



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

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

Relatório 2 – Análise Geral da Proposta da Concessionária: CEG

Fundação Euclides da Cunha – Universidade Federal Fluminense

25 de junho de 2018

Sumário

1. Introdução.....	4
2. Melhores Práticas em Processos de Revisão Tarifária	5
2.1. Regimes de Regulação	5
2.2. Metodologias Tarifárias em Regulação Incentivada.....	8
2.2.1. Taxa de Remuneração (WACC e CAPM).....	8
2.2.2. Custo de Capital Próprio – CAPM	10
2.2.3. Custo de Capital de Terceiros – CAPM da Dívida.....	13
2.2.4. Cálculo do Custo de Capital	14
2.3. Projeção de Demanda	18
2.4. Fator X.....	21
2.5. Tratamento de Investimentos não Realizados	22
2.6. Tratamento das Perdas	23
3. Caracterização das Concessionárias: CEG	24
3.1. Especificidades dos Segmentos de Mercado: Termelétrico, Industrial, Comercial, Residencial e Transporte	26
3.2. Infraestrutura de Atendimento	28
3.2.1. Recursos Investidos	29
3.3. Aspectos Econômicos e Financeiros	30
3.3.1. Evolução dos Índices Financeiros	30
3.4. Aspectos Institucionais e Jurídicos	34
3.4.1. Contrato de Concessão	34
3.4.2. Primeiro Termo Aditivo – 14 de julho de 2004.....	35
3.4.3. Segundo Termo Aditivo – 04 de agosto de 2005	36
3.4.4. Terceiro Termo Aditivo – 02 de dezembro de 2014	36

3.4.5.	A Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG	36
3.4.6.	A Controladora: Gas Natural Distribución Latinoamérica SA.	37
4.	Projeção de Mercado 2018-2022.....	38
4.1.	Termelétrico	38
4.2.	Segmentos não Térmicos	44
4.3.	Industrial	47
4.3.1.	Comercial.....	49
4.4.	Residencial	52
4.4.1.	Transporte.....	56
4.4.2.	Comparação Cenários de Demanda.....	59
5.	Projeção da Oferta	64
5.1.	Evolução Recente da Oferta de Gás.....	65
5.2.	Tendência de Diversificação dos Supridores de Gás	67
5.3.	A Iniciativa Gás para Crescer	69
5.4.	Contrato de Gás da CEG.....	70
6.	Projeção dos Investimentos	71
7.	Projeção de Custos Operacionais	76
7.1.	Análise da Evolução dos Custos Operacionais	76
7.2.	Projeção de Perdas	81
7.3.	Projeção do OPEX	84
8.	Referências	87

1. Introdução

O segundo relatório da equipe da UFF analisa as melhores práticas de regulação tarifária aplicáveis ao segmento de distribuição de gás natural e analisa as propostas da concessionária CEG quanto à projeção da demanda e da infraestrutura de oferta.

Após essa introdução, o próximo item apresenta as experiências similares nacionais e internacionais de revisão tarifárias e caracteriza as condições gerais da concessão da CEG. 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.

As características da área de concessão da CEG foram avaliadas, destacando as particularidades de seus segmentos de mercado. Também faz parte da caracterização, o panorama da infraestrutura de distribuição de gás e os aspectos jurídicos e contábeis das concessionárias.

Em seguida, são apresentadas as previsões para a evolução dos segmentos de mercado nos próximos cinco anos, 2018-2022. A equipe da UFF elaborou cenários de demanda e avaliou as projeções da proposta da CEG. Também foi avaliada a adequação da infraestrutura de oferta contida na proposta da CEG, contemplando as diretrizes estabelecidas pelo poder concedente. Por fim, são analisados os aspectos gerenciais e operacionais que determinam os custos da concessionária.

2. Melhores Práticas em Processos de Revisão Tarifária

2.1. Regimes de Regulação

A regulação tarifária tem por objetivo primeiro 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 de 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 (conhecido 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 adicional, 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

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

forma, a comparação entre as empresas e o estabelecimento de metas específicas devem 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 blindar a base em ambos os sentidos, garantindo que os ativos sejam recuperáveis e impedindo que investimentos imprudentes sejam incorporados, o regulador garante 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).

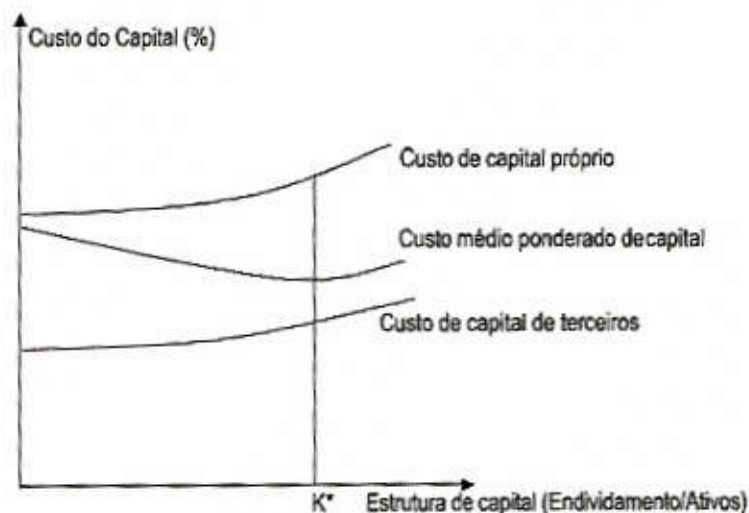
$$WACC = r_e \times \frac{E}{E+D} + r_d \times \frac{D}{E+D} \times (1 - \tau) \quad (1)$$

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: Ancel (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 – CAPM da Dívida

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 controvérsias 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	Premio de risco de mercado	Risco país
2016	Arteria	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 SEBI Market Report	EMBI+ BR
2016	Vigor	Credit Suisse	Titulos de 10 anos do governo americano	Finacial Strategies Group 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	Modsl	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	Tereza 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 Sofas	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	Tecloy	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	Gerdaú	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 Industrial	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 Uniclora	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 1968-2017	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 desavaliado, 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 desavaliado, 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 desavaliado, Edison Electric Institute (0,4630)	S&P500 1987-2017 (6,6% a.a.)	EMBI+ Brasil 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 desavaliado, Reuters "Natural Gas Utilities" (0,704)	S&P500 1928-2015 (6,44% a.a.)	EMBI+ Brasil média 2000-2015 (4,05%)	Inflação norte-americana, projeção FMI (2,2% a.a.)
ARSEP CONGÁS NOTA TÉCNICA Nº RTC/01/2009	T Bond 10 anos - média 2004-2008 (4,33%)	Beta desavaliado, utilizando beta desavaliado OFGEM (0,71)	S&P500 1926-2006 (7,97% a.a.)	EMBI+ Brasil 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 desavaliado (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 desavaliado (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 desavaliado + 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 em um valor médio de tarifa de distribuição 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 hidrico 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 não está previsto o termo 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 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 neutra a demanda termelétrica em termos de efeitos tarifários para as concessionárias e os consumidores.** Assim, a demanda termelétrica frustrada não teria impactos negativos para a obtenção da margem de distribuição ao longo dos ciclos, bem como a demanda superada 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 crucial 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 (método de Produtividade Total dos Fatores); 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 utilizado pela AGENERSA. A aplicação explícita do Fator X é crucial no primeiro contexto para garantir redução real dos custos por ganhos de produtividade. 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 explicitamente 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.

Embora os contratos das Concessionárias CEG e CEG-Rio contemplem o Fator X nos reajustes tarifários, na Cláusula 7ª, a sua aplicação ainda não foi posta em prática pela AGENERSA. A agência determinou em 2015, através das Deliberações nº 2726 e 2727/2015, que a aplicação do Fator X deveria ser incorporada aos contratos de forma explícita por meio de aditivos, estabelecendo a sua aplicação como um redutor dos reajustes anuais.

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 para 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 *model 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 reconhecimento das perdas tem por consequência direta reduzir os incentivos a sua redução, uma vez que o seu custo é repassado aos consumidores pela tarifa. 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 tem pouca ingerência, como os roubos que ocorrem à sua revelia ou 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 ramais dedicados, independentes da 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. Já a inclusão de volumes de ramais dedicados pode gerar variações indesejadas no computo das perdas do sistema, razão pela sugere-se não considerá-los no cômputo geral.

3. Caracterização das Concessionárias: CEG

A CEG desenvolve sua atividade de distribuição de gás natural na área metropolitana do estado do Rio Janeiro, correspondente com os municípios de Belford Roxo; Duque de Caxias; Guapimirim; Itaboraí, Itaguaí; Magé; Mesquita; Nilópolis; Niterói; Nova Iguaçu; Paracambi; Queimados; Rio de Janeiro; São Gonçalo; São João de Meriti,

Seropédica e Japerí. A distribuidora atende os mercados residencial, comercial, industrial, postos de gasolina com o Gás Natural Veicular (GNV) e termelétricas.

Recentemente a CEG iniciou o abastecimento de Gás Natural Comprimido (GNC) de outros dos municípios que fazem parte da área de concessão da CEG, Maricá e Mangaratiba. O abastecimento de Maricá foi feito desde o final de 2016 e de Mangaratiba, desde 2017.

Tabela 3. Municípios Atendidos pela CEG

Municípios Atendidos	2016
Com rede de gás canalizado	17
Com GNC	2
Total	19

Fonte: Informe Anual CEG, 2017.

Em todos os municípios onde opera a concessionária, a CEG atingiu um número total de clientes de 940.298 em 2017, que significa um incremento de 3,64% frente a 2016. Assim, a companhia somou um total de 32.989 novos usuários em toda a área de concessão durante o exercício de 2017, um ritmo de crescimento similar frente a 2016, onde o incremento líquido de clientes também chegou a 30 mil novos clientes.

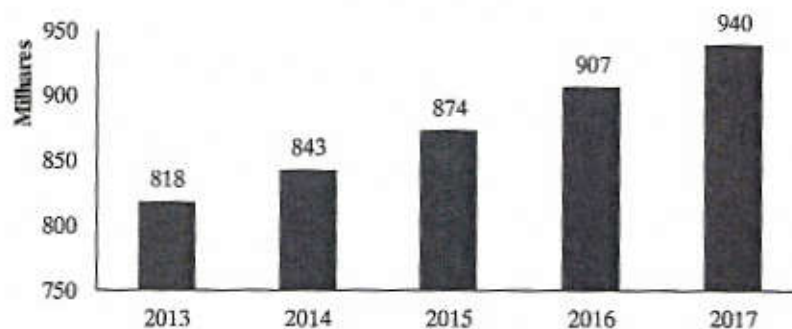
O mercado residencial é o que responde ao maior incremento líquido de clientes, com um total de 32.504 novos clientes, seguido pelo segmento comercial que passou a atender a mais de 481 clientes em 2017. No ano, também se observou um aumento de postos de GNV, com 9 novos postos abastecidos, uma variação significativa frente ao crescimento médio dos últimos cinco anos (2,8 novos postos por ano), o que sugere uma recuperação desse segmento.

Tabela 4. Total de Clientes CEG

Número de Clientes	2017	2016	Variação (%)
Residencial	927.149	894.645	3,63
Comercial	12.387	11.906	4,04
Industrial	300	305	-1,64
Geração Elétrica	3	3	0
GNV	459	450	2,00
Total	940.298	907.309	3,64

Fonte: Informe Anual CEG, 2017.

Gráfico 2. Evolução do número de clientes nos últimos 5 anos



Fonte: Informe Anual CEG, 2017.

3.1. Especificidades dos Segmentos de Mercado: Termelétrico, Industrial, Comercial, Residencial e Transporte

As vendas médias diárias totais de gás natural atingiram 13,1 milhões de m³/dia em 2017, apresentando um crescimento de 23,4% frente ao ano anterior. O crescimento do mercado termelétrico foi determinante dessa dinâmica. Destaca-se também o aumento das vendas para o segmento GNV (11,8%), indicando uma nova dinâmica nesse segmento de mercado.

Ainda com a redução do número de clientes do segmento industrial, as vendas de 2017 tiveram uma alta de 3,13% depois de dois anos consecutivos de queda. Os setores atendidos pela CEG que apresentaram consumo de gás natural foram os setores têxtil, de bebidas, farmacêutico e, principalmente, de fundição e siderurgia.

Quanto ao segmento residencial, as vendas de 2017 foram superiores em 1,24% frente a 2016. Resultado explicado principalmente do aumento do número de clientes residenciais nesse período.

O segmento comercial mostrou uma redução de vendas de 14,1% em relação a 2016. A concessionária explica essa queda pela migração de alguns grandes clientes de cogeração para o mercado livre.

O segmento GNV apresentou forte recuperação em 2017, com aumento de vendas de 11,8% frente a 2016, que impactou positivamente o resultado das vendas do mercado convencional no ano. Após retrações no período de 2013 a 2015, o mercado de GNV já havia voltado a crescer em 2016. Dois fatores foram determinantes dessa dinâmica, o aumento de preço dos demais combustíveis automotivos (gasolina e etanol), tornando a conversão mais atrativa, e a conversão de automóveis utilizados para transporte urbano contratados através de aplicativos, como Uber.

As vendas de gás e de acesso de terceiros à rede (ATR) para as termelétricas do Rio de Janeiro, mostraram um incremento de 33,9% em 2017 frente a 2016. O maior despacho das térmicas na área de concessão resultou em consumo de 8,75 milhões de m³/dia. As termelétricas mais custosas que ficaram ociosas em 2016 voltaram a operar em 2017.

Tabela 5. Volume de Vendas por Segmento: 2016 - 2017

Vendas (mil m ³ /dia)	2017	2016	Variação (%)
Residencial	317,6	313,7	1,24
Comercial	217,4	253,2	-14,14
Industrial	1.349,4	1.308,5	3,13
Postos de GNV	2.440,9	2.182,9	11,82
Total do mercado convencional	4.325,3	4.058,3	6,58
Geração Elétrica + ATR*	8.747,0	6.533,6	33,88
Total	13.072,3	10.591,9	23,42

Nota: *ATR – Acesso de Terceiros a rede
 Fonte: Informe Anual CEG, 2017.

Gráfico 3. Evolução do Volume de Vendas nos Últimos 5 anos em Mil m³/dia



Fonte: Informe Anual CEG, 2017.

3.2. Infraestrutura de Atendimento

Segundo o Informe de 2017 da CEG, nesse período foram executadas ações técnicas que ampliaram o fornecimento de gás na região metropolitana do Rio de Janeiro. Em setembro de 2017, foi iniciado o abastecimento de gás natural canalizado no município de Mangaratiba e, em outubro, foi iniciado o abastecimento no município de Japeri.

Assim, nesse ano foram assentados 1,7 Km de rede de média pressão (PE) de gás natural para o município de Japeri, com o objetivo de abastecer indústrias e postos de GNV do município.

De acordo com o programa de renovação de redes antigas da cidade, foram assentados 46.102 metros de canalizações e 1.763 ramais.

Tabela 6. Renovação da Rede 2016 e 2017

Período	Renovação Rede Assentada (metros)	Aplicação de líquido selante (metros)	Substituição de ramal completo (Nº de ramais)
2017	46.102	0	1.763
2016	38.068	0	1.552

Fonte: Informe Anual CEG, 2017.

De 1997 a 2017, a Companhia modernizou cerca de 1.134 km da rede. Parte dessa renovação - 990 km - foi feita por meio da substituição de dutos e 144 km através de aplicação de líquido selante.

Tabela 7. Renovação da Rede 1997 a 2017

Período	Renovação Rede Assentada (metros)	Aplicação de líquido selante (metros)	Substituição de ramal completo (Nº de ramais)
1997 a 2017	990.391	144	40.822

Fonte: Informe Anual CEG, 2017.

Segundo o informe da CEG, parte dos investimentos realizados em renovação das redes de gás canalizado da cidade do Rio de Janeiro foi aplicada na modernização de estações de regulagem e medição, que tinham dificuldades e decorriam em acidentes. Desta forma, é possível para companhia mapear e monitorar pelo centro de controle.

Também menciona que ainda possui um sistema de detecção preventiva que inspeciona constantemente a rede de distribuição de gás da cidade. Isso facilita a companhia definir um cronograma de manutenções e renovações.

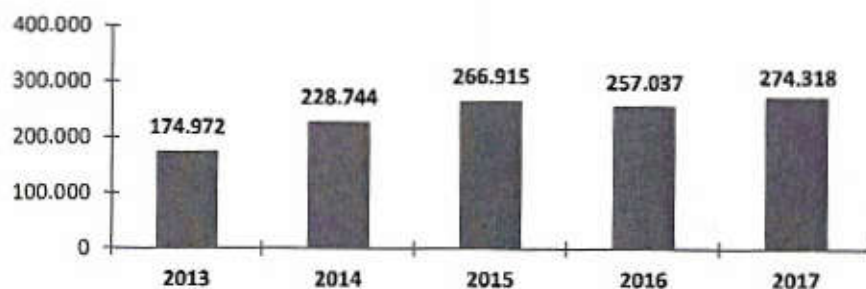
3.2.1. Recursos Investidos

Os investimentos da CEG atingiram um valor R\$ 274,3 milhões em 2017, uma variação de 6,7% frente ao período anterior. A maior parcela do investimento (45%) foi orientada para conversão e renovação da rede, que atingiu um valor de R\$ 122,3 milhões. Este valor corresponde, principalmente, ao remanejamento de redes da Companhia.

A expansão da rede também respondeu por um valor relevante, de R\$ 109,4 milhões (40% do investimento total de 2017), 21,1% superior a 2016. O projeto de gaseificação do município de Japeri e os projetos de atendimento aos municípios de Maricá e Mangaratiba, onde o gás é levado ao município por caminhões na forma de GNC determinaram esse crescimento.

Os investimentos em TI, Frota e Instalações totalizaram de R\$ 42,6 milhões. Esses recursos foram priorados para sistemas e projetos relacionados a tecnologia da informação, mas também a adequação de sua sede operacional, situada em São Cristóvão. Essa sede precisou ser remodelada por conta do projeto Porto Maravilha da Prefeitura do Rio de Janeiro, cujas obras terminaram no final de 2017.

Gráfico 4. Evolução dos Investimentos Operacionais nos Últimos 5 Anos – R\$ mil



Fonte: Informe Anual CEG, 2017.

3.3. Aspectos Econômicos e Financeiros

Para elaborar a análise econômica e financeira da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro S.A. (CEG) consideramos as demonstrações contábeis auditadas correspondentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2013, 2014, 2015, 2016 e 2017. Foram utilizados os índices econômicos e financeiros usuais na análise das informações do Balanço Patrimonial e Demonstração do Resultado do Exercício, conforme descritos no Anexo.

3.3.1. Evolução dos Índices Financeiros

A seguir são apresentados os indicadores econômicos e financeiros da CEG e as análises correspondentes.

Tabela 8. Endividamento Total, Endividamento de Curto Prazo e Participação de Capital Próprio

Índices de Estrutura Patrimonial	2013	2014	2015	2016	2017
Endividamento Total	56%	60%	60%	55%	57%
Endividamento de Curto Prazo	29%	28%	32%	31%	29%
Índice de Participação de Capital Próprio	44%	38%	40%	45%	44%

Fonte: elaboração própria

Os dados indicam uma estrutura relativamente estável do capital da empresa. A empresa recorre a capital de terceiros para 60% de seu financiamento. Esse é uma composição usual para concessionárias de serviço público. Cerca de metade do endividamento da CEG é de curto prazo, o que é um índice elevado para uma concessionária.

Tabela 9. Dívidas Financeiras sobre Capital Próprio, Dívidas Totais sobre Capital Próprio, Imobilização do Capital Próprio e Imobilização dos Recursos Permanentes

Índices de Estrutura Patrimonial	2013	2014	2015	2016	2017
Índice de Participação das Dívidas Financeiras sobre o Capital Próprio	50%	78%	82%	75%	69%
Índice de Participação das Dívidas Totais sobre o Capital Próprio	56%	60%	60%	55%	57%
Imobilização do Capital Próprio	155%	185%	176%	161%	162%
Índice de Imobilização dos Recursos Permanentes	97%	100%	105%	104%	99%

Fonte: elaboração própria

Tendo em vista que a necessidade de recursos de instituições financeiras é essencial para a manutenção das atividades da Companhia, estes têm um grau de representatividade relevante comparados ao patrimônio líquido da Companhia. Porém, vale destacar que mesmo as demais dívidas, bem como o índice de imobilização do capital próprio, se equivalem às de Companhias que tem como objeto social a exploração de concessões públicas. Logo, estão dentro do esperado.

Tabela 10. Liquidez Corrente, Liquidez Seca e Liquidez Imediata

Índices de Estrutura Patrimonial	2013	2014	2015	2016	2017
Índice de Liquidez Corrente	70%	75%	63%	63%	72%
Índice de Liquidez Seca	70%	75%	63%	63%	71%
Índice de Liquidez Imediata	9%	7%	6%	11%	8%

Fonte: elaboração própria

Considerando que os estoques da Companhia pouco influenciam em suas atividades, tanto o índice de liquidez corrente e a liquidez seca são praticamente os mesmos. Indicam que a Companhia não tem recursos suficientes para liquidar as suas obrigações de curto prazo. Ainda, os recursos de utilização imediata representados pelos equivalentes de caixa e aplicações financeiras representam cerca de 10% ao longo do período analisado.

Tabela 11. Cobertura e Juros e Cobertura de Dívidas

Índices de Estrutura Patrimonial	2013	2014	2015	2016	2017
Índice de Cobertura dos Juros	540%	377%	223%	189%	259%
Índice de Cobertura de Dívidas	81%	45%	47%	44%	53%

Fonte: elaboração própria

Os índices têm correlação com a capacidade de a Companhia operar, considerando a necessidade de financiamentos oriundos de terceiros. Como pode ser observado, o lucro líquido é suficiente para que a Companhia arque com despesas financeiras diretamente ligadas à exposição decorrente de captação de empréstimos e financiamentos. Nota-se que o fluxo de caixa oriundo das atividades operacionais esteve em patamares bem acima do necessário.

Tabela 12. Alavancagem Operacional, Alavancagem Financeira e Alavancagem Total

Índices de Estrutura Patrimonial	2013	2014	2015	2016	2017
Grau de Alavancagem Operacional	19%	14%	13%	15%	14%
Grau de Alavancagem Financeira	63%	60%	55%	56%	58%
Grau de Alavancagem Total	332%	429%	423%	373%	414%

Fonte: elaboração própria

O grau de alavancagem operacional situou-se abaixo do grau de alavancagem financeira ao longo de todo o período analisado. O grau de alavancagem operacional considera a correlação entre o resultado operacional e as receitas da atividade. Como as receitas são significativamente maiores do que o resultado, o valor do índice é baixo. Quando se observa o grau de alavancagem financeira, percebe-se que a correlação entre lucro líquido e resultado operacional é maior. Considerando os lucros que a Companhia teve e seus resultados operacionais, a alavancagem total indica resultados crescentes no período, exceto no ano de 2016.

Tabela 13. Prazo Médio de Estocagem, Prazo Médio de Recebimento, Prazo Médio de Pagamentos Operacionais, Ciclo Operacional e Ciclo Financeiro

Índices de Estrutura Patrimonial	2013	2014	2015	2016	2017
Prazo Médio de Estocagem	1	1	1	1	1
Prazo Médio de Recebimento	183	199	183	154	178
Prazo Médio de Pagamento Operacionais	117	145	126	90	126
Ciclo Operacional	184	200	184	155	179
Ciclo Financeiro	67	55	58	65	53

Fonte: elaboração própria

Nota-se que a Companhia depende muito de capital de terceiros para manter as suas atividades. Isso ratifica o que já foi demonstrado nos índices anteriores. Ainda, o que deve estar ocorrendo é uma necessidade de financiar seus recebimentos, tendo em vista que o prazo médio destes, conforme demonstrado no ciclo operacional, é superior ao prazo médio praticado para pagamento das obrigações com fornecedores.

Tabela 14. Necessidade de Capital de Giro, Capital de Giro Disponível e Saldo de Tesouraria

Estrutura Patrimonial	2013	2014	2015	2016	2017
Necessidade de Capital de Giro	186.376	176.113	318.343	318.698	257.781
Capital de Giro Disponível - CDG	332.698	579.261	495.536	454.048	621.051
Saldo de Tesouraria	(146.322)	(403.148)	(180.193)	(135.350)	(368.270)

Fonte: elaboração própria

A necessidade de capital de giro inferior ao capital de giro disponível indica que o saldo de tesouraria é deficitário, porque conta com recursos de terceiros para se manter. Pode ser observado que o montante necessário de recursos ficou alto nos anos de 2015 e 2016.

Tabela 15. Rentabilidade do Patrimônio Líquido

Estrutura Patrimonial	2013	2014	2015	2016	2017
Rentabilidade do Patrimônio Líquido	35,86%	34,00%	26,48%	23,11%	25,21%

Fonte: elaboração própria

Ainda que a rentabilidade do patrimônio líquido da empresa tenha caído no período 2013-2017, a rentabilidade é bastante elevada para uma empresa concessionária de serviço público, com pouca exposição ao risco. É possível observar que embora a empresa venha realizando captação de recursos no mercado para suprir as necessidades de investimento em itens operacionais e administrativos, pode se concluir que a CEG tem suas atividades adequadas às suas necessidades operacionais e financeiras, não apresentando quaisquer indícios de descontinuidade operacional.

3.4. Aspectos Institucionais e Jurídicos

A exploração do gás canalizado é de competência dos Estados da Federação, de forma direta ou mediante concessão, nos termos do artigo 25, § 2º da Constituição Federal:

Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.

(...)

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

O artigo 175 do mesmo diploma legal complementa a forma de atuação do Estado na prestação de serviços públicos:

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Para atuar na regulação e fiscalização dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no estado do Rio de Janeiro, foi criada pela Lei Estadual nº 2.686, de 13 de fevereiro de 1997, a Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro – ASEP-RJ. Posteriormente, a agência foi sucedida pela Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA, Lei nº Estadual nº 4.556, de 06 de junho de 2005.

A AGERNESA é uma autarquia especial, exerce o poder regulatório dos Contratos de Concessão e Permissões de Serviços Públicos licitados e elaborados pelo Poder Executivo Estadual, através das Secretarias de Estado, nas áreas de energia e saneamento básico.

3.4.1. Contrato de Concessão

Mediante tais apontamentos, o estado do Rio de Janeiro, em cumprimento às normas legais, e aplicando as regras contidas na Lei nº 8.987/95, em 21 de julho de 1997

celebrou com a CEG o contrato de concessão de serviço público de distribuição de gás canalizado.

O contrato tem como objeto a exploração pela Concessionária (CEG), dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro, cujos termos de concessão foram aprovados pelo Decreto nº 23.227, de 12 de junho de 1997.

O Contrato de concessão da CEG prevê que ela terá exclusividade para a distribuição do gás canalizado para qualquer utilização, em qualquer quantidade, na Região Metropolitana do Estado do Rio de Janeiro, entendida essa como área a que pertencem os Municípios do Rio de Janeiro, Belford Roxo, Duque de Caxias, Guapimirim, Itaboraí, Itaguaí, Japeri, Magé, Mangaratiba, Maricá, Nilópolis, Niterói, Nova Iguaçu, Paracambi, Queimados, São Gonçalo, Tanguá, Seropédica e São João de Meriti.

O prazo contratual de concessão foi de 30 (trinta) anos, deixando claro, no § 1º da cláusula terceira, que a critério exclusivo do Estado, para assegurar a continuidade e qualidade do serviço público, este prazo poderá ser prorrogado, por igual período.

Os termos previstos na cláusula sexta do contrato de concessão preveem que o estado poderá, desde que comprovado relevante interesse público, determinar que as Concessionárias passem a prestar os serviços concedidos em determinadas áreas que não tenham sistema de distribuição em funcionamento, ou que passem a atender as necessidades dos consumidores especiais.

O Estado do Rio de Janeiro e a CEG, celebraram os seguintes Termos Aditivos ao Contrato de Concessão para melhor atenderem os consumidores.

3.4.2. Primeiro Termo Aditivo – 14 de julho de 2004

Objeto: anuência às alterações societárias apresentadas pela Concessionária e expansão do serviço de gás canalizado, através da construção de ramais de distribuição de alta pressão, para o Município de Guapimirim.

3.4.3. Segundo Termo Aditivo – 04 de agosto de 2005

Objeto: expansão do serviço de gás canalizado, através da construção de ramais de distribuição de alta pressão, para os Municípios de Mangaratiba e Maricá.

3.4.4. Terceiro Termo Aditivo – 02 de dezembro de 2014

Objeto: autorização de distribuição de gás canalizado por meio de gás natural comprimido (GNC) e/ou gás natural liquefeito (GNL), com a implantação de novas redes de distribuição de gás canalizado através de gasodutos virtuais, assim considerada a ligação de dois gasodutos físicos por meio de sistema de distribuição de gás natural comprimido (GNC) e/ou gás natural liquefeito (GNL), sem necessidade de um duto intermediário entre ambos, com capacidade para atender a demanda dos Municípios de Mangaratiba e Maricá.

3.4.5. A Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG

Originada da Companhia de Iluminação a Gás, cuja data de fundação remonta ao ano de 1854, após diversas operações de transformações societárias das companhias detentoras da outorga para a distribuição do gás canalizado no Rio de Janeiro, a operação do serviço foi assumida pelo Estado da Guanabara, por meio da Companhia Estadual de Gás da Guanabara - CEG GB. A fusão geopolítica dos Estados da Guanabara e do Rio de Janeiro em 1974, formando um novo estado membro, levou à expansão de sua área de atendimento e mudança do nome empresário para Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro - CEG.

A Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro – CEG foi privatizada em julho de 1997 e passou a ter como operador técnico o Grupo Gás Natural, acionista controlador. Conforme se depreende do Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado – CEG, Decreto nº 23.227, de 12 de junho de 1997:

O ESTADO DO RIO DE JANEIRO, doravante designado apenas ESTADO, no uso do PODER CONCEDENTE que lhe confere o artigo 25, §2º, da Constituição Federal, neste ato representado pelo

Excelentíssimo Senhor GOVERNADOR DO ESTADO, MARCELLO NUNES DE ALENCAR, e a COMPANHIA ESTADUAL DE GÁS DO RIO DE JANEIRO – CEG, doravante designada CONCESSIONÁRIA, neste ato representada, na forma do seu estatuto social, com a interveniência de seus acionistas controladores GÁS NATURAL SDG S.A., sociedade constituída e existente de acordo com as leis da Espanha, com sede na A. Portal de L'Angel, nº 22, Barcelona, Espanha.[...]

Denominada de Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG, trata-se de uma sociedade por ações, com capital aberto, conforme seu Estatuto em Assembleia, de 27 de abril de 2018. Portanto, além do Estatuto, regida pela Lei no 6.404/76 e pelos Regulamentos da BM&F BOVESPA. Embora tenha o capital aberto, pode-se verificar forte concentração de ações, com a controladora detendo 54,16% e o segundo acionista detento 34,56, com pulverização que não atinge 0,2%.

Tabela 16. Participação no Capital Social por Acionista

Acionista	Participação no capital social (%)
Gas Natural Distribución Latinoamérica S.A.	54,16
BNDESPAR	34,56
FIA Dinâmica Energia	8,84
Pluspetrol Energy	2,26
Outros	0,18
Ações em Tesouraria	0,0047
Total	100

Fonte: Posição da bolsa a partir de 27 de abril de 2016.

3.4.6. A Controladora: Gas Natural Distribución Latinoamérica SA.

A partir dos anos de 1991 a Catalana de Gas SA buscou a fusão com a Gas Madrid SA e a aquisição de ativos da Repsol Butano AS, buscando a integrar o setor de gás da Espanha. Da fusão surgiu a Gas Natural SDG SA, em 1992. Com forte apetite internacional a companhia iniciou o seu processo de internacionalização, sendo atualmente uma gigante, presente em 25 países. No Brasil a sua inserção deu-se pelo processo de privatização da CEG. Por meio de operação societária de fusão entre a Gas Natural e a Unión Fenosa, criou-se o Grupo Gas Natural Fenosa, de cujo grupo participa a Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG, na qualidade de

subsidiária. A atual denominação da controladora é Gas Natural Distribución Latinoamérica SA.

4. 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.

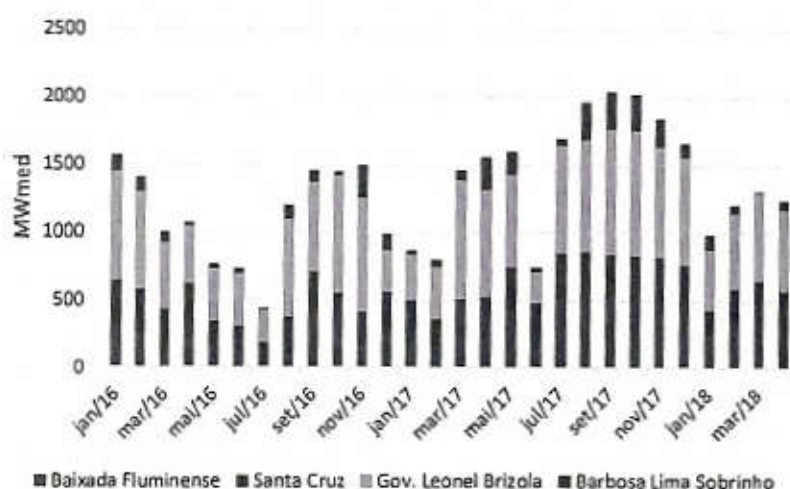
As projeções de demanda para os segmentos não térmicos (residencial, comercial, industrial e automotivo - GNV) foram estimadas por meio de modelos econométricos. Optamos por uma abordagem univariada, em que o comportamento passado da demanda de gás explica a sua evolução futura.

4.1. 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 5).

Gráfico 5. Despacho das Centrais Termelétricas na Área da CEG



Fonte: Elaboração Própria. Dados ONS.

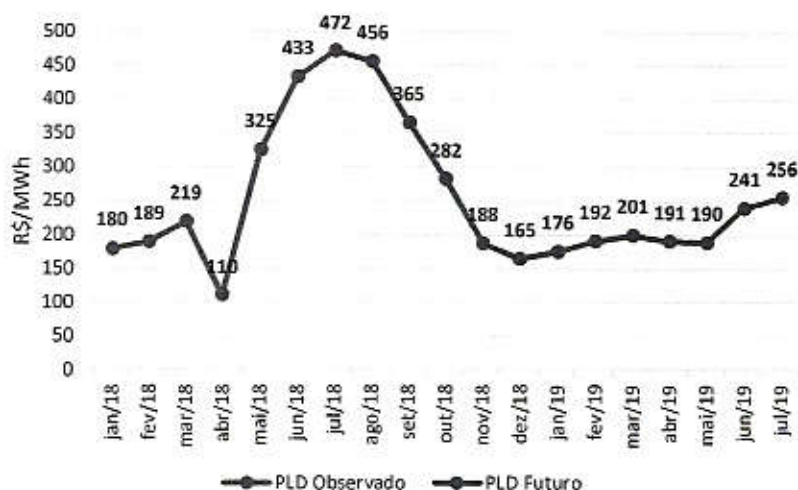
As projeções submetidas pela CEG foram elaboradas com base em um estudo desenvolvido pela PSR. A consultoria indica uma folga de abastecimento de eletricidade no Brasil e um despacho pouco significativo das termelétricas localizados no estado do Rio de Janeiro. O cenário proposto corresponde ao percentil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

No cenário proposta 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 entanto, esse cenário de baixa utilização termelétrica não é compatível com a situação atual de operação do sistema elétrico brasileiro. Em função de hidrologia desfavorável na transição do período úmido para seco, o preço de curto prazo se elevou e as termelétricas passaram a ser intensamente utilizadas. Em junho de 2018, o sistema atua em bandeira vermelha patamar 2, o nível mais crítico de abastecimento e com maior acréscimo às tarifas de eletricidade. Na semana operativa de 23/06/2018 a 29/06/2018, o PLD do Sudeste alcançou R\$ 505,18/MWh. Conforme o documento

InfoPLD de junho 2018, elaborado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), os preços de curto prazo de eletricidade devem permanecer elevados pelo próximo ano (Gráfico 6), o que deve implicar em relevante utilização de termelétricas.

Gráfico 6. PLD Observado e Futuro no Subsistema Sudeste (2018 – 2019)



Fonte: Elaboração própria. Dados CCEE.

Para projetar a demanda de gás do segmento termelétrico no quinquênio 2018-2022, assumimos que a situação projetada pela CCEE irá se verificar até o final de 2019. Para os anos seguintes consideramos três cenários: a preservação a situação vigente em 2018-2019 (superior), a convergência para a média de longo prazo (intermediário) e a proposta da CEG (inferior).

A metodologia para estimar o consumo consistiu em simular o despacho das centrais a partir de 2000 séries de Custo Marginal de Operação (CMO) do subsistema Sudeste/Centro Oeste. Foram consideradas as inflexibilidades de operação das centrais. Consideramos os seguintes dados das termelétricas da área da CEG para essa simulação:

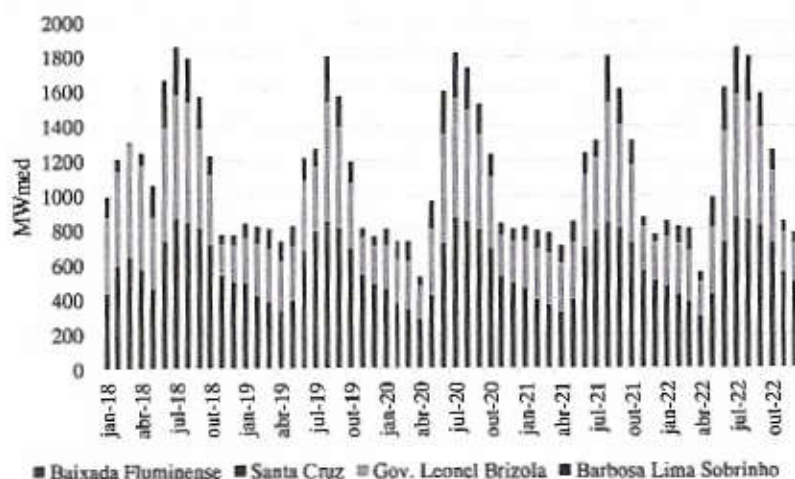
Tabela 17. Características das Termelétricas - Área CEG

	CVU (R\$/MWh)	Cap. Instalada (MW)	Inflex (MW)	Cons. Específico (mil m³/d/MW)
Baixada Fluminense	102	530		4,34
Santa Cruz	115,3	350		4,26
Gov. Leonel Brizola 1	222,5	770		4,89
Gov. Leonel Brizola 2	266	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.

No cenário em que a situação crítica de abastecimento persiste no período 2020-2022, o despacho termelétrico é elevado durante todo quinquênio. O fator de utilização do conjunto de termelétricas da área da CEG é de 54% no período (Gráfico 7).

Gráfico 7. Despacho Esperado das Termelétricas da Área da CEG (2018 – 2022):
Cenário Superior em MW med

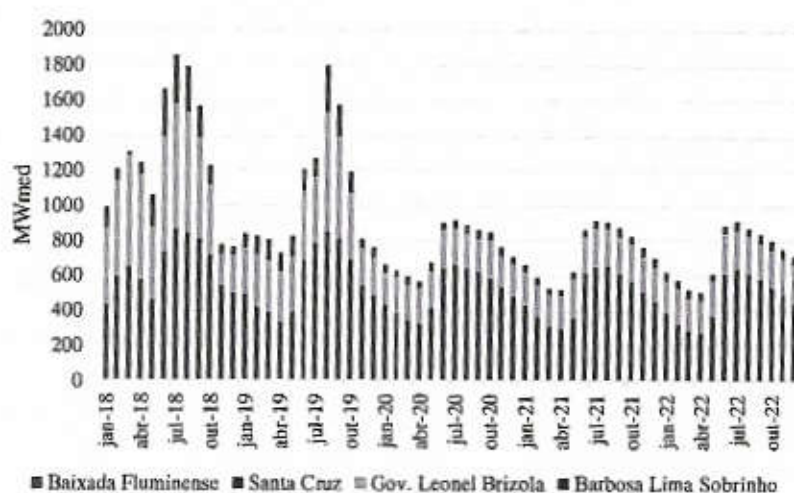


Nota: Valores observados para o período jan-18 a abr-18 (ONS)

Fonte: Elaboração própria.

No cenário em que as condições de abastecimento convergem para a média de longo prazo a partir de 2020, as termelétricas são utilizadas com menor intensidade e o fator de utilização alcança 43% no quinquênio (Gráfico 8).

Gráfico 8. Despacho Esperado das Termelétricas da Área da CEG (2018 – 2022): Cenários Intermediário em MWmed



Nota: Valores observados para o período jan-18 a abr-18 (ONS)

Fonte: Elaboração própria.

A partir desses cenários de operação das termelétricas, construímos as projeções de demanda de gás natural do segmento termelétrico na área da CEG. O terceiro cenário foi elaborado a partir da projeção proposta pela CEG, que não aponta o cenário de despacho termelétrico correspondente.

Em função da situação crítica de abastecimento de eletricidade, o consumo de gás das térmicas será bastante elevado em 2018, se aproximando de 6 milhões de m³/dia na área da CEG, segundo nossas projeções. No cenário de persistência da situação crítica (superior), o consumo permanecerá por volta de 5 milhões de m³/dia nos quatro anos posteriores.

Tabela 18. Projeção Demanda Termelétrica de Gás Natural – Cenário Superior (2018 – 2022): Mil m³/dia

	2018	2019	2020	2021	2022
Baixada Fluminense	1.671	1.508	1.499	1.519	1.546
Santa Cruz	1091	951	946	952	977
Gov. Leonel Brizola	2.49	1.772	1.957	1.841	2.029
Barbosa Lima Sobrinho	602	526	620	543	638
Total CEG	5.854	4.756	5.022	4.855	5.191

Fonte: Elaboração Própria

No cenário intermediário, com a normalização do abastecimento de eletricidade no Brasil, o consumo de gás de térmicas diminui após 2020, convergindo para 3 milhões de m³/dia (Tabela 19).

Tabela 19. Projeção Demanda Termelétrica de gás natural – Cenário Intermediário (2018 – 2022): Mil m³/dia

	2018	2019	2020	2021	2022
Baixada Fluminense	1.671	1.508	1.361	1.308	1.257
Santa Cruz	1.091	951	807	781	739
Gov. Leonel Brizola	2.49	1.772	988	991	1.018
Barbosa Lima Sobrinho	602	526	206	191	213
Total CEG	5.854	4.756	3.362	3.271	3.227

Fonte: Elaboração Própria

No cenário inferior, o consumo de gás cairia substancialmente em 2020, já que as projeções da CEG são bastante inferiores às dos outros cenários. O consumo termelétrico pós 2020 seria de apenas 1,3 milhões de m³/dia.

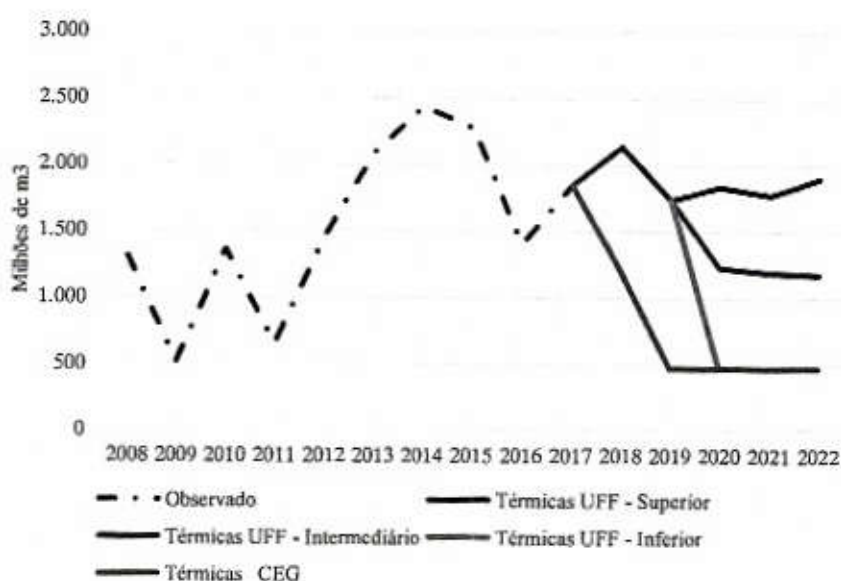
Tabela 20. Projeção Demanda Termelétrica de gás natural – Cenário Inferior (2018 – 2022): Mil m³/dia

	2018	2019	2020	2021	2022
Baixada Fluminense	1.671	1.508	679	679	679
Santa Cruz	1.091	951	0	0	0
Gov. Leonel Brizola	2.49	1.772	600	600	600
Barbosa Lima Sobrinho	602	526	0	0	0
Total CEG	5.854	4.756	1.279	1.279	1.279

Fonte: Elaboração Própria

O Gráfico 9 compara as projeções de consumo anual (milhões m³) nos três cenários elaborados pela equipe da UFF e a projeção da CEG. Entre os cenários apontados, o cenário intermediário é o que a consultoria defende como o mais provável.

Gráfico 9. Comparação das Projeções de Demanda Termelétricas



Fonte: Elaboração própria.

4.2. 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 (1).

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

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 as equações de (2) a (6).

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

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

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

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

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

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 (3) e (4) e $\Phi_p(B^S)$ e $\Theta_q(B^S)$ são os operadores auto-regressivos e de médias móveis sazonais, conforme em (5) e (6). 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.

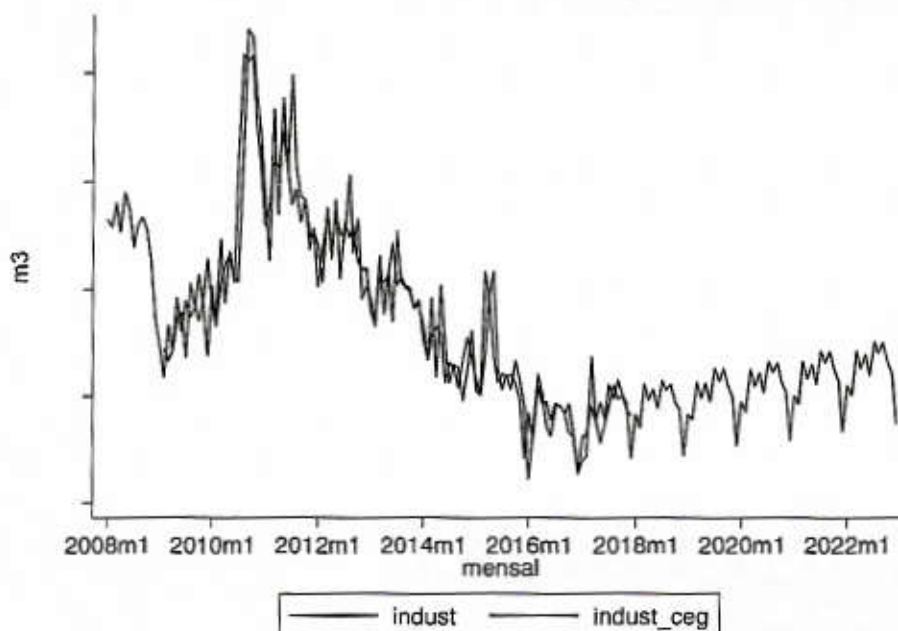
O diagnóstico consistiu em verificar se os resíduos do modelo são um ruído branco. Para avaliar a presença de autocorrelação utilizou-se o teste proposto por Ljung e Box (1978), cuja hipótese nula é de que os resíduos não são autocorrelacionados.

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).

4.3. 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 10. A evolução das curvas observada (preto) e estimada (vermelho), que são bem próximas, indicam um bom ajuste do modelo de previsão.

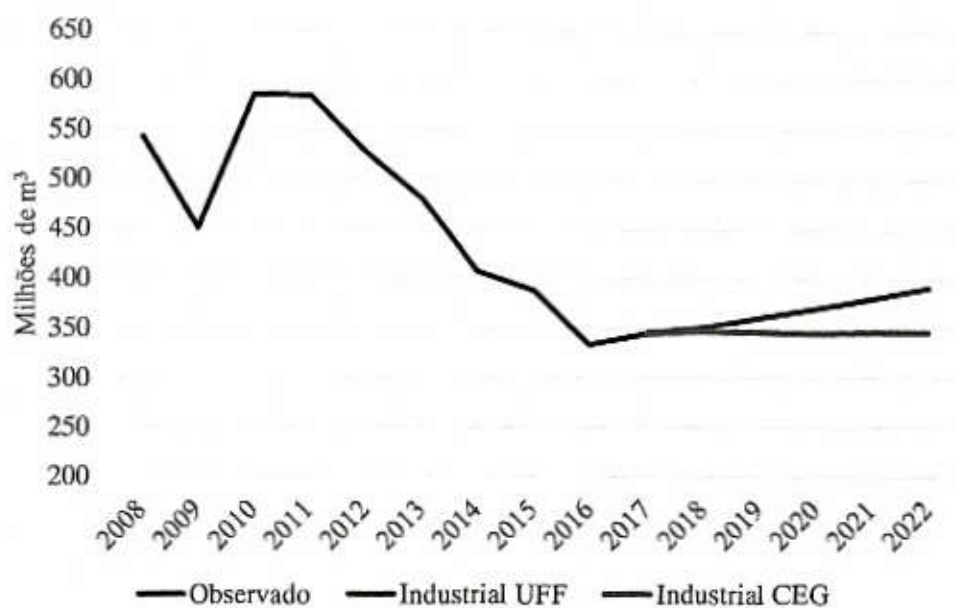
Gráfico 10. Evolução do Consumo Industrial Mensal Observado e Estimado em m³



Fonte: Elaboração própria

A projeção apresentada no Gráfico 11 indica pequena recuperação do consumo industrial de gás na área da CEG.

Gráfico 12. Comparação Projeção de Demanda Proposta pela Concessionária e Estimada

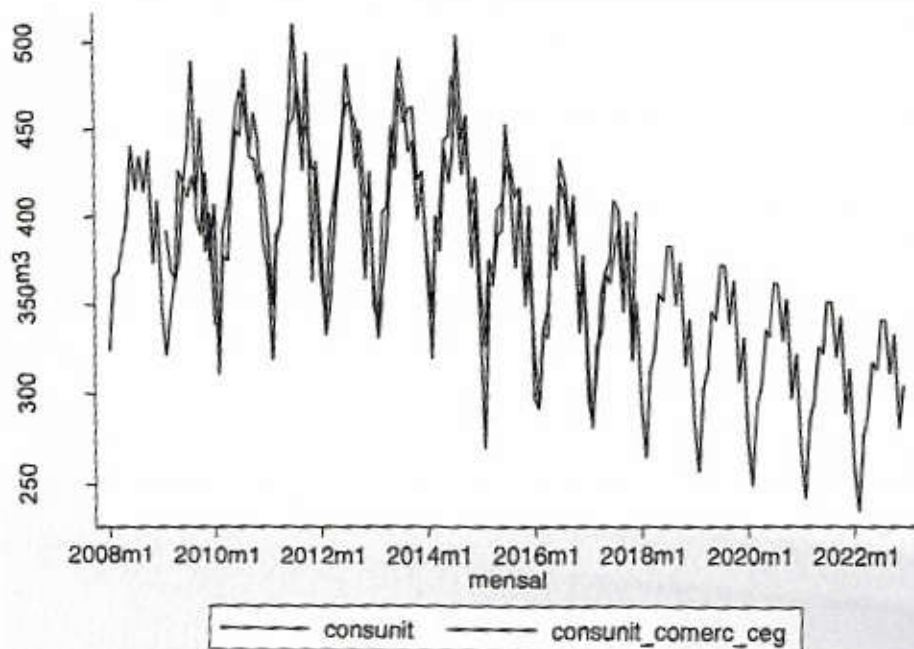


Fonte: Elaboração própria

4.3.1. 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 13.

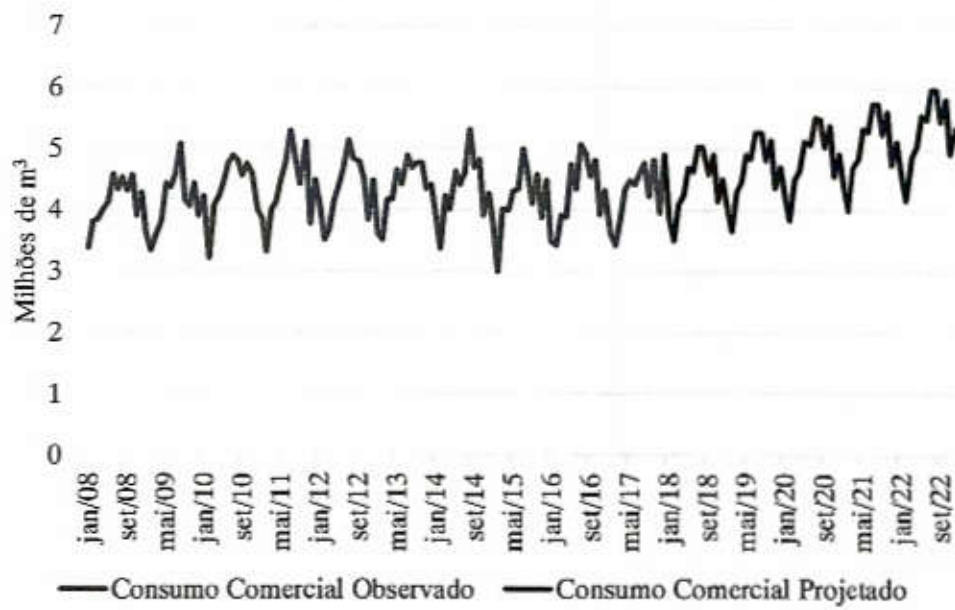
Gráfico 13. Evolução do Consumo Unitário Comercial Mensal Observado e Estimado em m³



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 a apresentado no Gráfico 14 a seguir.

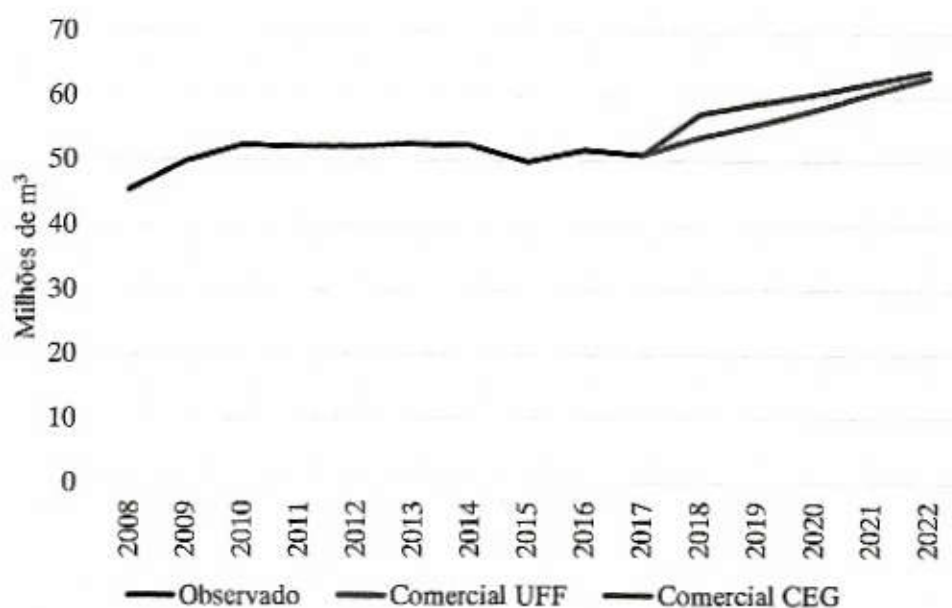
Gráfico 14. Projeção de Demanda do Mercado Comercial



Fonte: elaboração própria

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

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



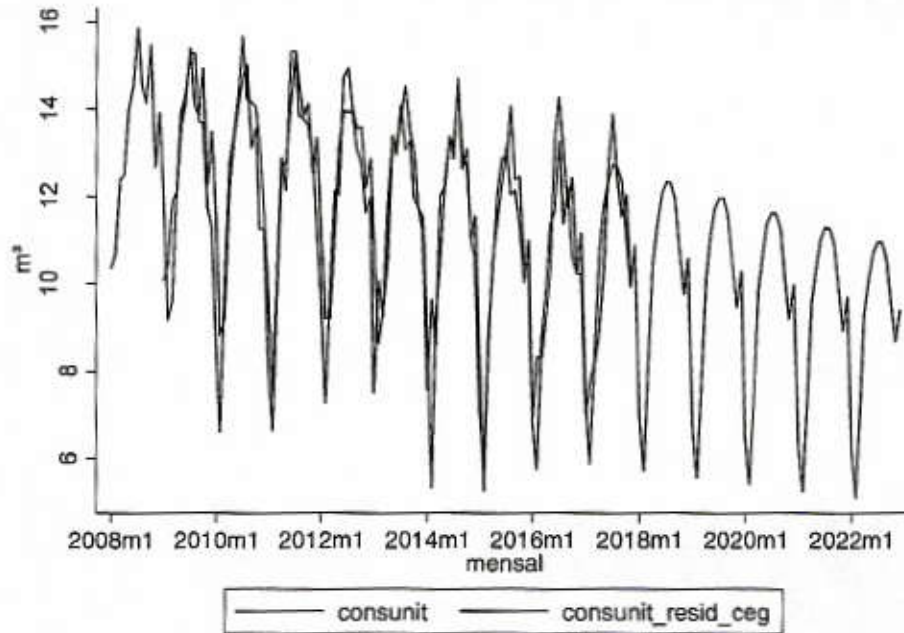
Fonte: elaboração própria

Conforme exposto no Gráfico 15, 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.

4.4. Residencial

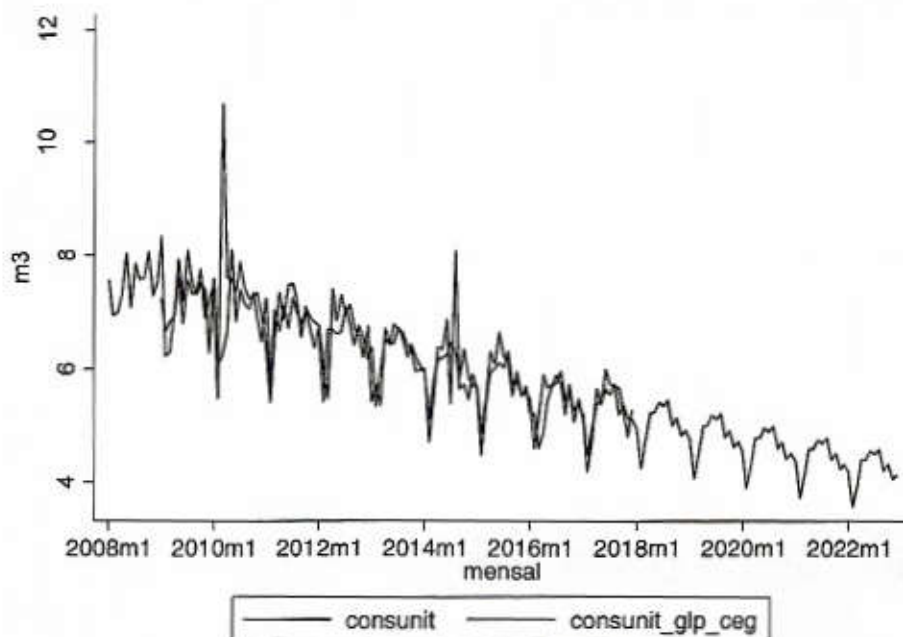
O consumo unitário de clientes residenciais na área da CEG apresenta tendência clara de queda ao longo do tempo. Essa dinâmica é determinada pelo menor nível de consumo dos novos clientes e pela mudança de hábito dos consumidores antigos, com menor uso do combustível para cocção. Essa fenômeno foi indicado 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 16 e Gráfico 17, respectivamente.

Gráfico 16. Evolução do Consumo Unitário Residencial Mensal Observado e Estimado em m³



Nota: Residencial Social MCMV
Fonte: elaboração própria

Gráfico 17. Evolução do Consumo Unitário GLP Mensal Observado e Estimado em m³

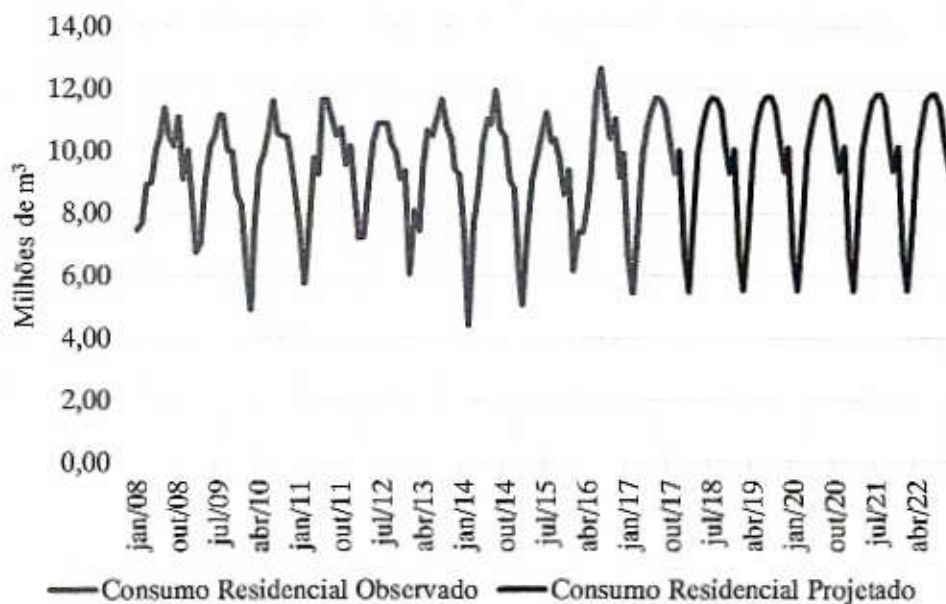


Fonte: elaboração própria

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 18.

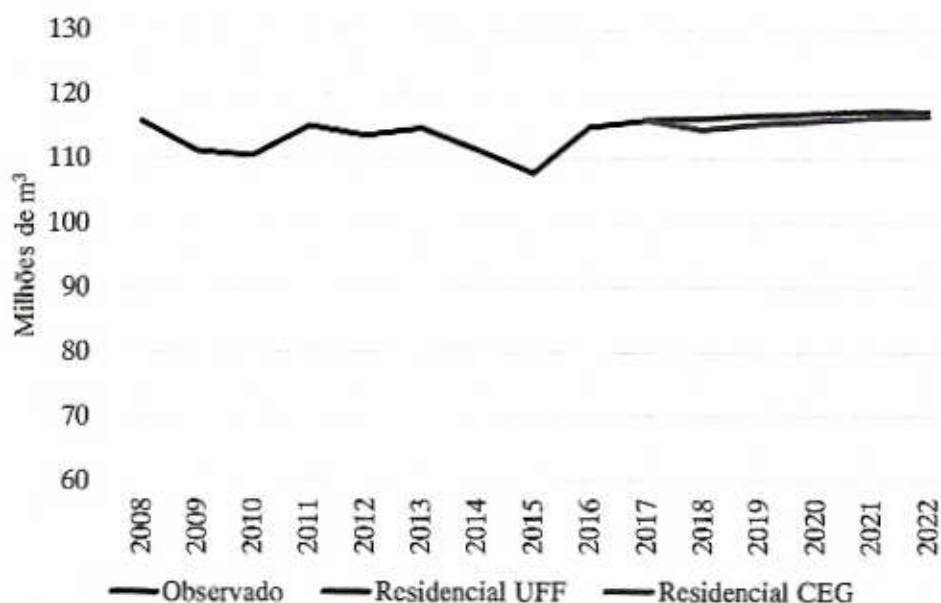
Gráfico 18. Projeção de Demanda Residencial



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

O Gráfico 19 apresenta a comparação da projeção anual da demanda residencial proposta pela concessionária (em verde) e a projeção estimada (em azul).

Gráfico 19. 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 19 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.

4.4.1. Transporte

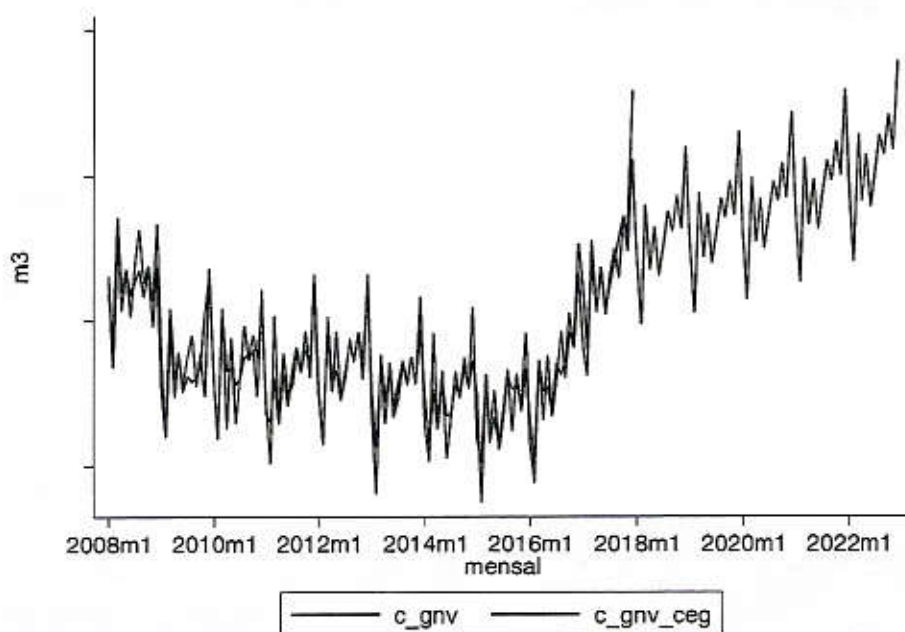
O consumo de gás no segmento de GNV apresenta recuperação recente. Após um longo período de estagnação, quando a política de controle de preços da gasolina para combater a inflação não estimulava a conversão de veículos, a demanda por GNV apresentou crescimento expressivo de 5% ao ano a partir de 2015. 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.

Outro sinal de crescimento da demanda por GNV decorre da recente crise do óleo diesel, provocada pela greve dos caminhoneiros. Com a crise de abastecimento nos postos devido a paralização nacional dos caminhoneiros, aumentou a procura por instalação do kit de GNV, principalmente, por taxistas, motoristas de aplicativos (Uber, 99 e outros), motoristas de frotas e vendedores.

A projeção econométrica do consumo unitário do segmento de transporte (GNV) encontra -se no Gráfico 20.

Gráfico 20. Evolução do Consumo de GNV Mensal Observado e Estimado em m³

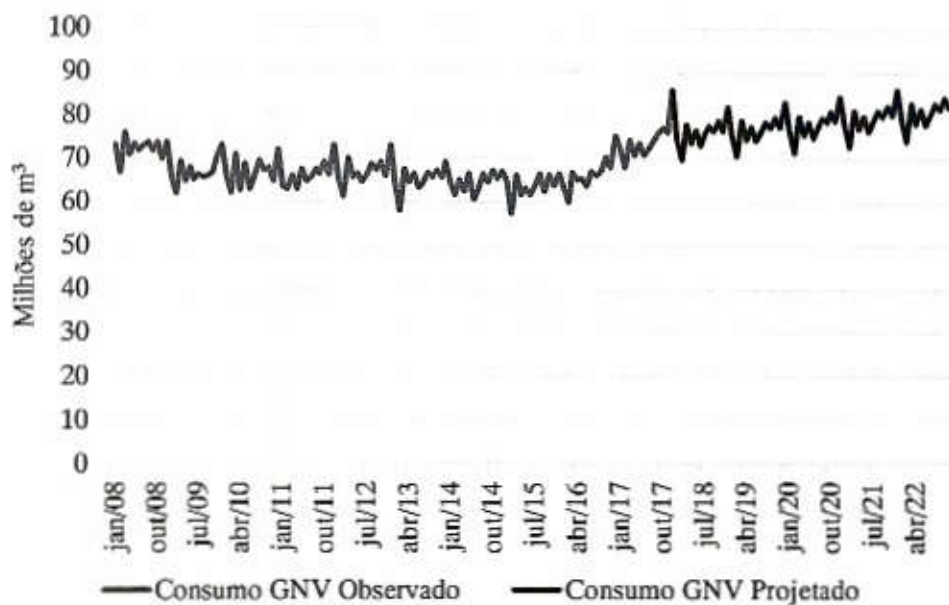


Fonte: Elaboração própria

A demanda do segmento de transporte foi projetada multiplicando a quantidade de clientes apresentada na proposta da concessionária para a CEG pelo consumo unitário

de GNV projetado no modelo econométrico empregado. O resultado da projeção está apresentado no Gráfico 21 a seguir.

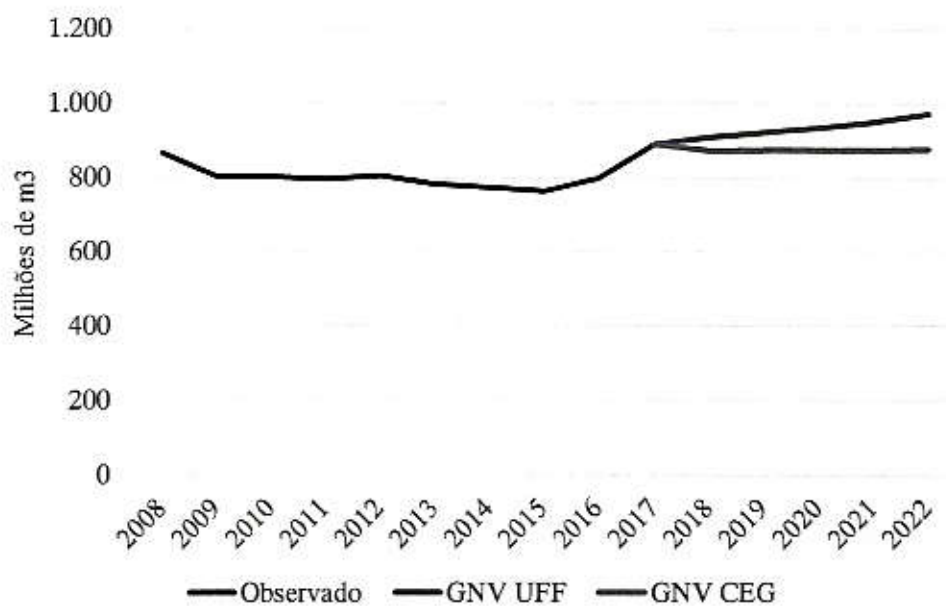
Gráfico 21. Projeção de Demanda de GNV



Fonte: Elaboração própria

O Gráfico 22 apresenta a comparação da projeção anual da demanda do segmento de transporte proposta pela concessionária (em verde) e a projeção estimada (em azul).

Gráfico 22. 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.

4.4.2. Comparação Cenários de Demanda

A Tabela 21 apresenta as comparações das projeções de demanda estimada por mercado.

Tabela 21. Comparação Projeção de Demanda CEG e UFF

Milhões de m3	Cenários	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL	Δ Cenário CEG
Residencial (*)	CEG	114	115	116	116	117	579	51%
	UFF	175	175	175	175	174	875	
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	24%
	UFF	957	1.020	1.076	1.152	1.234	5.439	
Industrial	CEG	348	347	346	346	347	1.733	-7%
	UFF	348	333	320	311	300	1.612	
Térmicas CL, AP e AI (**)	CEG	1.201	467	467	467	467	3.068	-
	Superior	2.137	1.736	1.838	1.772	1.895	9.378	206%
	Intermediário	2.137	1.736	1.230	1.194	1.178	7.475	144%
	Inferior	2.137	1.736	468	467	467	5.274	72%

Nota: (*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

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

O modelo estimado projeta um cenário de demanda residencial 51% 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 24%. Enquanto que para o mercado comercial o modelo predito projetou uma redução total de 4%, e de 7% para o segmento industrial.

Dado que a projeção da demanda industrial proposto pela concessionária não é resultado de um modelo econométrico, mas de uma análise cliente a cliente, propõe-se que seja adotado o cenário sugerido pela concessionária para esse segmento. Assim, as próximas Tabelas apresentam os diferentes cenários propostos de projeção de demanda de gás natural para o quinquênio 2018 – 2022.

Tabela 22. Demanda Projetada UFF – Cenário Superior

CEG	Demanda Projetada (Mm³/ano) - Cenário Superior				
Mercado	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial (*)	175,40	175,45	175,26	174,86	174,27
Comercial	53,73	55,65	58,17	60,67	63,16
Climatização	6,63	6,62	6,58	6,51	6,49
Geração Distribuída	0,87	0,92	1,33	3,20	3,93
Cogeração	96,77	98,17	99,83	98,76	98,44
GNV	957,10	1.020,25	1.075,84	1.151,76	1.233,85
Industrial	347,57	346,82	345,79	346,26	346,57
Vidreiras	80,03	79,91	79,70	79,34	79,28
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	2.136,71	1.735,94	1.838,16	1.772,08	1.894,72
Total Vendas Projetada UFF	3.854,81	3.519,74	3.680,65	3.693,43	3.900,70
Total Vendas Projetada CEG	2.779,73	2.048,71	2.052,60	2.056,49	2.060,15
Variação CEG	39%	72%	79%	80%	89%

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

Tabela 23. Demanda Projetada UFF – Cenário Intermediário

CEG	Demanda Projetada (Mm ³ /ano) - Cenário Intermediário				
Mercado	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial (*)	175,40	175,45	175,26	174,86	174,27
Comercial	53,73	55,65	58,17	60,67	63,16
Climatização	6,63	6,62	6,58	6,51	6,49
Geração Distribuída	0,87	0,92	1,33	3,20	3,93
Cogeração	96,77	98,17	99,83	98,76	98,44
GNV	957,10	1.020,25	1.075,84	1.151,76	1.233,85
Industrial	347,57	346,82	345,79	346,26	346,57
Vidreiras	80,03	79,91	79,70	79,34	79,28
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	2.136,71	1.735,94	1.230,42	1.193,92	1.177,86
Total Vendas Projetada UFF	3.854,81	3.519,74	3.072,91	3.115,27	3.183,84
Total Vendas Projetada CEG	2.779,73	2.048,71	2.052,60	2.056,49	2.060,15
Varição CEG	39%	72%	50%	51%	55%

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

Tabela 24. Demanda Projetada UFF – Cenário Inferior

CEG	Demanda Projetada (Mm ³ /ano) - Cenário Inferior				
Mercado	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial (*)	175,40	175,45	175,26	174,86	174,27
Comercial	53,73	55,65	58,17	60,67	63,16
Climatização	6,63	6,62	6,58	6,51	6,49
Geração Distribuída	0,87	0,92	1,33	3,20	3,93
Cogeração	96,77	98,17	99,83	98,76	98,44
GNV	957,10	1.020,25	1.075,84	1.151,76	1.233,85
Industrial	347,57	346,82	345,79	346,26	346,57
Vidreiras	80,03	79,91	79,70	79,34	79,28
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	2.136,71	1.735,94	468,11	466,84	466,84
Total Vendas Projetada UFF	3.854,81	3.519,74	2.310,60	2.388,19	2.472,82
Total Vendas Projetada CEG	2.779,73	2.048,71	2.052,60	2.056,49	2.060,15
Variação CEG	39%	72%	13%	16%	20%

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

5. 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 à competição, 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 mercado da comercialização. Existem hoje 63 empresas de comercialização de gás

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

5.1. 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 25, 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 natural³. 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).

² <http://www.anp.gov.br/?id=2666>.

³ Os elevados níveis de reinjeção estão associados às seguintes razões: i) elevados índices de contaminação do gás natural por CO₂, que requer separação antes do escoamento; e ii) grandes distância e profundidade dos campos até a costa, implicando em custos elevados de escoamento

Tabela 25. Balanço de Gás Natural no Brasil

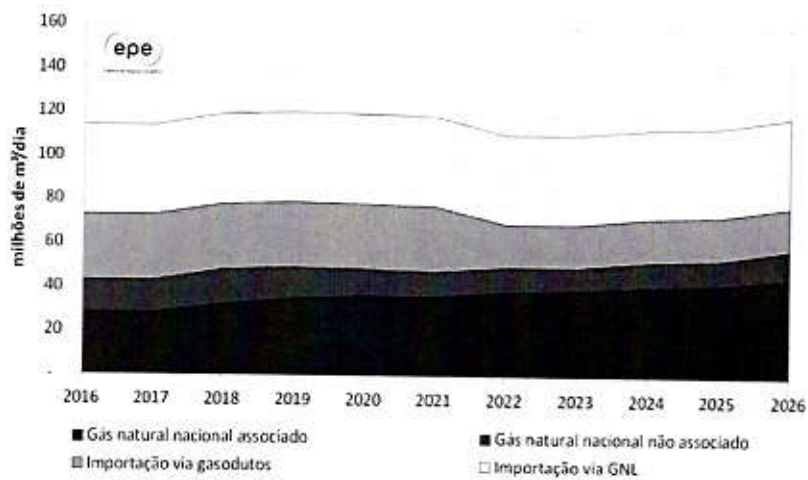
valores em milhões m ³ /d	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*	% 2017	EVOLUÇÃO
+ Produção Nacional	66.0	70.6	77.2	87.4	96.2	103.8	107.9	100%	
Em terra	16.0	16.7	20.6	23.3	23.0	23.8	20.4	19%	
Em mar	49.1	53.9	56.6	64.1	73.3	80.0	87.4	81%	
Associado	48.6	49.0	51.4	58.6	70.2	78.2	84.6	78%	
Não-Associado	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	7.0	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	69%	
- 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	3.0	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	06%	
+ 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	3.0	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 sobreoferta 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 nacional da oferta de gás importada.

Gráfico 23. Oferta Potencial de Gás para Malha Integrada

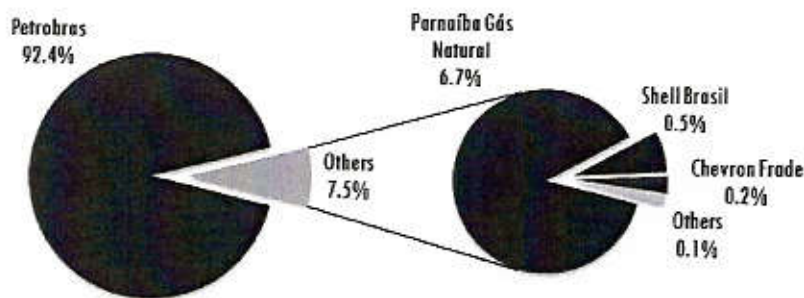


Fonte: EPE (2017).

5.2. Tendência de Diversificação dos Supridores de Gás

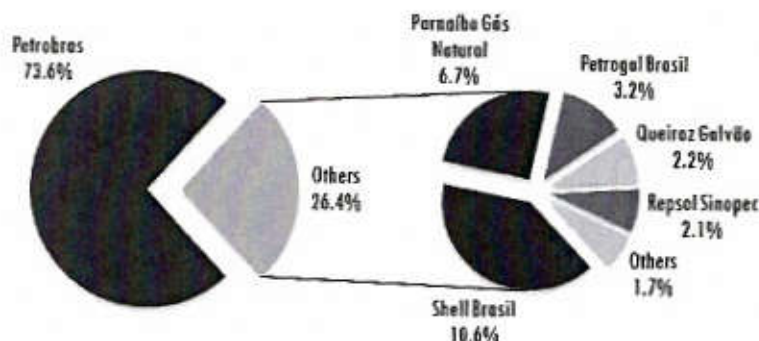
Atualmente, há 88 empresas operando no *upstream*, sendo 49 produtoras de gás natural. Todavia, em 2017, a Petrobras foi responsável por, aproximadamente, 92% da produção de gás como operadora e 73% como concessionária.

Gráfico 24. Produção Nacional de Gás Natural por Operador (Nov. 2017)



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

Gráfico 25. 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 privadas⁴.

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 que 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

⁴ 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 usina⁵ (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 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).

5.3. 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 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.

⁵ 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.

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 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.

5.4. 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 aprovado pelo órgão regulador e contém cláusulas de confidencialidade que impedem a divulgação do mesmo.

Diante do exposto acima, esta consultoria sugere à Agência Reguladora que considere a revisão da regulação da metodologia de compra de gás por parte da Concessionária. Atualmente, existe potencial competitivo para 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.

6. Projeção dos Investimentos

A proposta da CEG classifica seus investimentos projetados em três classes: Singulares, Fixos e Variáveis. A empresa projeta investimentos de R\$ 1,3 bilhões no quinquênio (Tabela 26). 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 26. 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 compressão para o projeto de GNC da CEG e o desenvolvimento de rede que 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 27).

Tabela 27 - Projeção de Investimentos por Projetos em Milhões de Reais (2017-2022)

CEG - Investimentos Singulares (MRS/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.

A recomendação da equipe UFF para os investimentos singulares é que esses só sejam considerados para fins de definição tarifárias quando há certeza de sua execução. Assim, investimentos com incerteza de implementação não deveriam ser incorporados às tarifas, para evitar desequilíbrios e necessidade de ajuste por subinvestimento. Assim, a concessionária deve ser consultada pela agência regulatória para verificar a possibilidade de execução dos quatro projetos elencados. No caso em que investimentos não computados no cálculo venham a ocorrer dentro do ciclo tarifário, esses devem ser incorporados através de revisão extraordinária. Essa consulta deve ocorrer antes da definição de Base Regulatória de Ativos da CEG no processo da 4ª Revisão quinquenal.

Os investimentos fixos têm maior representatividade no total de recursos do plano de investimentos da CEG. Mais de 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.

Tabla 28 - Projeção de Investimentos Fixos em Milhões de Reais (2017-2022)

CEG - Investimentos Fixo (MRS/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
<i>Construção de ERM / GN</i>	<i>1,99</i>	<i>0,72</i>	<i>0,72</i>	<i>0,72</i>	<i>1,68</i>	<i>1,68</i>	<i>5,52</i>
<i>Instalações Auxiliares de Rede</i>	<i>21,57</i>	<i>33,70</i>	<i>33,13</i>	<i>33,91</i>	<i>33,04</i>	<i>23,50</i>	<i>157,28</i>
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>Veículos</i>	0,44	1,23	1,62	1,61	1,61	1,61	7,68
<i>Outros Investimentos</i>	5,06	3,78	3,98	4,18	4,18	4,18	20,29
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 29). 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. A consultoria propõe que a concessionária justifique os valores relativos a Instalações Auxiliares de Rede e, eventualmente, os revise para adequá-los aos valores observados.

Tabela 29. 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 30 - Projeção de Investimentos Variáveis – Milhões de Reais (2017 – 2022)

CEG - Investimentos Variável (MRS/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>	<i>46,89</i>	<i>56,23</i>	<i>48,73</i>	<i>46,94</i>	<i>47,00</i>	<i>50,98</i>	<i>249,88</i>
<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>	<i>18,27</i>	<i>20,47</i>	<i>21,20</i>	<i>21,90</i>	<i>22,85</i>	<i>23,66</i>	<i>110,08</i>
<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>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Construção de ERM⁶</i>	<i>1,14</i>	<i>1,45</i>	<i>1,13</i>	<i>1,23</i>	<i>1,13</i>	<i>1,22</i>	<i>6,15</i>
<i>Instalações Auxiliares de Rede</i>	-	-	-	-	-	-	-
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.

⁶ ERM – Estação de Regulação e Medição

Para analisar a adequação da projeção dos investimentos variáveis da CEG, comparamos com os valores observados, considerando sua relação com a 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 31 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 31. 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 32, o custo unitário desses três componentes aumentaria em 23% no próximo quinquênio em relação aos valores observados.

A consultoria considera que esse aumento não é razoável e propõe a revisão pela concessionária dos gastos de expansão de novas redes de média e baixa pressão e de novos ramais.

Tabela 32. 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.

7. Projeção de Custos Operacionais

7.1. Análise da Evolução dos Custos Operacionais

Entre 2013 e 2016, a CEG apresentou elevação média de 2% ao ano em termos reais dos seus custos operacionais (OPEX), descontando a inflação do período pelo IGPM (Tabela 33). Em 2016, o OPEX atingiu R\$ 425 milhões, dos quais 58% referentes a despesas operacionais, com destaque para gastos com serviço a clientes (10%), gastos com atividade comercial (10%) e manutenção e conservação (8%). Despesas com pessoal comprometeram 28% do OPEX, enquanto que custos com perdas de gás na rede atingiram 11%. Despesa com aluguéis apresentou a maior taxa média de crescimento anual no período (42%), seguido por custo das perdas (32%).

Tabela 33. OPEX realizado, valores em mil R\$ dez/2016

	2013	2014	2015	2016	% 2016	Tx. Cresc. % a.a.
DESPESAS OPERACIONAIS	258.433	243.522	223.911	245.116	58%	-2%
Aluguéis	3.759	11.307	11.242	10.676	3%	42%
Manutenção e Conservação	34.498	29.996	29.481	35.773	8%	1%
Bens Imóveis e Construções	5.250	5.805	5.819	5.902	1%	4%
Equipamento de Informática	2.592	3.541	2.818	3.014	1%	5%
Veículos	1.231	1.149	1.096	1.209	0%	-1%
Instalações Técnicas	22.103	15.543	17.698	21.382	5%	-1%
Outro Imobilizado	3.322	3.957	2.051	4.266	1%	9%
Utilidades e Serviços	11.320	11.892	14.248	15.262	4%	10%
Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	6.275	6.426	7.833	7.588	2%	7%
Telefone e Outras Comunicações	4.336	4.564	5.934	6.635	2%	15%
Correio	358	419	522	1.313	0%	54%
Material de Escritório	991	1.089	612	540	0%	-18%
Outros	(641)	(606)	(652)	(815)	0%	8%
Serviços Gerais e Corporativos	22.032	19.328	20.717	25.503	6%	5%
Serviços Gerais	14.202	12.769	12.694	13.306	3%	-2%
Serviços Corporativos	7.199	5.745	7.116	11.345	3%	16%
Cotas de Associações	630	815	907	852	0%	11%
Serviços Profissionais Independentes	26.004	21.484	16.021	15.732	4%	-15%
Auditorias	387	391	455	458	0%	6%
Acessórias Técnicas	199	68	138	138	0%	-11%
Jurídicos	19.318	14.319	7.891	8.152	2%	-25%
Consultorias e Outros Serviços	6.099	6.707	7.537	6.983	2%	5%
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	12.369	12.578	11.896	10.736	3%	-5%
Seguros	2.628	2.376	2.583	4.069	1%	16%
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	2.330	3.328	2.602	2.146	1%	-3%
Despesa de Viagem	2.196	2.969	2.310	1.850	0%	-6%
Transportes e Fretes	134	359	293	296	0%	30%
Gastos de Atividade Comercial	33.813	43.590	46.583	43.551	10%	9%
Gastos Serviço a Cliente	39.943	37.870	39.529	43.378	10%	3%
Leitura de Medidores e Envio de Faturas	16.757	15.373	14.960	16.609	4%	0%
Gestão de Serviço de Corte e Cobrança	8.839	9.156	8.856	9.013	2%	1%
Inspeções Periódicas	743	732	1.192	2.090	0%	41%
Serviços de Teleanendimento	5.727	4.845	6.997	7.326	2%	9%
Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	6.445	7.273	6.961	7.672	2%	6%
Custo de Atendimento ao Cliente	456	-	10	96	0%	-41%
Controle de Qualidade de Serviços	976	492	553	573	0%	-16%
Outros Serviços Exteriores	17.691	18.502	17.545	17.778	4%	0%
Subscrições, documentos e Outros Serviços	10.980	11.989	9.548	11.480	3%	1%
Colaborações Externas	2.605	3.768	4.542	3.762	1%	13%
Custo do Pessoal Expatriado	4.106	2.746	3.455	2.536	1%	-15%
Outros	52.046	31.271	10.890	19.094	4%	-28%
Outros Gastos de Exploração	27.685	17.769	6.911	16.002	4%	-17%
Tributos	24.360	13.501	3.979	3.092	1%	-30%
Gastos de GNC	-	-	572	1.417	0%	-
DESPESAS DE PESSOAL	116.385	113.920	112.130	118.726	28%	1%
OUTRAS DESPESAS	28.585	24.834	37.256	61.613	14%	29%
Provisões	8.299	8.531	8.617	14.810	3%	21%
Perdas de Gás	20.286	16.303	28.639	46.803	11%	32%
Total OPEX	403.403	382.275	373.297	425.455	100%	2%
Base de Cliente Realizada	38.888	46.053	55.550	64.221		

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG

O OPEX realizado entre 2013 e 2016 – a Concessionária não disponibilizou dados referentes a 2017, último ano do quinquênio passado – 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 IGPM.⁷ Projetou-se um OPEX de R\$ 1.689 milhões para 2013-2016, porém foi realizado apenas R\$ 1.584 milhões, cerca de 6% a menos (R\$ 105 milhões) do que foi considerado na última revisão tarifária (Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013), como pode ser observado na Tabela 34. As despesas operacionais realizadas foram 12% maiores do que as projetadas para o período, porém as despesas com pessoal foram 21% menores (R\$ 121 milhões a menos) e outras despesas 36% menores (R\$ 85 milhões). Nesta rubrica, destaca-se a discrepância entre as perdas projetadas (R\$ 200 milhões) e as perdas observadas (R\$ 112 milhões) para o período entre 2013-2016.

Tabela 34. OPEX Projetado versus Realizado (valores em mil R\$ dez/2016)

	2013	2014	2015	2016	Total
OPEX Projetado					
Operacional	203.442	218.842	222.226	225.358	869.867
Pessoal	139.985	143.447	147.421	151.436	582.289
Outras	40.368	62.144	65.742	69.539	237.793
Total projetado	383.794	424.433	435.388	446.333	1.689.949
OPEX Realizado					
Operacional	258.433	243.522	223.911	245.116	970.982
Pessoal	116.385	113.920	112.130	118.726	461.160
Outras	28.585	24.834	37.256	61.613	152.288
Total Realizado	403.403	382.275	373.297	425.455	1.584.429
Realizado - Projetado					
Operacional	54.991	24.680	1.686	19.758	101.114
Pessoal	-23.600	-29.527	-35.291	-32.710	-121.129
Outras	-11.783	-37.311	-28.486	-7.926	-85.505
Total	19.608	-42.158	-62.091	-20.878	-105.519
Realizado/Projetado (%)					
Operacional	27%	11%	1%	9%	12%
Pessoal	-17%	-21%	-24%	-22%	-21%
Outras	-29%	-60%	-43%	-11%	-36%
Total	5%	-10%	-14%	-5%	-6%

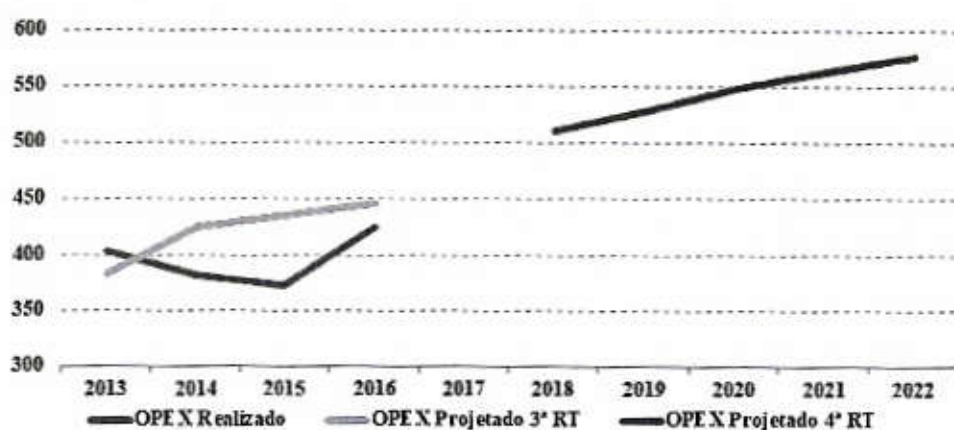
Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG e Deliberação AGENERSA nº 1.796/2013

⁷ 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 (IGMP).

O Gráfico 26 apresenta a evolução do OPEX projetado na 3ª Revisão Tarifária, o OPEX realizado no período entre 2013 e 2016 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 do patamar projetado para o quinquênio anterior e ainda mais acentuada em comparação com 2016.

A Tabela 35 apresenta o OPEX projetado para o próximo quinquênio, sugerindo elevação média anual de 3% nos próximos cinco anos. Porém, os R\$ 510 milhões pleiteados para 2018 representam um aumento de 20% frente aos R\$ 425 milhões realizados em 2016.

Gráfico 26. 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

Tabela 35. OPEX projetado, valores em mil R\$ dez/2016

	2018	2019	2020	2021	2022	% 2016	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	6.810	7.196	7.196	7.197	7.197	1%	1%

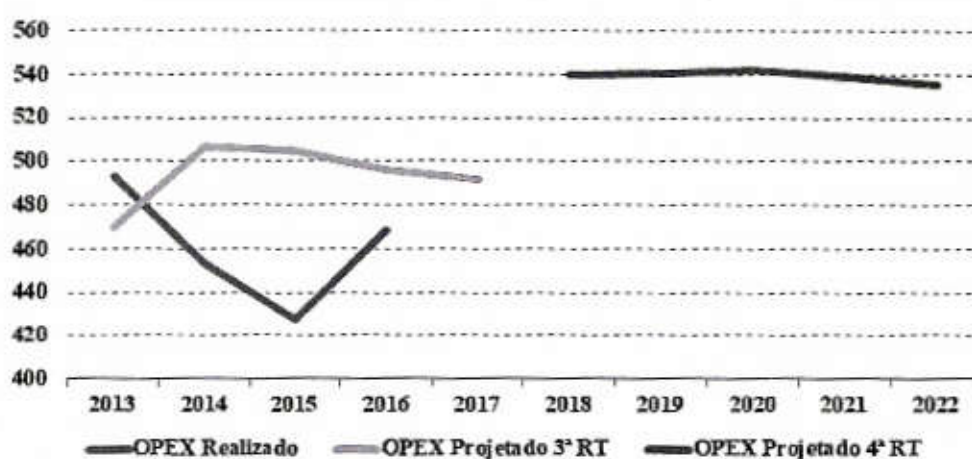
Combustíveis							
Telefone e Outras Comunicações	4.887	5.140	5.397	5.397	5.397	1%	3%
Correio	877	988	1.081	1.121	1.152	0%	7%
Material de Escritório	742	754	766	778	789	0%	2%
Outros	398	400	403	405	408	0%	1%
Serviços Gerais e Corporativos	28.374	29.554	30.644	30.865	31.111	5%	2%
Serviços Gerais	15.418	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 Independentes	21.387	21.380	21.626	21.645	21.665	4%	0%
Auditorias	504	503	501	501	501	0%	0%
Acessórias 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%
Inspecções Periódicas	1.339	1.376	1.417	1.459	1.503	0%	3%
Serviços de Teletendimento	9.357	10.041	11.283	12.327	13.408	2%	9%
Controle de Qualidade de Leitura, Inspecções 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	945.909	978.841	1.011.718	1.044.486	1.077.037		

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG

A CEG projeta elevação da base de clientes de 3,2% ao ano para o próximo quinquênio, alcançando 1,07 milhão de clientes em 2022, o que representa um aumento de 18%

frente ao patamar verificado em 2016. O Gráfico 27 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 27. 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

7.2. Projeção de Perdas

A CEG projeta elevação significativa dos custos das perdas de gás para os próximos anos, representando um aumento médio anual de 10% entre o valor observado em 2016 (R\$ 46 milhões) e o projetado para 2022 (R\$ 84 milhões). A proposta da concessionária para CEG apresenta um cenário muito preocupante quanto à evolução das perdas de gás.

A concessionária está pleiteando um aumento das perdas de gás por razões físicas e comerciais de 1,5% em 2016 para 2,8% 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.

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).

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.

A análise da proposta apresentada pela concessionária revelou que não existe razões aceitáveis para o pleito de elevação da estimativa de perdas. A única razão apresentada pela concessionária foi a atípica elevação das perdas no ano de 2016 em relação ao ano de 2015. A Tabela 36 abaixo apresenta o nível de perdas e sua variação entre os anos de 2013 e 2016. É possível observar que as perdas caíram significativamente entre 2013 e 2014 e depois cresceram. Entre 2015 e 2016 as perdas aumentaram 147%, saltando de 0,58% para 1,43%. Ou seja, ocorreu um aumento nominal de 0,85% no ano de 2016.

Tabela 36. Evolução das Perdas Totais da CEG

Ano	Perdas
2013	0,65%
2014	0,43%
2015	0,58%
2016	1,43%

Fonte: elaboração própria

Para projetar as perdas para os anos de 2018 a 2022, a concessionária simplesmente adotou a premissa de que a cada ano as perdas teriam um incremento anual de 0,85%, ultrapassando o limite máximo regulatório de 3% já no ano de 2018.

Na opinião desta consultoria a metodologia adotada não é robusta. Primeiro porque diante da evolução das perdas apresentada na Tabela 36, não é metodologicamente correto escolher apenas um ano para determinar a tendência de todo o novo ciclo de 5

anos. A escolha do maior valor é discricionária e não há como afirmar que reflete a tendência. Caso a evolução passada das perdas fosse o critério para projetar a evolução futura, seria necessário considerar uma série histórica desta evolução para realizar tal cenário.

Em segundo lugar, esta consultoria 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 feita para evitar a trajetória de elevação das perdas. Assim, recomenda-se por princípios de razoabilidade e eficiência não projetar elevação de perdas para o próximo quinquênio, contestando a projeção da Concessionária de 2,8% ao ano.

A Consultoria recomenda ao regulador duas alternativas para fixar as perdas futuras. A primeira alternativa seria estabelecer uma meta de redução progressiva das perdas até o menor valor do ciclo tarifário anterior. Ou seja, a meta sairia do mesmo valor de perdas para o ano 2016 (1,43%) com redução progressiva para o menor valor do ciclo anterior (0,43%). Neste caso admite-se que esta seria uma meta factível uma vez que foi atingida na prática

Alternativamente, caso o regulador entenda que não existem estratégias razoáveis para redução das perdas no ciclo que se inicia, a meta seria estabelecida pelo valor de 2016, 1,43%. Nesta alternativa, utiliza-se o valor mais recente da proposta de revisão, que reflete melhor as condições de tecnológicas e de mercado da empresa.

A Tabela 37 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 37. Projeção das Perdas

	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Volume projectado (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) (a)	77.832	57.364	57.473	57.582	57.684	
Custo das perdas OPEX (R\$ mil) (b)	65.185	68.559	72.864	80.063	84.857	371.528
Cenário A (perdas decrescentes)						
Perdas médias anuais (%)	1,4%	1,2%	1,0%	0,9%	0,7%	
Volume projectado (mil m ³ /ano)	37.648	24.528	21.320	18.099	14.864	
Diferença para projeção CEG (%)	-52%	-57%	-63%	-69%	-74%	
Custo das perdas (R\$ mil) UFF	38.843	26.543	24.439	22.207	19.759	131.792
Diferença para CEG OPEX (%)	-40%	-61%	-66%	-72%	-77%	35%
Cenário B (perdas constantes)						
Perdas médias anuais (%)	1,4%	101,4%	201,4%	301,4%	401,4%	
Volume Projectado (mil m ³ /ano)	39.750	29.297	29.352	29.408	29.460	
Diferença para Projeção CEG (%)	-49%	-49%	-49%	-49%	-49%	
Custo das perdas (R\$ mil) UFF	41.039	31.720	33.687	36.145	39.188	181.778
Diferença para Projeção CEG (%)	-37%	-54%	-54%	-55%	-54%	49%

Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela CEG

Por fim, esta consultoria 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. Projeção do OPEX

Para os demais gastos operacionais projetados, considera-se prudente aprovar as projeções da CEG referentes aos gastos com manutenção e conservação da rede, bem como outras despesas de caráter administrativo.

Entretanto, dado o crescimento projetado para a base de clientes da CEG e o histórico recente observado (2013-2016), a Consultoria UFF avalia que alguns itens específicos

apresentam elevação sem fundamentação, não correlacionada à expansão esperada para o mercado.

A Tabela 38 apresenta as projeções da Consultoria UFF para o OPEX da CEG. Em relação à projeção da Concessionária, além dos cenários para gastos com perdas, as seguintes despesas foram contestadas:

- Consultorias e Outros Serviços
- Publicidade, Propaganda e Relações Públicas
- Leitura de Medidores e Envio de Faturas
- Serviços de Teleatendimento
- Subscrições, documentos e Outros Serviços

Os gastos operacionais devem acompanhar, em algum grau, o crescimento da base de clientes da concessão. As despesas assinaladas 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 RIO.

Para tanto, deve-se levar em conta o crescimento observado nos últimos anos das despesas em análise vis-à-vis ao crescimento da base de clientes no período, obtendo-se uma sensibilidade histórica entre evolução do gasto e crescimento da base de clientes. Esta sensibilidade representa uma elasticidade clientes-custo que é aplicada ao crescimento esperado da base de clientes futura para gerar a projeção do gasto específico. A seguinte metodologia foi empregada para projetar os gastos operacionais acima indicados:

- Correção dos valores históricos pelo IGPM do período até dezembro de 2016;
- Cálculo da elasticidade cliente-custo de cada gasto para o período passado (2013-2016): $elasticidade = \Delta\% \text{ do gasto} / \Delta\% \text{ da base de clientes}$;
- Projeção do crescimento da base de clientes, contrastando o valor inicial de 2018 com o valor observado em 2016;
- Aplicação da projeção de clientes ponderada pela elasticidade cliente-custo para os anos do próximo quinquênio, utilizando como base o valor observado em 2016.

Tabela 38. Projeção de OPEX - UFF

	2018	2019	2020	2021	2022	SOMA
DESPESAS OPERACIONAIS	264.540	278.099	284.302	289.059	294.304	1.410.303
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
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	17.273	17.616	18.163	18.514	18.867	90.433
Auditorias	504	503	501	501	501	2.510
Acessórias Técnicas	124	124	127	127	127	628
Jurídicos	9.267	9.270	9.470	9.473	9.477	46.957
Consultorias e Outros Serviços	7.378	7.720	8.065	8.413	8.762	40.338
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	11.290	11.767	12.247	12.728	13.209	61.241
Seguros	2.732	2.725	2.718	2.718	2.718	13.610
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	2.492	2.513	2.534	2.615	2.646	12.801
Despesas de Viagem	2.357	2.377	2.397	2.478	2.508	12.118
Transportes e Fretes	135	136	137	137	138	683
Gastos de Atividade Comercial	49.276	51.304	52.744	54.218	55.732	263.276
Gastos Serviço a Cliente	47.478	49.627	51.749	53.932	56.234	259.020
Leitura de Medidores e Envio de Faturas	16.666	16.713	16.759	16.803	16.846	83.788
Gestão de Serviço de Corte e Cobrança	10.448	11.373	12.327	13.362	14.483	61.993
Inspecções Periódicas	1.339	1.376	1.417	1.459	1.503	7.093
Serviços de Teletendimento	8.126	8.851	9.614	10.413	11.246	48.250
Controle de Qualidade de Leitura, Inspecções 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	22.426	22.655	22.889	23.048	23.205	114.223
Subscrições, documentos e Outros Serviços	11.685	11.855	12.022	12.185	12.344	60.091
Colaborações Externas	4.404	4.415	4.422	4.430	4.438	22.109
Custo do Pessoal Expatriado	3.142	3.135	3.128	3.128	3.128	15.661
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						
Provisões	14.810	14.810	14.810	14.810	14.810	74.049
Perdas de Gás						
Cenário - Perdas Constantes (A)	41.039	31.720	33.687	36.145	39.188	181.778
Cenário - Perdas Decrescentes (B)	38.843	26.543	24.439	22.207	19.759	131.792
Custos de Odorizantes	1.292	1.094	1.097	1.099	1.102	5.684
Total OPEX						
Cenário - Perdas Constantes (A)	464.677	473.554	487.416	494.635	502.924	2.423.205
Cenário - Perdas Decrescentes (B)	462.481	468.378	478.169	480.697	483.495	2.373.219
Diferença OPEX CEG RIO (A)	91%	90%	89%	88%	87%	89%
Diferença OPEX CEG RIO (B)	91%	89%	87%	85%	84%	87%
Base de Cliente Projetada	945.909	978.841	1.011.718	1.044.486	1.077.037	

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

8. 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>

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.
- 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. 2ª 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 Açu. Acesso em 09 de Fevereiro de 2018, disponível em Agência CANAL ENERGIA: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53023001/prumo-logistica-assina-terminos-de-compromisso-com-bp-e-siemens-para-ute-do-acu>

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.

ANEXOS CEG

Descrição e análise gráfica dos indicadores financeiros

1. Endividamento total - Utilizado para identificar a proporção de ativos que uma Companhia possui, mas que estão financiados por recursos de terceiros, ou seja, por dívidas que devem ser liquidados em data futura.
2. Endividamento de curto prazo – Indica o nível de exigibilidade de curto prazo do endividamento. Não existe uma regra geral para determinar qual o ideal para este índice, mas quando menor for o mesmo significa maior “folga” em relação às dívidas e compromissos existentes.
3. Evolução do índice de endividamento - Indica quanto do Patrimônio Líquido da Companhia está aplicado no Ativo Permanente, ou seja, quanto do Ativo Permanente da Companhia é financiado pelo seu Patrimônio Líquido. Evidencia, dessa forma, a maior ou menor dependência de recursos de terceiros para manutenção dos negócios.
4. Evolução do índice de participação do capital próprio - Retrata o grau de endividamento da Companhia em comparação com as dívidas financeiras, devidas por empréstimos e financiamentos, demonstradas nos passivos circulante e não circulante.
5. Evolução do índice de endividamento geral - Demonstra a proteção dos credores contra insolvência e a capacidade de obtenção de financiamento adicional, tendo em vista o aproveitamento de oportunidades de investimento.
6. Imobilização do capital próprio - Representa quanto do Patrimônio Líquido, em termos percentuais, está alocado em ativos não circulantes, exceto realizável em longo prazo.
7. Evolução do índice de imobilização dos recursos permanentes - Retrata o quanto de capital próprio (PL) e capital de terceiros (empréstimos e financiamentos) está investido em ativos não circulantes, exceto realizável em longo prazo.
8. Evolução do índice de liquidez corrente - Demonstra a capacidade de pagamento da Companhia no curto prazo.

9. Evolução do índice de liquidez imediata - Demonstra a capacidade de pagamento da Companhia considerando apenas os valores registrados como caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras.
10. Índice de cobertura dos juros - Indica a capacidade da Companhia de efetuar pagamentos de juros previstos em contratos, tendo como parâmetro o resultado operacional apresentado na demonstração de resultados.
11. Índice de cobertura de dívidas - Indica a capacidade da Companhia de efetuar pagamentos de curto prazo a partir de recursos gerados pelo fluxo de caixa operacional.
12. Grau da alavancagem operacional - Indica a capacidade que a Companhia possui, de acordo com a sua estrutura de custos fixos, para implementar um aumento nas vendas e gerar um incremento nos resultados, ou, para diminuir as vendas e produzir uma redução nos resultados.
13. Grau da alavancagem financeira - Mede a capacidade da empresa impulsionar sua situação financeira, inclusive com recursos de terceiros.
14. Grau da alavancagem total - Determinada em função da relação existente entre as Receitas Operacionais e o Lucro Antes de Juros e Imposto de Renda (LAJIR).
15. Necessidade de capital de giro - Demonstra a necessidade por capital que vem do ciclo operacional da Companhia.
16. Capital de giro disponível - Corresponde a recursos de longo prazo e permanentes necessários para o giro das operações da Companhia.
17. Prazo médio de estocagem - Apura quantos dias, em média, os recursos de curto prazo ficam alocados em estoque (matérias primas, produtos em processamento e produtos acabados).
18. Prazo médio de recebimento - Compreende a razão entre o volume de contas a receber (CR) e as vendas médias diárias (obtidas por meio do volume global de vendas ou receita operacional bruta dividido pelo número de dias no ano).
19. Prazo médio de pagamentos operacionais - Compreende a razão entre contas a pagar (CP) e as vendas médias diárias (obtido por meio do volume global de vendas ou receita operacional bruta dividido pelo número de dias no ano). Ele apura quantos dias, em média, os recursos de curto prazo ficam alocados em contas a pagar, ou seja, quantos dias a Companhia usa recursos dos fornecedores para se financiar.

20. Ciclo financeiro - Indica o período em que a Companhia fica a descoberto, tendo que financiar suas operações com recursos próprios.
21. Ciclo operacional - Indica o período em que a Companhia demanda para produzir, vender e receber recursos provenientes as suas atividades operacionais.
22. Saldo de tesouraria - Demonstra se a Companhia tem dinheiro suficiente para lidar com obrigações financeiras de curto prazo, sem reduzir os recursos alocados no ciclo operacional.