na Tabela 37.

Tabela 37 - Valor do Investimento CEG obtido a partir das Demonstrações Financeiras, entre 2013 e 2017, a preços correntes e preços de dez-2016 (em R\$ 1.000)

	2017	2016	2015	2014	2013
Rede de Gás	1.816.607	1.630.863	1.396.232	1.295.448	1.178.619
Contrato de Concessão	1.875.378	1.679.530	1.445.783	1.347.481	1.220.452
Investimento Preço Corrente	195.848	233.747	98.302	127.029	74.710
Investimento a preço de 12/2016	196.874	233.747	105.353	150.489	91.770

Fonte: Elaboração própria. Dados CEG

O valor do Investimento a preços correntes foi obtido pela diferença entre o saldo da conta Contrato de Concessão em 31 de dezembro de cada ano pelo saldo da mesma conta no ano anterior. Já os valores apresentados na linha seguinte da tabela foram levados para a base de dezembro de 2016.

Nota-se uma significativa diferença entre os valores de investimento da CEG obtidos a partir das informações que constam das Demonstrações Financeiras e o valor informado na proposta da CEG.

Tais resultados reforçam a recomendação da UFF quanto à necessidade da Concessionária promover um maior grau de informação nos seus registros contábeis, de forma a possibilitar imediata e fácil conciliação entre os valores das Demonstrações Financeiras e aqueles apresentados no processo regulatório.

Procuramos avaliar a razoabilidade dos investimentos componentes da base através de sua comparação com a planilha da Empresa de Obras Públicas do Estado do Rio de Janeiro – EMOP. No entanto, a especificação da base de ativos da CEG inviabiliza essa comparação. Nos itens em que a comparação é possível, percebe-se que os valores relatados na base não são convergentes com os divulgados pela EMOP. Comparamos o item CEG-260000001290 - construção de ramais mp - ordem 299000110073 (gor) da planilha Base de Ativos CEG com o custo referencial EMOP – RJ, base 2014, mês de referência janeiro, item 06.001.601-0 da família 06.200. A CEG lançou o valor de R\$ 5.420,30, enquanto o registro do EMOP-RJ é de R\$ 3.531,51 EMOP-RJ.

8. Taxa de Remuneração

A taxa de remuneração dos investimentos foi calculada através da estimativa do custo de capital próprio segundo a metodologia do Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (CAPM, da sigla em inglês) adaptado para países emergentes (*Country Spread Model*).

$$r_e = r_f + \beta(prm_g) + r_b \quad (15)$$

onde r_e é o custo do capital próprio; r_f a taxa livre de risco; β é o beta do risco sistêmico; prm_g é o prêmio de risco do mercado global calculado pela diferença entre o retorno de uma carteira de mercado diversificada (r_m) e o retorno do ativo livre de risco (r_f); e r_b é o prêmio de risco do país.

8.1. Taxa Livre de Risco

A taxa de remuneração do capital submetida pela CEG foi calculada pela Boston Consulting Group (BCG). A taxa livre de risco, contemplada na proposta de revisão da concessionária, foi calculada por uma média de 30 anos (dezembro de 2016 a janeiro de 1987) dos títulos do Tesouro dos Estados Unidos (Ten - Year Treasury Constant Maturity).

Normalmente, se utiliza uma média histórica para definir a taxa livre de risco a partir dos Títulos do Tesouro Americano. Porém, esta média não deve ser curta, pois não agregaria na análise alguns eventos macroeconômicos recentes e significativos. Por outro lado, não pode ser longa, pois reflete situações que têm pouca probabilidade de acontecer, dada a conjuntura econômica atual.

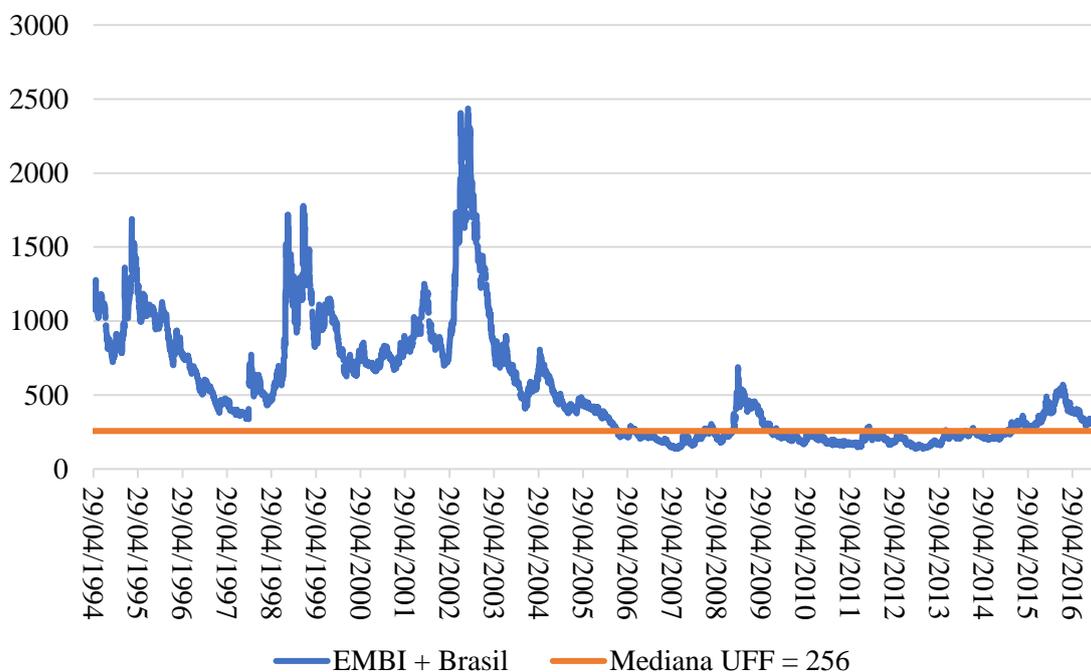
A Economia/UFF entende como adequado o prazo de 30 anos para o cálculo da taxa livre de risco, e recomenda o valor de 5,12% proposto pela Concessionária.

8.2. Risco País

O risco Brasil (ou $\text{Spread}_{\text{Brasil}}$) proposto pela Concessionária foi calculado pela mediana de 21 anos das observações diárias do EMBI+ Brasil referente ao período 30/12/2016 a 30/12/1995 no valor de 4,04%. O *Emerging Markets Bond Index – Brasil* (EMBI+ Brasil) é um índice calculado pelo JP Morgan que reflete o prêmio dos títulos da dívida externa brasileira em relação aos papéis do Tesouro Norte Americano.

A Economia/UFF propõe que seja considerado a mediana para dar pesos iguais a todos os dados da série EMBI+ Brasil, em razão da existência de pontos extremos no passado, como o desvio acentuado no segundo semestre de 2002, quando alcançou acima de 2.000 pontos (Gráfico 26), provocado pela vitória do presidente Lula. Tendo em vista que ao utilizar a média o peso de cada evento no resultado é proporcional ao desvio em relação à média, os eventos relacionados aos pontos extremos seriam potencializados, em detrimento do período mais recente que apresenta uma certa estabilização.

Gráfico 26. Série Histórica do EMBI+ Brasil



Fonte: Elaboração própria

Entretanto, diferentemente do proposto pela Ceg, a UFF sugere considerar uma janela menor para o cálculo do risco país, neste caso, a mediana de 15 anos (30/12/2001 a 30/12/2016), no valor de 2,56%.

Ao utilizar dados históricos, o regulador deve ser prudente com os prazos escolhidos, de forma a não cometer o erro de projetar para o futuro distorções do passado. O cenário macroeconômico brasileiro entre 1995 e 2000 difere do período mais recente em termos de inflação, câmbio e equilíbrio fiscal. Após a definição do tripé de regime de metas inflacionárias, câmbio flutuante e superávit primário, a economia experimentou uma estabilidade que diminuiu as incertezas recorrentes em épocas anteriores aos anos 2000.

8.3. Prêmio por Risco do Mercado

O prêmio de risco de mercado empregado foi o mesmo valor apresentado na proposta da Concessionária, no valor de 6,94%. A BCG seguiu a metodologia da Duff & Phelps 2017 *Valuation Handbook – U.S. Guide to Cost of Capital*, que estima o prêmio de risco de mercado a partir do índice S&P500, o qual é a abreviatura de Standard & Poor's 500, um índice de mercado norte-americano que consiste nas ações de quinhentas empresas selecionadas de acordo com o seu tamanho, liquidez e setor.

Para se estimar a taxa livre de risco, foi utilizado o título de renda fixa do bônus do tesouro americano tipo “USTB10”. Esse título possui prazo de dez anos e não faz pagamento periódico de cupom.

8.4. Beta

De acordo com relatório da BCG, o beta foi calculado com base na lista de empresas Orbis refinada, no prazo de 5 anos (2012 – 2016). O refinamento consistiu na eliminação das empresas que atuam na distribuição e transmissão de gás como atividade secundária.

Em seguida os betas foram desalavancados pela estrutura de capital das empresas. A média dos betas desalavancados das 23 empresas foi calculada em 0,537.

Adicionalmente, a concessionária propõe a inclusão do beta regulatório no valor de 0,20, chegando a um beta de 0,74.

A justificativa apresentada para adição do beta regulatório é que o modelo regulatório adotado no Brasil é diferente do modelo norte-americano, de onde considerou as empresas para o cálculo do beta. As concessionárias brasileiras sujeitas ao modelo *price cap* estão sujeitas a maiores riscos regulatórios do que as concessionárias norte-americanas sujeitas ao modelo *cost plus*.

A Economia/UFF considera que o regime tarifário da CEG não impõe riscos significativos à empresa que justifiquem a adoção de beta adicional. Assim, propõe a exclusão do risco regulatório no cálculo do beta, seguindo entendimento da ANEEL (Nota Técnica nº 95/11, nº 180/2014, e nº 22/2015), e a deliberação da Agenesra nº E-12/020.522/2012 que deferiu decisão para excluir o risco adicional de rentabilidade do beta na Terceira Revisão Tarifária da CEG.

Conforme entendimento da ANEEL apresentado na Nota Técnica nº 22/2015 que trata sobre metodologia e critérios para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição nas revisões tarifárias, os riscos atrelados as mudanças regulatórias já estão consideradas na medida do risco país. Na Nota Técnica nº 180/2014, a ANEEL demonstrou a inexistência de evidências de risco regulatório sistemático nas séries temporais de risco relativo e de retorno, associadas a empresas do setor elétrico.

Então, ao excluir o adicional do risco regulatório proposto pela Concessionária de 0,20, o beta adotado no cálculo da taxa de remuneração foi de 0,537.

8.5. Inflação Americana

Para a inflação americana foi adotado a mesma premissa proposto pela Concessionária no valor de 1,82%. A inflação americana foi calculada pela média da inflação de 12 meses (dezembro a dezembro) em uma janela de 10 anos (2007 a 2016) do Índice de Preços ao Consumidor (IPC) – Consumer Price Index for All Urban Consumers - U.S. city average (all items), not seasonally adjusted – divulgado pelo Bureau of Labor Statistics - Department of Labor (BLS).

8.6. Resultado CAPM

A Tabela 38 sintetiza as premissas adotadas no cálculo da taxa de remuneração do capital proposto pela Economia/UFF e o apresentado pela Concessionária em sua proposta tarifária.

Tabela 38. Recomendação da Taxa de Remuneração do Capital e comparação com o CAPM proposto pela Concessionária

Variável	Proposta UFF	Proposta Concessionária
Taxa livre de risco	5,12%	5,12%
Risco País	2,56%	4,04%
Prêmio por risco de mercado	6,94%	6,94%
Beta	0,54	0,74
Inflação Americana	1,82%	1,82%
Taxa de retorno	9,43%	12,23%

Fonte: elaboração própria

Dada as premissas apresentadas, recomenda-se a taxa de remuneração do capital para a 4ª revisão tarifária no valor de 9,43%. Ainda que essa taxa seja significativamente superior à proposta pela CEG, essa taxa é próxima da taxa utilizada na 3ª revisão tarifária da concessionária e coerente com as taxas de custo do capital consideradas em revisões tarifárias recentes no Brasil. Por exemplo, a ANEEL, que utiliza o método WACC, em março de 2018 definiu a taxa de remuneração de 8,09% para as revisões de distribuidoras de eletricidade em 2018.

9. Modelagem Tarifária

Para propor índice de recomposição tarifária da CEG, adotamos a metodologia usualmente empregada nas revisões tarifárias da empresa. O método compara o fluxo de caixa livre da empresa projetado no quinquênio 2018-2022 com a tarifa anterior (margem não reposicionada) e com a tarifa que seria suficiente para cobrir custos e gerar a taxa de remuneração proposta (margem requerida). O reposicionamento tarifário (m) é definido pela razão entre margem requerida e margem reposicionada.

A margem não reposicionada apresentada na Tabela 39 corresponde à receita que empresa obteria praticando a tarifa do ciclo anterior para atender o mercado projetado para o ciclo 2018-2022. Em função da maior demanda considerada, a margem não reposicionada proposta pela Economia/UFF é superior à proposta da CEG.

Tabela 39. Projeção de Margens Não Reposicionadas para Quinquênio 2018-2022
(valores em milhões R\$ dez/16)

	2018	2019	2020	2021	2022
CEG	1.005,17	984,70	990,77	995,61	1.001,46
UFF	1.050,11	1.033,95	1.027,01	1.023,31	1.037,25
Diferença (%)	4%	5%	4%	3%	4%

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 40 apresenta a estimativa de OPEX que consideramos em nosso cálculo, conforme o apresentado no item 6 do relatório, e a Tabela 41 apresenta a projeção de novos investimentos revistos para o próximo ciclo.

Tabela 40. Projeção de OPEX para Quinquênio 2018-2022 (valores em milhões R\$ dez/16)

	2018	2019	2020	2021	2022
CEG	510,81	529,03	548,20	563,30	576,58
UFF	450,29	470,50	485,35	493,96	503,90
Diferença (%)	-12%	-11%	-11%	-12%	-13%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 41. Projeção de novos investimentos para Quinquênio 2018-2022 (valores em milhões R\$ dez/16)

	2018	2019	2020	2021	2022
CEG	275,82	275,44	274,16	264,27	249,67
UFF	228,03	226,31	216,70	206,80	209,97
Diferença (%)	-17%	-18%	-21%	-22%	-16%

Fonte: Elaboração própria.

A base de remuneração foi considerada em dois cenários. O primeiro cenário considerou o efeito do terceiro termo aditivo sobre a base de remuneração da empresa. Foram projetados os investimentos e a depreciação da base de ativos no quinquênio. Assim, foi possível estimar o valor da base de remuneração em 2022.

Tabela 42. Projeção da BRA para Quinquênio 2018-2022 - UFF com 3º Termo (valores em milhões R\$ dez/16)

	2018	2019	2020	2021	2022
Base Inicial	3.539,75	3.593,43	3.639,05	3.668,83	3.685,15
Investimentos	228,03	226,31	216,70	206,80	209,97
Depreciação	174,34	180,69	186,92	190,49	194,41
Base Final	3.593,43	3.639,05	3.668,83	3.685,15	3.700,71

Fonte: Elaboração própria.

Com as premissas adotadas, a proposta da Economia/UFF de recomposição tarifária da CEG para o próximo quinquênio é de 1,30%, bastante inferior aos 34,76% pleiteados pela concessionária em sua proposta original.

Tabela 43 – Cálculo do Reposicionamento Tarifário (M), com 3º Termo (valores em milhões R\$ dez/16)

moeda dez/16		Taxa de Remuneração = 9,43%				
CEG	Ano					Valor
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	693,07	682,41	677,83	675,38	684,59	2.627,71
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	297,19	310,53	320,33	326,02	332,57	1.214,63
III = 0,66*Receitas Correlatas	16,11	16,29	16,54	16,83	17,12	63,60
IV = 0,34*Depreciação	59,28	61,43	63,55	64,77	66,10	241,26
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	153,51
VI = Investimentos	228,03	226,31	216,70	206,80	209,97	840,75
VII = Compensação de Retroatividade	25,18					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	3,65					
IX = Base Inicial	3.539,75					
X = Base Final					3.700,71	2.358,32
XI = Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio 2013-2017	95,13					
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 =	1,0130					

Fonte: Elaboração própria.

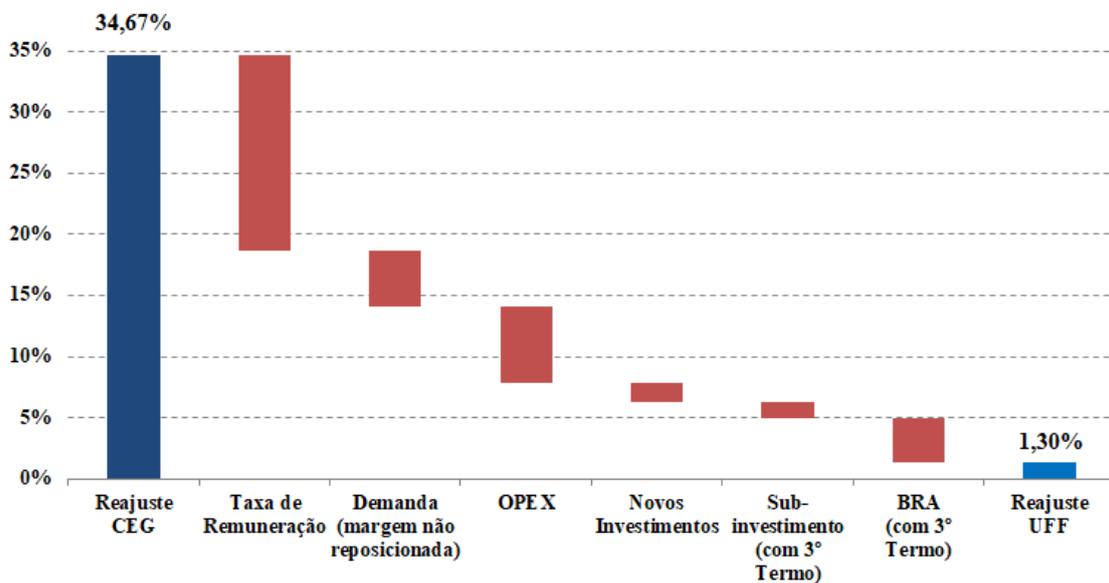
Os principais determinantes da diferença entre as propostas da CEG e da Economia/UFF são (Gráfico 27):

- A taxa de remuneração proposta pela Economia/UFF é 2,8 pontos percentuais inferior à proposta da CEG. O que decorre da escolha de horizontes diferentes para a definição dos parâmetros de cálculo do custo do capital e da desconsideração do beta de risco regulatório proposto pela CEG.
- A projeção de demanda de gás natural da Economia/UFF é bastante superior, especialmente no mercado termelétrico.
- A Economia/UFF projetou redução dos custos operacionais da concessionária, restringindo o cenário de perdas.
- A Economia/UFF projetou investimentos inferiores para o próximo ciclo.
- Diferenças nos critérios de atualização e depreciação da base de ativos, dado que alguns itens não tinham o prazo de depreciação definido.
- A Economia/UFF considerou que o ganho de capitalização dos valores de compensação dos investimentos projetados e não realizados no quinquênio

anterior são capitalizados no período 2012 a 2018, enquanto a proposta da CEG não desconta esse ganho no cálculo.

- O valor da recompensação da depreciação de ativos imobilizados no quinquênio 2012-2016, que é um componente da base de remuneração, proposto pela Economia/UFF é inferior, pois segue o determinado no contrato de concessão que não prevê a recomposição da amortização do intangível.

Gráfico 27. Decomposição do Reajuste UFF em Relação à Proposta da CEG (com 3º Termo Aditivo)



Fonte: Elaboração própria

A base de remuneração da CEG é reduzida em 9% quando o pagamento da outorga referente ao 3º termo aditivo não é considerado (Tabela 44). A não consideração do 3º termo aditivo também eleva o saldo de subinvestimento a compensar e, conseqüentemente, o valor a ser restituído (Tabela 45).

Tabela 44- Projeção da BRA para Quinquênio 2018-2022 - UFF sem 3º Termo Aditivo, diferença (%) CEG

	2018	2019	2020	2021	2022
Base Inicial	-9%	-9%	-9%	-9%	-9%
Investimentos	-8%	-9%	-12%	-13%	-7%
Depreciação	-13%	-12%	-13%	-14%	-15%
Base Final	-9%	-9%	-9%	-9%	-8%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 45- Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio 2013-2017 e Atualização do valor para 2018

	2012	2018
CEG	59,72	59,72
UFF (com 3º Termo)	59,72	95,13
UFF (sem 3º Termo)	78,26	124,72

Fonte: Elaboração própria.

Quando os efeitos do 3º termo aditivo não são considerados, a margem de distribuição sofre reajuste negativo de -2,53%.

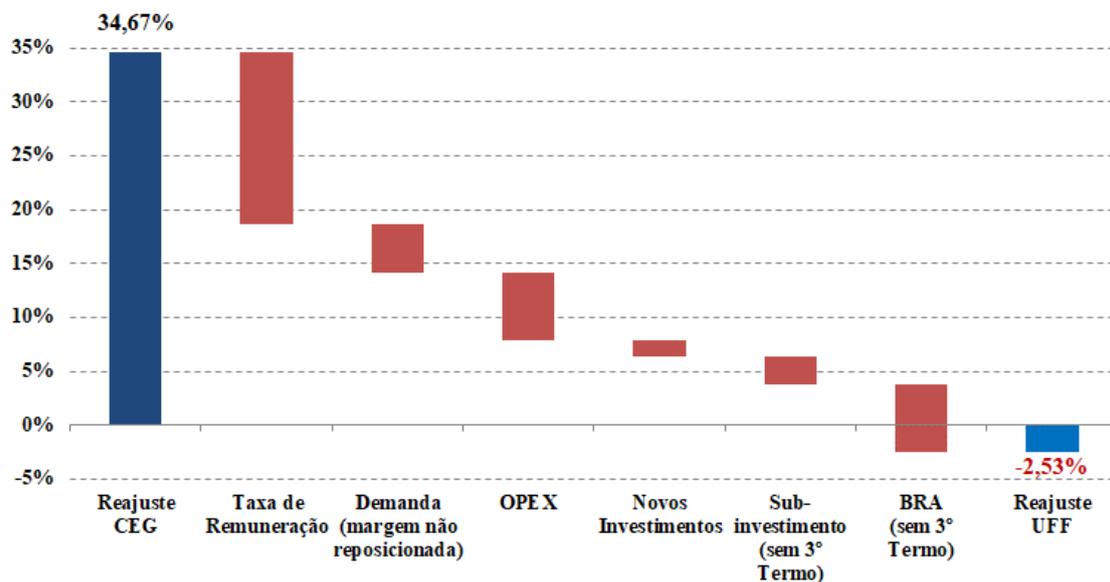
Tabela 46 – Cálculo do Reposicionamento Tarifário (M), sem 3º Termo Aditivo
(valores em milhões R\$ dez/16)

moeda dez/16		Taxa de Remuneração = 9,43%				
CEG	Ano					Valor
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	693,07	682,41	677,83	675,38	684,59	2.627,71
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	297,19	310,53	320,33	326,02	332,57	1.214,63
III = 0,66*Receitas Correlatas	16,11	16,29	16,54	16,83	17,12	63,60
IV = 0,34*Depreciação	56,64	58,79	60,91	62,12	63,46	231,09
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	153,51
VI = Investimentos	228,03	226,31	216,70	206,80	209,97	840,75
VII = Compensação de Retroatividade	25,18					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	3,65					
IX = Base Inicial	3.384,35					
X = Base Final					3.584,16	2.284,05
XI = Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio 2013-2017	124,72					
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 =	0,9747					

Fonte: Elaboração própria

O Gráfico 28 indica o peso que a desconsideração do 3º termo aditivo tem para contribuir para a redução da proposta tarifária para a CEG. Ao desconsiderar o pagamento da outorga na definição da base de remuneração da empresa e no saldo de investimento a compensar, o índice se reduz em 3,8 pontos percentuais, tornando-se negativo.

Gráfico 28. Decomposição do Reajuste UFF em relação à proposta da CEG (sem 3º Termo Aditivo)



Fonte: Elaboração própria

10. Referências

ABEGÁS. (2017). Bahiagás recebe cinco propostas de oferta de gás. Acesso em 15 de Dezembro de 2017, disponível em ABEGÁS: <http://www.abegas.org.br/Site/?p=65150>

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA (2012). Processo nº E-12/020.522/2012. 3º Revisão Tarifária de Tarifas Limite Ceg Rio.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (2015). Nota Técnica n 22/2015 – SGT/ANEEL – Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (2014). Nota Técnica no 180/2014-SRE/ANEEL – Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (2015). Nota Técnica no 95/2011-SRE/ANEEL – Metodologia e critérios para definição da estrutura e do custo de capital regulatórios.

AKAIKE, H. A new look at the statistical model identification. IEEE Transactions on Automatic Control, v.19, n.6, p.716-723, 1974.

ALMEIDA, E., LOSEKANN, L., VITTO, W., NUNES, L., BOTELHO, F., & COSTA, F. (2017). Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas. Texto para Discussão, Cooperação e Pesquisa IBP – UFRJ. Acesso em 22 de Novembro de 2017, disponível em Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor>

ANEEL (2013). Nota Técnica nº 452/2013-SRE/ANEEL.

ANEEL (2015). Nota Técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL.

ANEEL (2017). Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da taxa de remuneração dos investimentos das concessionárias de transmissão de energia elétrica Nota Técnica nº 161/2017-SRM/ANEEL.

ANP (2006). “Metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital aplicável a atividade de transporte de gás natural no Brasil”. Nota Técnica nº 027/2006-SCM,

Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural.

ANP (2017). Anuário Estatístico 2017. Acesso em 19 de Janeiro de 2018, disponível em Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/3819-anuario-estatistico-2017>

ARAÚJO, J. L. (2001). Modelos de formação de preços na regulação de monopólios. *Econômica*, v3, n.1, p. 35-66.

Associação Portuguesa das Empresas de Gás Natural – AGN (2015). Estudo sobre modelos e níveis de remuneração de ativos no Setor do Gás Natural – Relatório Final. Sociedade de Consultores Augusto Mateus & Associados.

BAHIAGÁS. (2017). Chamada Pública abre oportunidade para produtores de gás natural. Acesso em 15 de Dezembro de 2017, disponível em Governo do Estado da Bahia: <http://www.bahiagas.com.br/chamada-publica-abre-oportunidade-para-produtores-de-gas-natural/>

BOX, G. E. P.; JENKINS, G. M. (1976) *Time series analysis: Forecasting and control*. San Francisco: Holden-Day.

BOX, G. E.; JENKINS, G. M.; REINSEL, G. C. (2008) *Time series analysis: forecasting and control*. John Wiley & Sons.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, CCEE (2018). InfoPLD. Junho de 2018. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado.

CANAZIO, A. (2016). Petrobras: Total terá participação em térmicas e acesso ao terminal de GNL na Bahia. Acesso em 09' de Fevereiro de 2018, disponível em Agência Canal Energia: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/36487516/petrobras-total-tera-participacao-em-termicas-e-acesso-ao-terminal-de-gnl-na-bahia>

CNI (2018). Gás Natural: Uma Agenda Para A Competitividade. Disponível em: <https://poder360.com.br/wp-content/uploads/2018/06/28-GAS-NATURAL-ELEICOES-2018.pdf>

CNI. (2016). Reestruturação do setor de gás natural : uma agenda regulatória. Acesso em 22 de Novembro de 2017, disponível em Confederação Nacional da Indústria: https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/18197/reestruturacao_do_setor_de_gas_natural.pdf?sequence=1&isAllowed=y

COPELAND, T. E.; WESTON, J. F. (1988). *Financial Theory and Corporate Policy*. 3rd Ed. EUA: Addison Wiley Publishing Company.

DAMODARAM, A. (2009). *Avaliação de Investimentos*. 2^a ed. Qualimark Editora.

DAMODARAN, A. (2018). *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2018 Edition*.

DICKEY, D. A.; FULLER, W. A. (1979). Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root. *Journal of the American statistical association*, v. 74, n. 366a, p. 427-431.

ENARGAS (2016). *Lineamientos para la determinacion del costo de capital de licenciatarias de distribucion y transporte de gas natural em Argentina*. Informe elaborado para ENARGAS por Delta Finanzas S.A.

EU – European Commission (2015). “Study on tariff design for distribution systems”.

G1. (2016). Obras da termoeletrica de Sergipe terao inicio em julho. Acesso em 09 de Fevereiro de 2018, disponível em G1: <http://g1.globo.com/se/sergipe/noticia/2016/05/obras-da-termoeletrica-de-sergipe-terao-inicio-em-julho.html>

GARDNER, G.; HARVEY, A. C.; PHILLIPS, G. D. A. (1980). Algorithm AS 154: An algorithm for exact maximum likelihood estimation of autoregressive-moving average models by means of Kalman filtering. *Journal of the Royal Statistical Society. Series C (Applied Statistics)*, v.29, n.3, p.311-322.

JOSKOW, P. (2014). *Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks*. In: ROSE, N. “Economic Regulation and Its Reform: What have we learned?”. National Bureau of Economic Research. University of Chicago Press.

MME (2017). *Princípios para atuação governamental no setor elétrico*.

MME. (2018). *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Acesso em 07 de Janeiro de 2018, disponível em Ministério de Minas e Energia: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>

MONTGOMERY, D. C.; JENNINGS, C. L.; KULAHCI, M. (2008) *Introduction to time series analysis and forecasting*. John Wiley & Sons.

SCHWARZ, G. (1978) Estimating the dimension of a model. *The Annals of Statistics*, v.6, n.2, p.461-464.

STERN, J. (2013). The role of the regulatory asset base as an instrument of regulatory commitment. CCRP Working Paper Series, No. 22. Centre for Competition and Regulatory Policy (CCRP), City University London.

TEIXEIRA, P. A. (2017). Prumo Logística assina termos de compromisso com BP e Siemens para UTE do Açú. Acesso em 09 de Fevereiro de 2018, disponível em Agência CANAL ENERGIA: <https://www.canalenergia.com.br/>

VISCUSI, W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON JR., J. E. (2005) “Economics of Regulation and Antitrust”, 4th Edition, MIT Press.

ZANARDO, C. (2015). Projeto ALPHA – rota 4: desafios para desenvolvimento de infraestrutura. Apresentação realizada no 16 Seminário de Gás Natural. Instituto Brasileiro de Petróleo. Rio de Janeiro.