

**GRUPO DE TRABALHO INSTITUÍDO PELA PORTARIA AGENERSA Nº  
500/2017**

**RELATÓRIO TÉCNICO**

**4ª REVISÃO QUINQUENAL - CONCESSIONÁRIA CEG**

**ÍNDICE**

**Parte I – Introdução**

1. Das bases contratuais	04
2. Do desenvolvimento das tarefas e da metodologia	06
2.1. Apresentação da proposta	06
2.2. Contratação da consultoria	07
2.3. Fluxo de caixa livre da empresa	07
2.4. CAPM	07
2.5. WACC	08

**Parte II – Da proposta apresentada**

3. O documento original	09
3.1. Sumário	09
3.2. Introdução	09
3.3. Entorno Regulatório e Institucional	10
3.4. Taxa de remuneração de capital	10
3.5. Projeção de margem total não reposicionada	11
3.6. Custos operacionais – OPEX	15
3.7. Receitas correlatas	16
3.8. Plano de investimentos	17
3.9. Base de remuneração dos ativos - BRA	19
3.10. Compensação dos investimentos não realizados no quinquênio anterior	21
3.11. Deduções da base de cálculo dos impostos	22
3.12. Compensação de Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária	22
3.13. Custos autorizados pela Agência Reguladora	22
3.14. Índice de reposicionamento tarifário - m	22
3.15. Estrutura tarifária proposta	23
3.16. Anexos	25
4. A reformulação da proposta	26
4.1. Taxa de remuneração de capital	26
4.2. Projeção de margem total não reposicionada	26
4.3. Custos operacionais – OPEX	29
4.4. Receitas correlatas	32
4.5. Plano de investimentos	32
4.6. Base de remuneração dos ativos - BRA	34
4.7. Compensação dos investimentos não realizados no quinquênio anterior	34
4.8. Deduções da base de cálculo dos impostos	34
4.9. Compensação de Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária	35
4.10. Custos autorizados pela Agência Reguladora	35
4.11. Do Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão	35
4.12. Índice de reposicionamento tarifário - m	35
4.13. Estrutura tarifária proposta	36

4.14. Anexos	38
<b>Parte III – Das Consultas e Audiências Públicas</b>	
5. Os eventos e as contribuições	39
5.1. ABIVIDRO	39
5.2. ABRACE	42
5.3. BCG	43
5.4. FIRJAN	43
5.5. NOVIX	44
5.6. PETROBRÁS	45
5.7. PSR	45
5.8. SIQUEIRA CASTRO	46
5.9. ZENERGÁS	46
5.10. ABEGÁS	46
5.11. DEFENSORIA PÚBLICA	46
5.12. OUTROS	47
<b>Parte IV – Da Consultoria</b>	
6. O Relatório I	48
7. O Relatório II	48
7.1. Introdução	48
7.2. Melhores práticas em processos de revisão tarifária	48
7.3. Caracterização da concessionária - CEG	51
7.4. Projeção de mercado 2018-2022	54
7.5. Projeção da oferta	57
7.6. Projeção dos investimentos	58
7.7. Projeção dos custos operacionais	58
7.8. Referências	60
8. O Relatório III	61
9. O Relatório IV	63
9.1. Introdução	63
9.2. Melhores práticas em processos de revisão tarifária	63
9.3. Projeção de mercado 2018-2022	65
9.4. Projeção da oferta	67
9.5. Projeção de investimentos	68
9.6. Projeção de custos operacionais	71
9.7. Base regulatória de ativos	76
9.8. Taxa de Remuneração	79
9.9. Modelagem tarifária	80
9.10. Referências	83
10. O Relatório IV Complementar	84
10.1. Introdução	84
10.2. Comparação das propostas de reposicionamento submetidas pela CEG	84
10.3. Comparação proposta CEG e proposta Economia UFF	84
10.4. Cálculo do reposicionamento tarifário	92
<b>Parte V – Da análise comparativa</b>	
11. Aspectos gerais	97
11.1. A regulação e sua importância	97
11.2. As revisões tarifárias e suas previsões legais e contratuais	99
11.3. Caracterização da Concessão	100
12. Receitas correlatas	102

13. Compensações	103
13.1. Compensação dos investimentos	103
13.2. Compensação da retroatividade da 3ª revisão quinquenal	106
13.3. Deliberações a compensar	107
13.4. Devolução de tarifa recebida para os investimentos suprimidos pelo III TA	107
14. Análise dos Custos Operacionais - OPEX	109
15. Cenários de Investimentos	111
15.1. Comparativos dos diversos tipos de combustível	112
15.2. Novo Mercado de gás	113
16. Prognóstico do mercado de gás na área de cobertura da CEG	115
16.1. Projeções de demanda por segmento	115
16.2. Térmicas CL, AP e AI	117
16.3. Residencial	118
16.4. Comercial	118
16.5. Climatização	118
16.6. Cogeração	118
16.7. Geração distribuída	118
16.8. GNV	119
16.9. Industrial	119
16.10. Vidreiras	119
16.11. Petroquímico	119
16.12. GLP	119
16.13. Cenário proposto	119
17. Análise financeira dos investimentos - CAPEX	121
18. Faturamento	125
19. Base de Ativos Remunerados	126
19.1. Das pendências na apuração da base de ativos	127
19.2. Do trabalho da Fundação Getúlio Vargas para a CEG	128
19.3. Do pronunciamento do Órgão Técnico da AGENERSA	129
20. Taxa de Remuneração de Capital	130
20.1. Taxa Livre de Risco - $R_f$	130
20.2. Índice de Sensibilidade - $\beta$	130
20.3. Prêmio de Mercado - $PR_m$	131
20.4. Risco Brasil - $R_b$	131
20.5. Inflação americana	131
20.6. Quadro de indicadores	131
20.7. Taxa final calculada	132
21. Juros sobre Capital Próprio	133
22. Metodologia para o cálculo da margem (m)	134
23. Cálculo do reposicionamento da margem (m)	137
24. Margem redesenhada e reposicionada	138
25. Estrutura tarifária proposta	140
26. Notas Adicionais	142

## PARTE I - INTRODUÇÃO

O Grupo de Trabalho apresenta o presente Relatório Técnico da Revisão Quinquenal da Concessionária CEG – Processo E-12/003.124/2017, onde considera, particularmente, a proposta substitutiva apresentada pela Delegatária em setembro de 2018, com o condão de substituta da primeira, encaminhada em setembro de 2017, bem como os relatórios e seus anexos produzidos pela Consultoria da Fundação Euclides da Cunha - Universidade Federal Fluminense - FEC/UFF, além de contribuições, sugestões e críticas apresentadas por diversos Entes nos eventos de Consultas e Audiências Públicas.

Serão expressos os entendimentos do Grupo quanto aos elementos conflitantes, se e quando houver, e explicitadas as concordâncias quanto aos temas convergentes, não se descuidando do devido cuidado com a descrição da metodologia e dos parâmetros utilizados.

Ao final, serão apresentados os cenários estruturais, com as devidas formulações tarifárias.

Cabe ressaltar que há dados que não foram apresentados ao crivo da Consultoria, por se tratarem de elementos cujas conclusões demandaram estudos dos órgãos internos desta AGENERSA, mas que serão devidamente identificados e incorporados aos cenários obtidos.

### 1. DAS BASES CONTRATUAIS

A Revisão Quinquenal das Concessionárias de Serviços Públicos do Estado do Rio de Janeiro está prevista no Contrato de Concessão da Concessionária CEG, em sua Cláusula Sétima, conforme o extrato disposto abaixo, derivada do artigo 2º da Lei Estadual N° 2.752/1997:

#### *CLÁUSULA SÉTIMA – TARIFAS*

*As tarifas para distribuição de gás canalizado terão como limites máximos os valores indicados no ANEXO I do presente instrumento, que são indicados já considerada a alíquota de 12% (doze por cento) do ICMS.*

*§1º. Observados os limites indicados no ANEXO I, a Concessionária poderá cobrar tarifas diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de consumidores.*

*§2º. Os limites tarifários serão revistos a cada 5 (cinco) anos, com base no custo dos serviços, incluída a remuneração do capital, considerando-se, ainda, a necessidade de estímulo ao aumento da eficiência operacional através da redução de custos, a evolução efetiva desses custos, e da produtividade da Concessionária e do setor de gás.*

*§3º. Para fins da revisão Quinquenal, a Concessionária apresentará à ASEP-RJ, no penúltimo semestre de cada quinquênio, uma proposta de revisão do valor limite das tarifas e da estrutura tarifária que figura no ANEXO I, para vigorar para o quinquênio subsequente, instruída com as informações que venham a ser exigidas pela referida agência.*

*§4º. A estrutura tarifária e o limite máximo das tarifas propostos por espécie e qualidade de gás, classes e faixas de consumo, serão elaborados considerando os custos referentes ao quarto ano*

de cada de cada quinquênio, devidamente atualizados (com base no IGP-M, publicado pela Fundação Getúlio Vargas) para o último mês daquele ano, que serão alocados por cada tipo de consumidor, ou, no caso de custos em que não for possível tal alocação, serão rateados, segundo critério a ser devidamente justificado pela Concessionária.

§5º. Para efeitos do disposto no parágrafo anterior, serão considerados custos todos aqueles referentes a: (i) aquisição de gás; (ii) demais despesas e custos operacionais, excetuadas as despesas financeiras; (iii) depreciação dos ativos operacionais; (iv) tributos, inclusive os incidentes sobre o faturamento mas não os incidentes sobre a renda; e (v) remuneração, líquida de imposto de renda, a incidir sobre o ativo operacional imobilizado, a título de remuneração do capital, de acordo com a metodologia indicada nos parágrafos 6º a 9º abaixo. No que se refere ao cálculo da remuneração líquida de imposto de renda, será considerado o imposto de renda ajustado, ou seja, aquele que seria devido pela Concessionária caso esta não tivesse qualquer despesa financeira.

§6º. A base de cálculo da remuneração dos ativos da Concessionária, para efeitos de fixação e revisão de tarifas, corresponderá à soma dos seguintes valores:

a) a parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados na contabilidade da Concessionária, ao final do quarto ano de cada quinquênio;

b) a parcela não amortizada dos intangíveis da Concessionária, ao final do quarto ano de cada quinquênio; e

c) total da depreciação dos ativos operacionais da Concessionária que tenham sido imobilizados nos cinco exercícios anteriores ao da apresentação, pela Concessionária, da proposta de revisão tarifária para vigorar no quinquênio seguinte, sendo que no caso da primeira revisão Quinquenal será considerado o total da depreciação dos ativos operacionais da Concessionária que tenham sido imobilizados nos quatro exercícios anteriores.

§7º. O valor dos intangíveis a que se refere a alínea (b) do parágrafo anterior será equivalente à diferença entre o valor mínimo fixado para o total de ações de emissão da Concessionária na data em que o controle dela esteja sendo alienado pelo ESTADO, no âmbito do Programa Estadual de Desestatização, e o valor de tais ações com base no patrimônio líquido contábil da Concessionária em 31 de dezembro de 1996 (devidamente corrigido pelo IGP-M, publicado pela Fundação Getúlio Vargas, desde 31 de dezembro de 1996, até a data da liquidação financeira da venda do controle acima referida).

§8º. Os ativos operacionais imobilizados, os intangíveis e a depreciação dos ativos operacionais serão indicados em contas específicas do Plano de Contas da Concessionária a que se refere o § 5º, da Cláusula OITAVA, do presente instrumento, atualizando-se tais contas monetariamente, com base no IGP-M, publicado pela Fundação Getúlio Vargas, inclusive para efeitos do disposto no § 6º acima. A depreciação dos ativos operacionais imobilizados se dará na forma da regulamentação que esteja em vigor para as companhias abertas, e a amortização dos intangíveis se dará linearmente, em 20 (vinte) anos. A correção monetária dos ativos operacionais imobilizados existentes na data de início da concessão incidirá a partir de 31 de dezembro de 1996.

§9º. A remuneração do capital será apurada através da aplicação de 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:

$$rl + [\beta \times (\text{prêmio de risco})] + r b$$

onde,

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

$\beta$  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 (rl), ficando esse prêmio desde já fixado em 6,7% (seis inteiros e sete décimos por cento) para a segunda revisão; e*

*rb 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 subseqüentes deverão seguir os mesmos conceitos definidos no inciso II acima.*

*§10º. A proposta de revisão da estrutura de tarifas e dos limites máximos que poderão ser praticados no quinquênio subseqüente, deverá vir acompanhada de:*

*a) demonstração dos custos calculados de acordo com o Plano de Contas a que se refere o § 5º, da Cláusula OITAVA do presente instrumento, referentes aos 12 (doze) meses do quarto ano do quinquênio em curso, a serem rateados ou alocados por cada tipo de consumidor;*

*b) demonstrações financeiras auditadas e exigíveis do último exercício social;*

*c) estudo referente à demanda e seu crescimento por tipo de consumidor;*

*d) relatório sobre eventuais negociações com consumidores;*

*e) demonstrativo dos investimentos e de sua evolução realizados durante o quinquênio em curso;*

*f) plano de investimentos para o quinquênio seguinte; e*

*g) outras informações julgadas adequadas ou que a ASEP-RJ venha a exigir.*

*§11º. Não serão considerados para efeitos da revisão do valor limite das tarifas os investimentos custeados diretamente pelos consumidores, ou por terceiros, inclusive aqueles com instalações conexões, nem a depreciação decorrente de tais investimentos.*

A Constituição Federal, em seu artigo 37, inciso XXI, assegura a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, como garantia do prestador do serviço delegado, tratada como proteção para a manutenção das condições tecnicamente harmônicas provenientes da proposta inicial, caracterizando, assim, a segurança jurídica para garantir os investimentos privados necessários à evolução do sistema.

A AGENERSA, no cumprimento de suas responsabilidades legais e regimentais, garantiu que o andamento dos trabalhos do presente evento fosse transparente e tivesse participação de quaisquer agentes interessados no tema, mantendo aberto um amplo debate, seja pela disponibilização das propostas da Delegatária e da Consultoria contratada, ou, mais ainda, pelo recebimento de contribuições nos diversos eventos públicos promovidos.

## **2. DO DESENVOLVIMENTO DAS TAREFAS E DA METODOLOGIA**

Destaque-se que não houve alteração na metodologia adotada, pois esta já está devidamente consagrada após três eventos revisionais anteriormente realizados, além de possuir amplo reconhecimento dos agentes do mercado. Neste diapasão, cumpre ressaltar que a CEG apresentou suas propostas de acordo com as já conhecidas premissas técnicas, o mesmo acontecendo com o trabalho desenvolvido pela Consultoria.

### **2.1. Apresentação da Proposta**

Os termos contratuais estabelecem para a Concessionária um prazo de 06 (seis) meses antes do fim do último exercício do quinquênio em andamento para a apresentação de sua proposta inicial. Houve, entretanto, solicitação para dilação

do prazo de entrega, levada a cabo em 27/11/2017, além de uma retificação de proposta, esta em 28/09/2018, para a reavaliação dos termos do documento original.

## **2.2. A contratação da Consultoria**

A AGENERSA contratou, por licitação, a Fundação Euclides da Cunha - FEC, órgão vinculado à Universidade Federal Fluminense - UFF, para, dada a complexidade dos elementos a analisar, nos auxiliar no enfrentamento das tarefas, dando-nos o devido suporte técnico. O Contrato previu uma sequência de 04 (quatro) relatórios básicos, que analisaremos no corpo deste estudo, mais alguns relatórios complementares, se necessário forem e de número impreciso. Abordam o contexto contratual, os dados disponibilizados pela Delegatária, as contribuições dos agentes externos participantes dos eventos consultivos, as possibilidades técnicas projetáveis para o próximo ciclo revisional, estas, especificamente, para o Relatório Final.

Dentre os relatórios complementares, importa destacar o apoio em caso de embargos e recursos, claro que limitados aos temas abordados em seus trabalhos.

## **2.3. Fluxo de Caixa Livre da Empresa**

A metodologia utilizada é o Fluxo de Caixa Livre da Empresa – FCLE, também conhecido como Fluxo de Caixa Descontado – FCD, estabelecida pela Deliberação ASEP-RJ/CD Nº 555/2004 (processo E-04/077.489/2002), exarada no âmbito do Primeiro Ciclo Revisional, e seguida pela Deliberação AGENERSA 371/2009 (processo E-12/020.214/2007), concernente aos trabalhos do Segundo Ciclo, e, também, pela Deliberação 1796/2013 (processo E-12/003.522/2012), que centralizou os trabalhos do Terceiro Ciclo.

No presente processo (E-12/003.124/2017 - CEG), será analisada a evolução da base remunerada realizada no 4º quinquênio (2013-2017) conforme estabelecido nos contratos e nas deliberações das últimas revisões e, a partir daí, serão fixadas uma nova base remunerável e uma nova estrutura tarifária próprias para o quinto quinquênio (2018-2022), considerando os planos de investimento apresentados pela CEG.

A abordagem do FCD consiste em determinar o valor da empresa pelo fluxo de caixa projetado, descontado a uma taxa que reflita o risco associado ao investimento, em definição sintética.

Adiante abordaremos, de forma sucinta, alguns elementos técnicos associados ou lembrados para o trabalho, de forma a estabelecer uma terminologia que possa ser verificada e comparada quando necessário.

## **2.4. CAPM**

Sigla da expressão em inglês *Capital Asset Pricing Model*, cuja tradução livre é "Modelo de Precificação de Ativos de Capital", é uma metodologia baseada em

conceito de que o risco associado a qualquer empreendimento possui duas vertentes, diversificável (não sistemático) e não diversificável (sistemático). Isto significa que quanto mais diversificada for uma eventual carteira de investimentos, menor será o risco associado ao conjunto, ao passo que investimentos concentrados ou em setores específicos podem sofrer os efeitos de variações no comportamento dos mercados, aumentando o grau de risco. Pelo CAPM, estabelece-se uma taxa de retorno esperado em função do risco estimado. A fórmula básica é ' $R_e = R_f + \beta (R_m - R_f)$ ', onde  $R_e$  é a taxa de retorno esperada,  $R_f$  é a taxa de retorno livre de risco,  $R_m$  é a taxa de retorno esperada para a carteira de mercado e  $\beta$  é a sensibilidade da ação em relação ao mercado de ações. A função  $(R_m - R_f)$  é o prêmio de risco do mercado (que aqui chamaremos de  $PR_m$ ).

## 2.5. WACC

Sigla da expressão em inglês *Weighted Average Capital Cost*, cuja tradução livre é Custo Médio Ponderado de Capital, é uma metodologia baseada em um conceito de combinação dos pesos relativos dos capitais próprios e de terceiros utilizados na composição do capital de uma instituição, considerados os valores de mercado, e não os contábeis. Isto significa que a estrutura de capital é que será avaliada na composição da taxa de desconto a ser utilizada para se obter os valores presentes dos elementos dos fluxos de caixa. De acordo com as remunerações de cada uma das fontes, e de suas participações na estrutura, é que se verificará o grau de risco do empreendimento. Não está recepcionado no Contrato de Concessão, mas, como foi citada em diversas contribuições ao longo do processo, optamos por apresentar uma breve introdução. A fórmula básica é  $WACC = (E/V) * R_e + (D/V) * R_d * (1-T)$ , onde E (equity) é o valor de mercado do capital próprio da empresa, D (debt) é o valor de mercado da dívida da empresa, V (value) é o capital total da empresa (também expresso pela soma de E + D),  $R_e$  é a taxa de retorno esperada,  $R_d$  é o prêmio de risco do mercado, T é a alíquota do IRPJ para apuração do lucro real e  $1-T$  é a equação do benefício fiscal. As funções E/V e D/V apuram o peso percentual de cada evento na composição do capital total avaliado.



## PARTE II - DA PROPOSTA APRESENTADA

O Documento original, entregue através da carta CEG PRESI 015/2017, de 27/11/2017, apresenta a proposta geral da Concessionária para o evento. Já a Carta CEG PRESI 017/2018, de 28/09/2018, trouxe a proposta substituta.

### **3. O DOCUMENTO ORIGINAL**

A Delegatária apresentou sua proposta de revisão estruturada em um “Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas 2018-2022”, dividido em 16 (dezesesseis) módulos, descrevendo desde seus objetivos até a estrutura tarifária desejada, passando por descritivos das bases legais e contratuais, custos, investimentos e demais dados por ventura necessários à compreensão do requerido que, ao longo do transcurso das análises, foram complementados por solicitação da Consultoria contratada e do corpo técnico desta AGENERSA.

Constam os pressupostos para a definição da taxa de remuneração de capital, receita requerida e índice de reposicionamento tarifário. Foi mantido o padrão da estrutura tarifária em cascata, composta de parte fixa (margem de distribuição) e de parte variável (custo do gás e tributos), formulação consagrada nos trabalhos da segunda e terceira revisões.

Prenderemo-nos mais aos aspectos eminentemente técnicos da proposta, custeando os elementos genéricos e perpassando aqueles legais ou contratuais, que fogem do escopo ao objetivo do presente estudo.

#### **3.1. Sumário**

No primeiro módulo, consta uma breve visão da CEG quanto ao ambiente econômico (destaque para a recessão de 2015-2016 e a lenta recuperação em 2017), ao mercado de gás que se projeta, a expectativa de aumento na tarifa média, de atendimento aos pressupostos legais e regulamentares, bem como a apresentação resumida dos principais elementos, que detalharemos na ordem de sua apresentação na Proposta.

#### **3.2. Introdução**

Neste módulo, a Concessionária apresenta o objetivo da Proposta, a delimitação da base de dezembro/2016 como marco monetário, a alteração da metodologia de remuneração de ativos (ocorrida na Decisão concernente à Primeira Revisão Quinquenal), a alteração da classificação contábil dos ativos (na esteira de interpretação técnica do Comitê de Pronunciamentos Contábeis), o acordo feito com o Poder Concedente para a dilação do prazo de entrega da Proposta previsto em Contrato, sua reserva em alterar os elementos quando os fatos assim o recomendarem e a quantificação da rede de distribuição e área de atuação.

### 3.3. Entorno Regulatório e Institucional

Neste módulo é apresentado, pela Delegatária, seu entendimento acerca do marco regulatório, do modelo regulatório da concessão, do processo de revisão quinquenal de tarifas limite;

### 3.4. A taxa de remuneração de capital

A proposta se inicia com a descrição do texto contratual e a demonstração da fórmula básica, regada pela definição do CAPM, largamente utilizado em finanças para a determinação de retornos esperados de investimentos e/ou de ativos. A CEG contratou o Boston Consulting Group (BCG) para elaborar uma proposta de taxa adequada à presente situação contratual, incluindo algumas ponderações sobre temas como o princípio da razoabilidade dos contratos, o elevado impacto do capital imobilizado e dos investimentos programados e a remuneração do capital dos investidores de forma adequada e seguro, mantendo a atratividade do empreendimento.

A fórmula descrita na proposta é:

$$TRC = r_1 + [ \beta * (\text{prêmio de risco}) ] + r_b$$

onde:

$r_1$  = taxa real livre de risco

$\beta$  = risco sistêmico não diversificável do setor

Prêmio de risco mercado = diferença entre o retorno de mercado esperado e a taxa livre de risco

$r_b$  = Prêmio Brasil

Na definição da taxa real livre de risco ( $r_1$ ) foram utilizados os parâmetros adotados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, T-Bond de 10 anos, com intervalo de 30 anos, desde 1987.

> 5,12%

Na definição do risco sistêmico não diversificável do setor ( $\beta$ ), foram adotados critérios seguidos pela ARSESP e pelos entes Reguladores do México (CRE) e da Argentina (ENARGÁS), sendo que foi adotada a formulação de  $\beta$  composto, uma parcela desalavancada extraída do setor similar no mercado americano mais um adicional de risco regulatório fundamentado na diferença teórica entre o regime de preço-teto (price cap) e o de taxa de retorno (rate of return), sendo o primeiro o previsto no contrato de concessão.

> desalavancado: 0,537

> parcela de risco regulatório: 0,200

> total: 0,737

Na definição do prêmio de risco mercado foram seguidos os parâmetros adotados na III Revisão Quinquenal, com período de medição de 90 anos, a contar de 1926.

> 6,94%

Na definição do Prêmio Brasil (ex-risco Brasil), foi adotado o EMBI+Br (Emerging Markets Bond Index plus Brazil - Índice dos bônus dos mercados emergentes mais Brasil, em tradução livre), com o mesmo critério adotado pela ANEEL, utilizando-se a mediana do período entre 1995 a 2016.

> 4,04%

Observe-se que foi utilizada a equação de Fischer, que considera os efeitos da inflação dos EUA, para se chegar à taxa de remuneração de capital próprio real.

> 1,82%

Na fórmula:  $TRC = 5,12 + [ 0,737 * 6,94 ] + 4,04 >>> 5,12+5,11+4,04 >>> 14,27\%$

Pela equação de Fischer:  $[ (1+0,1427) / (1+0,0182) ] >>> 1,1427 / 1,0182 >>> 12,23\%$

O quadro sintético é o seguinte:

Índice	Critério	Valor
Taxa Livre de Risco (r)	T. Bond de 10 anos - média dos retornos anuais de 1987 a 2016	5,12%
Calculo do Beta (β)	Beta desalavancado da Industria	0,5365
	Parcela Risco Regulatório	0,20
	Beta Total Desalavancado	0,7365
Prêmio de Risco Mercado	Ibbotson de 1926 a 2016	6,94%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana de 1995 a 2016	4,04%
Inflação Norte Americana	CFI US média de 2007 a 2016	1,82%
<b>Taxa de Remuneração Nominal</b>		<b>14,27%</b>
<b>Taxa de Remuneração Real</b>		<b>12,23%</b>

### 3.5. Projeção de Margem Total Não Reposicionada

Neste item, a CEG apresenta as margens unitárias em 31/12/2016, descontada a parcela de -3,60% relativa à retroatividade determinadas ao fim do processo da III Revisão Quinquenal, associadas à projeção de demanda por cada segmento de mercado para o próximo quinquênio, que detalha, mas que resumiremos a seguir:

#### 3.5.1. Projeção da Demanda

No mercado residencial, consideradas as particularidades relacionadas ao adensamento demográfico já estabelecido, a Delegatária projeta um crescimento de 3,2% para o quinquênio, sob parâmetros que discrimina, considerados fatores influenciadores, como a questão socioeconômica e o atual padrão de permanência das pessoas dentro de casa.

No mercado comercial, a despeito da concorrência com o GLP, que é desfavorável ao GN, Concessionária entende que há margem para um crescimento da ordem de 2,8% no quinquênio, ancorado em forte atuação

da área de comercialização da própria Concessionária, partindo de uma base de clientes razoavelmente estável. A projeção apresentada é dividida em pequenos e grandes comércios, sendo o primeiro o de melhores possibilidades de expansão.

Nos mercados industrial e petroquímico, projeta-se a manutenção do consumo verificado no quinquênio anterior, considerando-se uma pequena captação de novos clientes industriais, que pode compensar a perda de outros, além do encerramento das atividades petroquímicas no Estado.

No mercado de cogeração, geração distribuída e climatização, projeta-se um incremento de 1,1% nas vendas, no geral, em função das oscilações nos preços dos insumos concorrentes, o que gera dificuldades na hora de decidir-se por investimentos nos grupos.

O mercado de GNV continua sendo considerado saturado, em função da concorrência dos outros insumos, mas que permite vislumbrar, senão crescimento, pois a projeção é zero de incremento, uma estabilidade no padrão de fornecimento.

Para o mercado termelétrico, a Concessionária se valeu de uma pesquisa de Consultoria por ela contratada, cuja metodologia descreve, ancorada em dados e gráficos individualizados para cada uma das termelétricas em operação na párea de concessão. sem previsão de entrada de novas unidades produtivas, prevendo um despacho global significativo em 2018, pelo baixo nível dos reservatórios, mas inferior e estável na baixa, para os demais anos.

No cálculo das margens, propriamente dito, a CEG detalha os critérios para os segmentos residencial, pequeno comércio, grande comércio e industrial, GNV, térmicas e GLP, consolidados em uma tabela demonstrativa.

Os quadros-resumo das projeções de clientes e de demanda são:

CEG	Nº de Clientes Total por Segmento (Posição Dez/ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial (*)	959.303	992.215	1.025.030	1.057.686	1.090.073
Comercial	13.273	14.319	15.408	16.542	17.726
Climatização	31	30	30	30	30
Geração Distribuída	17	18	23	26	28
Cogeração	24	26	26	27	28
GNV	476	491	501	519	538
Industrial	284	281	279	281	281
Vidreiras	5	5	5	5	5
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	4	4	4	4	4
<b>Total Clientes</b>	<b>973.417</b>	<b>1.007.389</b>	<b>1.041.306</b>	<b>1.075.120</b>	<b>1.108.713</b>

(\*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

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

CEG	Demanda Projetada (Mm³/ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Mercado</b>					
Residencial (*)	114,47	115,26	115,89	116,36	116,67
Comercial	57,43	58,95	60,57	62,27	64,09
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	874,49	875,36	876,24	877,11	877,99
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 (**)	1.201,47	466,69	466,69	466,69	466,69
<b>Total Vendas Projetada</b>	<b>2.779,73</b>	<b>2.048,71</b>	<b>2.052,60</b>	<b>2.056,49</b>	<b>2.060,15</b>

(\*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

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

### 3.5.2. Projeção da margem total não reposicionada

Se fundamenta no cálculo projetado do faturamento por faixas de consumo, a partir das premissas de volumes estimados para cada uma, presentes no anexo 3 da proposta, combinado com o anexo 4, que traz as margens unitárias médias por faixa de consumo, isentas da parcela de retroatividade. Foram considerados, dentro de cada categoria de consumidores:

- > Mercado residencial e pequeno comércio - a projeção de consumo dentro de cada faixa, de acordo com o estudo da Consultoria contratada;
- > Mercado do grande comércio e industrial - as projeções foram feitas cliente a cliente;
- > GNV - as projeções foram pela margem limite da faixa única;
- > Termelétricas - as projeções também foram feitas cliente a cliente, adotando-se a fórmula básica constante do cálculo tarifário ordinário, e considerando-se, ainda, o desconto de 1,9% estabelecido pela Deliberação 3243/17, passando-se a considerar a previsível migração dos clientes existentes para a nova categoria de autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres;
- > GLP - também projetados pela margem limite da faixa única;

O quadro resumo da projeção da margem total não reposicionada é o seguinte:

Anexo 5 - CEG: PROJEÇÃO DA MARGEM TOTAL NÃO REPOSICIONADA (EM R\$ POR ANO) MOEDA de Dezembro/16						
CEG - R\$/ano	Faixas de Consumo	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	0 - 7	90.402.597	93.076.217	95.729.323	98.359.249	100.957.786
	8 - 23	195.577.631	194.517.556	193.183.645	191.586.631	189.738.662
	24 - 83	142.509.971	141.455.345	140.194.867	138.734.601	137.085.545
	acima de 83	18.880.433	18.860.142	18.816.353	18.749.739	18.661.131
Residencial Social MCMV	0 - 7	1.790.460	2.228.274	2.679.716	3.142.793	3.617.683
	8 - 23	4.233.507	5.104.000	5.948.600	6.763.219	7.548.458
	24 - 83	679.073	799.634	909.449	1.007.940	1.095.226
	acima de 83	210.015	254.197	296.942	337.968	377.299

Comercial	0 - 200	11.459.573	11.765.616	12.089.688	12.432.280	12.796.218
	201 - 500	21.293.626	21.896.247	22.533.553	23.206.447	23.920.157
	501 - 2.000	54.632.042	56.195.335	57.848.059	59.592.760	61.442.735
	2001 - 20.000	37.542.081	38.604.592	39.727.757	40.913.891	42.171.895
	20.001 - 50.000	12.571.675	12.932.551	13.313.966	13.716.630	14.143.549
	acima de 50.000	17.638.779	18.135.747	18.661.281	19.216.242	19.804.903
Climatização	0 - 200	1.583	1.116	1.114	1.112	1.111
	201 - 5.000	93.593	92.967	92.825	92.650	92.571
	5.001 - 20.000	776.767	777.802	800.747	807.718	818.939
	20.001 - 70.000	1.223.356	1.216.770	1.176.752	1.142.264	1.124.972
	70.001 - 120.000	262.108	262.390	262.046	261.623	261.434
	120.001 - 300.000	720.511	721.279	720.341	719.189	718.674
	300.001 - 600.000	98.364	98.436	98.348	98.240	98.192
	600.001 - 1.500.000	0	0	0	0	0
acima de 1.500.000	0	0	0	0	0	
Cogeração	0 - 200	128	129	128	128	128
	201 - 5.000	92.184	95.326	94.741	91.523	89.702
	5.001 - 20.000	155.985	167.181	165.301	140.275	227.339
	20.001 - 70.000	620.718	693.245	659.573	685.532	743.253
	70.001 - 120.000	214.476	194.502	390.413	390.185	390.083
	120.001 - 300.000	1.485.361	2.633.733	2.942.318	2.939.957	2.929.951
	300.001 - 600.000	3.020.496	2.340.202	2.569.758	3.014.891	2.999.887
	600.001 - 1.500.000	3.061.422	3.871.415	4.838.737	5.125.605	5.031.167
acima de 1.500.000	9.056.897	8.121.455	6.889.017	6.005.161	6.004.903	
Geração Distribuída	0 - 200	7.552	6.509	5.959	5.967	6.461
	201 - 5.000	80.291	112.204	147.900	156.948	229.539
	5.001 - 20.000	123.397	122.563	301.250	424.244	467.333
	20.001 - 70.000	337.070	350.226	399.715	474.965	336.310
	70.001 - 120.000	0	0	0	594.107	940.682
	120.001 - 300.000	0	0	0	0	0
	300.001 - 600.000	0	0	0	0	0
600.001 - 1.500.000	0	0	0	0	0	
acima de 1.500.000	0	0	0	0	0	
GNV	faixa única	160.753.457	160.914.211	161.075.125	161.236.200	161.397.436
GNV Transporte Público	faixa única	0	0	0	0	0
Industrial	0 - 200	20.256	21.292	24.236	28.549	29.337
	201 - 2.000	522.433	500.477	515.379	506.386	506.153
	2.001 - 10.000	2.983.879	3.069.613	2.915.232	2.935.205	2.866.568
	10.001 - 50.000	13.592.092	13.753.004	13.485.583	13.579.788	13.889.928
	50.001 - 100.000	12.952.759	12.759.234	11.639.024	10.152.798	9.906.969
	100.001 - 300.000	14.705.404	15.172.954	16.396.892	14.713.201	14.977.167
	300.001 - 600.000	12.955.468	13.176.580	13.989.431	13.922.720	13.939.744
	600.001 - 1.500.000	17.068.671	16.336.546	15.351.379	17.209.909	17.068.194
	1.500.001 - 3.000.000	14.163.980	14.163.980	14.163.980	14.163.980	14.163.980
acima de 3.000.000	30.545.323	30.545.323	30.545.323	30.545.323	30.545.323	
Vidreiras	0 - 200	0	0	0	188	181
	201 - 2.000	9.143	8.736	8.003	6.611	6.391
	2.001 - 10.000	0	0	0	0	0
	10.001 - 50.000	0	0	0	0	0
	50.001 - 100.000	0	0	0	0	0
	100.001 - 300.000	1.327.549	1.279.754	1.193.640	1.052.142	1.025.564
	300.001 - 600.000	0	0	0	0	0
	600.001 - 1.500.000	3.960.850	3.960.850	3.960.850	3.960.850	3.960.850
1.500.001 - 3.000.000	10.291.724	10.291.724	10.291.724	10.291.724	10.291.724	
acima de 3.000.000	5.975.191	5.975.191	5.975.191	5.975.191	5.975.191	
Petroquímico	faixa única	0	0	0	0	0
GLP Residencial	faixa única	2.384.942	2.083.064	1.761.451	1.416.867	1.050.942
GLP Industrial	faixa única	0	0	0	0	0
Térmicas	fórmula	0	0	0	0	0
Térmicas - Consumidor Livre/Auto-importador/Autoprodutor	fórmula	70.105.221	42.982.403	42.982.403	42.982.403	42.982.403
Industrial - Consumidor Livre/Auto-importador/Autoprodutor	0 - 200	0	0	0	0	0
	201 - 2.000	0	0	0	0	0
	2.001 - 10.000	0	0	0	0	0
	10.001 - 50.000	0	0	0	0	0
	50.001 - 100.000	0	0	0	0	0
	100.001 - 300.000	0	0	0	0	0
	300.001 - 600.000	0	0	0	0	0
	600.001 - 1.500.000	0	0	0	0	0
1.500.001 - 3.000.000	0	0	0	0	0	
acima de 3.000.000	0	0	0	0	0	
Petroquímico - Consumidor Livre/Auto-importador/Autoprodutor	faixa única	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	-	<b>1.005.172.066,070</b>	<b>984.699.836</b>	<b>990.765.029</b>	<b>995.612.709</b>	<b>1.001.457.924</b>

### 3.6. Custos Operacionais – OPEX

A proposta apresenta um conceito de OPEX, relacionado à caracterização das despesas vinculadas à operação e manutenção das redes, bem como a gestão comercial da distribuição e a própria gestão do negócio concedido, isentas de depreciações e amortizações.

A Concessionária lista, como principais despesas operacionais, as quais detalha, os gastos da atividade comercial (captação de clientes, inclusive quanto à construção de instalações internas), os gastos de serviços a clientes (sistema de leitura e cobrança), manutenção e conservação (instalações técnicas, organizacionais e veículos), serviços gerais e corporativos (segurança e limpeza), aluguel e instalação da nova sede (com descrição mais detalhada, pois relaciona a questão da mudança de São Cristóvão, em função da desocupação de terreno para que este componha o projeto Porto Maravilha, bem como novas instalações necessárias pela prevista expansão de atuação para outros municípios). Não apresenta quadro resumo, pois as despesas estão incorporadas no quadro geral de OPEX.

São ainda descritos, de forma pormenorizada:

#### 3.6.1. Gastos com GNC

Incluem os custos de compressão, transporte e descompressão de GN para atendimento aos municípios supridos por gasodutos virtuais. O quadro resumo é:

CEG	Ano				
	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Volumes (m³)</b>					
CEG - Maricá	279.671	307.337	337.689	369.944	404.095
CEG - Mangaratiba	75.217	118.287	132.284	147.128	162.972
<b>Total Volume GNC (m³)</b>	<b>354.888</b>	<b>425.624</b>	<b>469.973</b>	<b>517.072</b>	<b>567.067</b>
Operação Estação de Compressão	R\$ 0,216	R\$ 0,216	R\$ 0,428	R\$ 0,428	R\$ 0,428
Transporte	R\$ 0,163	R\$ 0,196	R\$ 0,216	R\$ 0,238	R\$ 0,261
Operação Estação de Descompressão	R\$ 0,662	R\$ 0,662	R\$ 0,662	R\$ 0,662	R\$ 0,662
<b>Total Custos GNC (Milhões de Reais)</b>	<b>R\$ 1,041</b>	<b>R\$ 1,074</b>	<b>R\$ 1,306</b>	<b>R\$ 1,328</b>	<b>R\$ 1,351</b>

#### 3.6.2. Despesas com pessoal

Estima-se uma estabilidade no quadro de pessoal, mas com o registro de ganhos unitários crescentes, em decorrência de incrementos nas diversas rubricas que compõem o segmento, o que estima em 1,8% ao ano. Também não apresenta quadro resumo, pois as despesas estão incorporadas no quadro geral de OPEX;

#### 3.6.3. Outras despesas

A proposta apresenta uma estimativa de provisões para suportar a inadimplência, levada ao quadro geral da OPEX.

Detalha a projeção das perdas de gás, para a qual apresenta explanação técnica, subdividindo-a em físicas e não físicas, cada qual com um esclarecimento, elencando, ainda, 19 ações e programas que vem adotando, voltados à redução e ao controle das perdas. Os valores também estão no quadro geral da OPEX.

Como subgrupo deste item, a Concessionária projeta suas estimativas para o custo de aquisição de gás natural para o quinquênio, lastreada nas condições contratuais com seu fornecedor, para as quais pede sigilo. Apresenta algumas das premissas técnicas e financeiras que formam o acordo, além de 04 gráficos e um quadro, que não reproduzimos em atendimento à cláusula de confidencialidade;

### 3.6.4. Gastos com odorante

Apresenta algumas considerações técnicas e um quadro com a projeção, abaixo:

Custo Anual Odorante - Valores em MR\$ (moeda dez/2016)					
Categorias	2018	2019	2020	2021	2022
Termicas	0,33	0,13	0,13	0,13	0,13
Demais Categorias	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97
<b>Total</b>	<b>1,29</b>	<b>1,09</b>	<b>1,10</b>	<b>1,10</b>	<b>1,10</b>

O quadro resumo da projeção da OPEX é o seguinte:

CEG	OPEX Valores em MR\$ (moeda dez/2016)				
Conceitos	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Despesas Operacionais</b>	276,23	291,06	299,26	306,12	313,52
<b>Despesas de Pessoal</b>	143,00	147,83	153,52	153,52	153,52
<b>Outras Despesas</b>	91,59	90,14	95,42	103,66	109,54
Provisões	25,11	20,48	21,46	22,50	23,58
Perdas de Gás	65,19	68,56	72,86	80,06	84,86
Gastos Odorizante	1,29	1,09	1,10	1,10	1,10
<b>TOTAL</b>	<b>510,81</b>	<b>529,03</b>	<b>548,20</b>	<b>563,30</b>	<b>576,58</b>

### 3.7. Receitas correlatas

São aquelas receitas que não guardam vínculo objetivo com o serviço concedido, mas que só podem ser obtidas pela existência deste. A Concessionária menciona serviços técnicos de adequação de ambientes, equipamentos, assistência técnica, serviços prestados à CEG-Rio e outros afins. O quadro resumo segue abaixo:

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
III - Receitas Correlatas <sup>2</sup>	24,41	24,68	25,06	25,50	25,94



### 3.8. Plano de Investimentos

Subdividido em singulares, fixos e variáveis, a proposta apresenta um adendo relativo ao exercício de 2017, ano de apresentação da proposta original, parte do esforço de reprogramação de investimentos determinado por diversas decisões do colegiado desta AGENERSA.

O quadro geral dos valores é apresentado na sequência, observando-se que os anexos da proposta possuem projeção por municípios e por quantitativos:

CEG - Investimentos Total (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16							
Itens	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
<b>INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>245,33</b>	<b>259,80</b>	<b>258,42</b>	<b>257,14</b>	<b>247,25</b>	<b>232,01</b>	<b>1.254,63</b>
<b>Redes</b>	<b>130,78</b>	<b>133,23</b>	<b>131,85</b>	<b>130,79</b>	<b>127,43</b>	<b>118,42</b>	<b>641,71</b>
Novas Redes AP/GNC	8,51	27,02	18,63	19,69	13,26	2,88	81,47
Novas Redes MP/BP	54,46	61,41	55,54	51,33	53,73	55,90	277,91
Renovação Redes	66,00	43,71	55,82	57,89	57,90	57,07	272,38
Outros - Redes	1,81	1,10	1,87	1,87	2,54	2,57	9,95
<b>Ramais</b>	<b>22,61</b>	<b>23,28</b>	<b>25,47</b>	<b>26,18</b>	<b>27,12</b>	<b>27,94</b>	<b>129,99</b>
Novos Ramais	18,27	20,47	21,20	21,90	22,85	23,66	110,08
Renovação de Ramais	4,18	2,67	4,13	4,13	4,13	4,13	19,21
Outros - Ramais	0,16	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,70
<b>Construção de ERM's</b>	<b>9,54</b>	<b>8,89</b>	<b>8,80</b>	<b>9,69</b>	<b>5,53</b>	<b>5,35</b>	<b>38,26</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>21,57</b>	<b>33,70</b>	<b>33,13</b>	<b>33,91</b>	<b>33,04</b>	<b>23,50</b>	<b>157,28</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>60,83</b>	<b>60,71</b>	<b>59,17</b>	<b>56,57</b>	<b>54,14</b>	<b>56,80</b>	<b>287,39</b>
Aquisição de Medidores	29,46	30,66	31,20	32,23	33,27	34,37	161,72
Instalações Comunitárias	8,04	9,72	10,42	10,69	10,95	11,23	53,01
Terrenos e Edifícios	13,50	11,64	7,64	3,82	-	-	23,11
Máquinas e Equipamentos	2,39	1,78	2,38	2,03	2,03	3,24	11,48
Equipamentos Processos Informatização	1,87	1,84	1,92	1,99	2,07	2,16	9,98
Veículos	0,44	1,23	1,62	1,61	1,61	1,61	7,68
Outros Investimentos	5,13	3,84	3,99	4,19	4,19	4,19	20,41
<b>INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>22,57</b>	<b>16,02</b>	<b>17,02</b>	<b>17,02</b>	<b>17,02</b>	<b>17,66</b>	<b>84,73</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS</b>	<b>267,91</b>	<b>275,82</b>	<b>275,44</b>	<b>274,16</b>	<b>264,27</b>	<b>249,67</b>	<b>1.339,36</b>

#### 3.8.1. Investimentos singulares

Foram listados 03 intervenções específicas:

- > Reforço do ramal Santa Cruz / AMBEV, em Seropédica, para atendimento a estes 02 clientes em especial;
- > Estação de compressão Moculação, em Duque de Caxias, para atendimento do sistema de gasodutos virtuais;
- > Biometano, para aproveitamento do potencial de fornecimento da molécula por fonte renovável;

Os valores totais estão dispostos no quadro abaixo:

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

### 3.8.2. Investimentos fixos

Foram projetadas intervenções nos seguintes setores:

- > renovação de rede de média e baixa pressão;
- > renovação de ramais;
- > sistemas de tecnologia da informação;
- > veículos e outros ativos operacionais vinculados à prestação do serviço concedido;
- > terrenos e edificações;

Os valores estão dispostos no quadro abaixo:

CEG - Investimentos Fixo (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16							
Itens	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
<b>INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>136,52</b>	<b>121,63</b>	<b>134,07</b>	<b>131,42</b>	<b>128,27</b>	<b>120,53</b>	<b>635,93</b>
<b>Redes</b>	<b>73,74</b>	<b>51,11</b>	<b>65,49</b>	<b>65,50</b>	<b>65,53</b>	<b>65,57</b>	<b>313,21</b>
<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
<b>Ramais</b>	<b>4,34</b>	<b>2,81</b>	<b>4,27</b>	<b>4,27</b>	<b>4,27</b>	<b>4,27</b>	<b>19,91</b>
<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
<b>Construção de ERM's</b>	<b>1,99</b>	<b>0,72</b>	<b>0,72</b>	<b>0,72</b>	<b>1,68</b>	<b>1,68</b>	<b>5,52</b>
<b>Instalações Auxiliares de R</b>	<b>21,57</b>	<b>33,70</b>	<b>33,13</b>	<b>33,91</b>	<b>33,04</b>	<b>23,50</b>	<b>157,28</b>
<b>Outros Investimentos Mate</b>	<b>34,89</b>	<b>33,29</b>	<b>30,46</b>	<b>27,01</b>	<b>23,73</b>	<b>25,51</b>	<b>140,01</b>
<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 In</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
<b>INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>22,57</b>	<b>16,02</b>	<b>17,02</b>	<b>17,02</b>	<b>17,02</b>	<b>17,66</b>	<b>84,73</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS SINGULARES</b>	<b>159,10</b>	<b>137,65</b>	<b>151,09</b>	<b>148,44</b>	<b>145,29</b>	<b>138,19</b>	<b>720,66</b>

### 3.8.3. Investimentos variáveis

Foram projetadas intervenções nos seguintes setores:

- > nova rede de média e baixa pressão;
- > novos ramais;
- > instalações comunitárias;
- > aquisição de estações de regulação e/ou medição;
- > medidores;

Os valores estão dispostos no quadro abaixo:

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

### 3.9. Base de remuneração de ativos

A proposta se vincula aos termos contratuais que lista, cláusula 7ª, §§ 6º e 7º;

#### 3.9.1. Ativos a serem remunerados

Apresenta descrição conceitual dos ativos a serem remunerados, incluídos nas divisões de operacionais imobilizados, intangível inicial (privatização), intangível novo (relacionado ao III Termo Aditivo), depreciação dos ativos operacionais imobilizados entre 2012 e 2016 e saldo remanescente de gastos diferidos;

### 3.9.2. Atualização dos ativos pelo IGP-M

Vinculado ao § 8º da cláusula 7ª;

### 3.9.3. Base inicial de remuneração de ativos

Apresenta uma listagem de conceitos, com sucintas descrições, totalizando seus valores à base dezembro/2016. Os conceitos são os mesmos da descrição dos ativos a serem remunerados, acrescidos da previsão de incorporação de ativos para o ano de 2017. O quadro sintético é:

CEG - BRA, - Valores em MRS (moeda de DEZ/2016 - pelo IGP-M)				
Conceitos (valores em Milhões R\$)	Posição em Dez/2016	Lançamentos em 2017	Depreciação em 2017	Posição em Jan/2018
Imobilizado até Dez/2016	3.339,50		167,33	3.172,17
Intangível Inicial	26,46		26,46	0,00
Intangível Novo	165,86		10,46	155,40
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19,45		16,69	2,76
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		128,04		128,04
Investimento em 2017		267,91	4,47	263,44
<b>Saldo Total da BRA</b>	<b>3.551,27</b>			<b>3.721,82</b>

### 3.9.4. Depreciação dos ativos

Vinculada ao § 8º da cláusula 7ª, bem como o regramento estabelecido pelas I, II e III Revisões quinquenais;

### 3.9.5. Base final de remuneração de ativos

A evolução da base de ativos para o quinquênio está consolidada no seguinte quadro e inclui os investimentos projetados para o período 2018 - 2022, seguindo as regras das etapas anteriores:

Anexo 10						
em mil R\$/ano						
	CEG - Evolução da Base de Ativos (mil R\$/Ano)					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Imobilizado até 4Q Inicial	3.339.499,1	3.300.209,4	3.133.132,0	2.966.266,2	2.799.585,4	2.635.239,1
Reposicao da Dep. Imob. 4Q	128.041,4	-	-	-	-	-
(-) Depreciação Inm Ini	167.331,1	167.077,4	166.865,8	166.680,7	164.346,3	162.633,2
Imobilizado até 4Q,Final	3.300.209,4	3.133.132,0	2.966.266,2	2.799.585,4	2.635.239,1	2.472.605,9
Imobilizado 5Q Inicial	-	263.442,4	525.737,3	778.463,8	1.020.746,5	1.244.170,8
(+) Investimentos	267.907,5	275.822,2	275.441,5	274.157,7	264.273,2	249.669,1
(-) Depreciação Inv	4.465,1	13.527,3	22.715,0	31.875,0	40.848,8	49.414,6
Imobilizado 5Q Final	263.442,4	525.737,3	778.463,8	1.020.746,5	1.244.170,8	1.444.425,4
Imobilizado Total Inicial	3.339.499,1	3.563.651,8	3.658.869,3	3.744.730,0	3.820.331,9	3.879.409,9
<b>Imobilizado Total</b>	<b>3.563.651,8</b>	<b>3.658.869,3</b>	<b>3.744.730,0</b>	<b>3.820.331,9</b>	<b>3.879.409,9</b>	<b>3.917.031,3</b>
-----						
Diferido até 4Q Inicial	19.453,5	2.764,0	-	-	-	-
(-) Amortização Dif Ini	16.689,4	2.764,0	-	-	-	-
Diferido até 3Q Final	2.764,0	-	-	-	-	-
Diferido Total Inicial	19.453,5	2.764,0	-	-	-	-
<b>Diferido Total Final</b>	<b>2.764,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
-----						
Intangível Inicial	26.456,6	-	-	-	-	-
(-) Amortização Intangível	26.456,6	-	-	-	-	-
<b>Intangível Final</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Intangível Inicial 4ºQ (3º Aditivo Contratual)	165.864,5	155.400,4	147.629,7	139.859,1	132.088,4	124.317,8
(-) Amortização do Gasodutos não Obrigatorios	10.464,2	-	-	-	-	-
(-) Depreciação Intangível 4Q (3º Aditivo Contratual)	-	7.770,6	7.770,6	7.770,6	7.770,6	7.770,6
<b>Intangível Final 4Q (3º Aditivo Contratual)</b>	<b>155.400,4</b>	<b>147.629,7</b>	<b>139.859,1</b>	<b>132.088,4</b>	<b>124.317,8</b>	<b>116.547,2</b>
-----						
<b>Base Remunerável Inicial</b>	<b>3.551.273,7</b>	<b>3.721.816,2</b>	<b>3.806.499,0</b>	<b>3.884.589,0</b>	<b>3.952.420,3</b>	<b>4.003.727,7</b>
<b>Base Remunerável Final</b>	<b>3.721.816,2</b>	<b>3.806.499,0</b>	<b>3.884.589,0</b>	<b>3.952.420,3</b>	<b>4.003.727,7</b>	<b>4.033.578,4</b>

### 3.10. Compensação dos investimentos não realizados no quinquênio anterior

Neste tópico, a proposta apresenta os cálculos que a Concessionária entende serem corretos, sob as metodologias que traz;

#### 3.10.1. Apuração do saldo de investimentos não realizados no quinquênio 2013-2017

Tem como princípio basilar a consideração da interpretação dos ditames do III Termo Aditivo, com a transcrição dos valores originalmente aprovados pela III Revisão Quinquenal, os mesmos descontados os montantes envolvidos no III TA e o resultado líquido dos investimentos efetivamente apurados. Apresenta algumas explicações para as diferenças registradas, destacando o cenário macroeconômico, as particularidades derivadas do recente ciclo olímpico, as dificuldades na obtenção de licenças ambientais, sempre destacando a disposição em manter a AGENERSA informada.

Releva os projetos singulares de Adrianópolis, Biometano e Olimpíadas 2016, este parcialmente, que não foram realizados, para os quais apresenta as razões, especificando, ainda, detalhes dos investimentos em GNV, inclusive quanto às ações que desenvolveu para destravar os obstáculos.

A tabela sintética é a seguinte:

CEG ( moeda dez/2016)	Ano					Total
Valores em Milhões R\$	2013	2014	2015	2016	2017	2013-2017
Investimento Deliberado	434	287	259	308	259	1.548
Investimento Deliberado (Sem gasodutos 3º Aditivo)	431	257	248	211	218	1.366
Investimento Realizado	215	271	286	257	268	1.297

Diferença 69

% Realização de Investimentos 95%

#### 3.10.2. Metodologia de cálculo da compensação

Traz ao debate o tema discutido no âmbito do processo regulatório E-12/003.334/2014, em que apresentou metodologia alternativa elaborada pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, bem como estudo elaborado pela Deloitte International, bastante conflitante com aquele adotado pela Deloitte Brasil nos trabalhos da III Revisão Quinquenal, como consultoria contratada por esta AGENERSA.

Pelo estudo da FGV, fundamentado na adoção do saldo dos investimentos não realizados trazido a valor presente, do qual se subtraem o valor presente da depreciação atrelada aos mesmos e o valor da base final de ativos a eles referidos, todos utilizando a taxa de remuneração estabelecida para o quinquênio anterior.

O quadro resumo é:

						Taxa Remuneração	9,760%
CEG (moeda dez/2016)		Ano					VP
Valores em Milhões R\$	2013	2014	2015	2016	2017		
Diferencial de Investimento	(216,29)	14,00	38,12	45,58	49,97	(93,83)	
Diferencial de Depreciação	(1,23)	(2,37)	(2,08)	(1,60)	(1,06)	(6,43)	
Diferença na Evolução Base final	-	-	-	-	(44,09)	(27,68)	
<b>Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados</b>						<b>(59,73)</b>	

Já a metodologia da Deloitte International parte do pressuposto de que a compensação deveria ser feita a partir da consideração das receitas que o concessionário auferiria, retirando os investimentos não realizados e reduzindo a demanda associada, para o quê apresenta fórmula específica, que implica em obter um novo fator de margem de reposicionamento  $m$ , chamada de  $m'$ . O resultado obtido foi o mesmo da FGV;

### 3.11. Deduções da base de cálculos dos impostos

São as reduções das depreciações e dos juros sobre capital próprio, consolidadas no quadro abaixo:

CEG - Deduções da Base de Cálculo dos Impostos Projetadas (Moeda de Dez/16)					
Deduções	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Depreciação</b>	<b>191,14</b>	<b>197,35</b>	<b>206,33</b>	<b>212,97</b>	<b>219,82</b>
<i>Depreciação BRA<sub>i</sub></i>	<i>169,84</i>	<i>166,87</i>	<i>166,68</i>	<i>164,35</i>	<i>162,63</i>
<i>Depreciação Investimentos</i>	<i>13,53</i>	<i>22,72</i>	<i>31,88</i>	<i>40,85</i>	<i>49,41</i>
<i>Amortização do Intangível Inicial</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>Amortização do Intangível 3º Termo</i>	<i>7,77</i>	<i>7,77</i>	<i>7,77</i>	<i>7,77</i>	<i>7,77</i>
<b>Juros s/ Capital Próprio</b>	<b>100,66</b>	<b>113,05</b>	<b>126,38</b>	<b>126,38</b>	<b>126,38</b>

### 3.12. Compensação da retroatividade da 3ª revisão tarifária

Apresenta os fundamentos para a aplicação da retroatividade de 3,6%, implementada ao término dos trabalhos da III Revisão Quinquenal, descrevendo os montantes anuais de restituição compensatória, até 2018, e consolidando o saldo de R\$ 25,18 milhões de reais, base dezembro/2016;

### 3.13. Custos autorizados pela Agência Reguladora

São listados os processos E-12/003.413/2015 (Call Center), E-12/003.203 e 242/2016 (Fazenda Botafogo), com a descrição sucinta dos fatores que os motivaram, as conclusões e os valores estimados, R\$ 1,57 milhões para o primeiro e R\$ 2,08 milhões para o segundo, base dezembro/2016;

### 3.14. Índice de reposicionamento tarifário - m

São apresentados os fundamentos teóricos para o tema, aprovados pela I Revisão Quinquenal e mantidos desde então, com o intuito de, a partir de uma visão de projeção futura, equilibrar as entradas e saídas de caixa dentro de um fluxo, controlável a partir de dados pré-definidos, considerando-se uma base de ativos

remunerados inicial, até chegar-se a uma base de ativos remunerados final, adotando-se uma taxa de remuneração que permita estimá-los a um valor presente.

O fluxo de caixa, com o registro das projeções de entradas, saídas e compensações adotadas, é a base para se calcular o índice de reposicionamento, chamado de 'm', que serve como indexador das margens para o ciclo seguinte.

Na proposta, o quadro de cálculo de 'm' é:

moeda dez/16		Taxa de Remuneração =					12,23%
CEG		Ano					Valor
Valores em MR\$		2018	2019	2020	2021	2022	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada		663,41	649,90	653,90	657,10	660,96	2.355,09
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais		337,14	349,16	361,81	371,78	380,54	1.281,62
III = 0,66*Receitas Correlatas		16,11	16,29	16,54	16,83	17,12	59,22
IV = 0,34*Depreciação		64,99	67,10	70,15	72,41	74,74	248,42
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio		34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	142,62
VI = Investimentos		275,82	275,44	274,16	264,27	249,67	965,19
VII = Compensação de Retroatividade		25,18					
VIII = Gastos Processos Regulatórios		3,65					
IX = Base Inicial		3.721,82					
X = Base Final						4.033,58	2.265,40
XI = Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio 2013-2017		59,73					
<b>m = Receita Requerida / Margens Não Reposicionadas</b>							
<b>m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)</b>							
<b>m =</b>		<b>1,3467</b>					

VP Receita Requerida (MR\$)

3.172

### 3.15. Estrutura tarifária proposta

A proposta informa que não houve alteração na estrutura atual do quadro tarifário, incorporando às margens, apenas, o reposicionamento calculado no item 3.16., acima. O quadro segue na sequência:

CEG - Tarifa Reposicionada Nov/17 (Com impacto da 4ª Revisão Tarifária)			
(Sem Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária e Com Margens Reposicionadas pela Proposta da 4ª Revisão Tarifária)			
Data Vigência		01/11/17	
Custo do Gás Res/Com (R\$/m³)		0,81220	
Custo do Gás Demais (R\$/m³)		1,02534	
Custo do Gás Industrial Não Vidreiro (R\$/m³)		1,06035	
Custo do Gás Vidreiro (R\$/m³)		0,92281	
Custo GLP Res e Ind (R\$/kg)		4,34593	
Custo de Repasse de FEEF (R\$/m³)		0,0071	
Fator Tributos (PIS, COFINS, ICMS, Tx Regulação)		0,7836	
Fator Tributos GLP Res e Ind (Tx Regulação)		0,9950	
Exclusão da Retroatividade (atraso da 3ª RTI)		3,60%	
Fator de Reposicionamento de margem (Fator m)		1,3467	
TIPO DE GÁS / CONSUMIDOR	Faixa de Consumo m³ / mês	Margem Limite R\$ / m³	Tarifa Limite R\$ / m³
<b>GÁS NATURAL</b>			
Residencial	0 - 7	4,3178	6,5557
	8 - 23	6,0700	8,7919
	24 - 83	7,6550	10,8146
	acima de 83	8,1575	11,4558
Residencial Social MCMV	0 - 7	2,1338	3,7686
	8 - 23	2,2945	3,9737
	24 - 83	7,6550	10,8146
	acima de 83	8,1575	11,4558
Comercial e Outros	0 - 200	4,1817	6,3821
	201 - 500	4,0195	6,1750
	501 - 2.000	3,8576	5,9684
	2001 - 20.000	3,6958	5,7619
	20.001 - 50.000	3,5336	5,5551
	acima de 50.000	3,3717	5,3484

Climatização	0 - 200	2,4025	4,3836
	201 - 5.000	1,0768	2,6917
	5.001 - 20.000	0,8679	2,4251
	20.001 - 70.000	0,5806	2,0586
	70.001 - 120.000	0,4681	1,9149
	120.001 - 300.000	0,3478	1,7614
	300.001 - 600.000	0,2055	1,5798
	600.001 - 1.500.000	0,2019	1,5752
acima de 1.500.000	0,1914	1,5618	
Cogeração	0 - 200	1,3385	3,0257
	201 - 5.000	1,2428	2,9036
	5.001 - 20.000	0,4207	1,8545
	20.001 - 70.000	0,2505	1,6372
	70.001 - 120.000	0,2705	1,6628
	120.001 - 300.000	0,2694	1,6614
	300.001 - 600.000	0,2682	1,6599
	600.001 - 1.500.000	0,2678	1,6593
acima de 1.500.000	0,1799	1,5471	
Geração Distribuída	0 - 200	2,4971	4,5043
	201 - 5.000	1,1029	2,7251
	5.001 - 20.000	0,8480	2,3997
	20.001 - 70.000	0,5214	1,9830
	70.001 - 120.000	0,3927	1,8187
	120.001 - 300.000	0,3831	1,8064
	300.001 - 600.000	0,3426	1,7547
	600.001 - 1.500.000	0,3364	1,7469
acima de 1.500.000	0,3190	1,7247	
GNV	faixa única	0,2652	1,6559
GNV Transporte Público	faixa única	0,2652	1,6559
Petroquímico	faixa única	0,0443	1,3740
Industrial	0 - 200	1,4339	3,1922
	201 - 2.000	1,3384	3,0702
	2.001 - 10.000	1,2809	2,9969
	10.001 - 50.000	0,9676	2,5970
	50.001 - 100.000	0,7799	2,3575
	100.001 - 300.000	0,5795	2,1018
	300.001 - 600.000	0,3424	1,7992
	600.001 - 1.500.000	0,3362	1,7913
1.500.001 - 3.000.000	0,3189	1,7692	
acima de 3.000.000	0,2602	1,6943	
Vidreiras	0 - 200	1,4340	3,0167
	201 - 2.000	1,3384	2,8948
	2.001 - 10.000	1,2810	2,8214
	10.001 - 50.000	0,9677	2,4216
	50.001 - 100.000	0,7799	2,1820
	100.001 - 300.000	0,5795	1,9262
	300.001 - 600.000	0,3425	1,6238
	600.001 - 1.500.000	0,3362	1,6158
1.500.001 - 3.000.000	0,3188	1,5936	
acima de 3.000.000	0,2602	1,5187	
Termelétricas	$T = \left( \left( \frac{37,898}{(c + 40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPMn}{IGPMo} \right) \times 1,3467 + CG$		
	<p>Onde:</p> <p>T = Tarifa.</p> <p>c = Somatório do consumo mensal, expresso em milhões de m³, com 6 casas decimais.</p> <p>R = Fator redutor cujo valor máximo é 1.</p> <p>IGPMn = Índice Geral de Preços do Mercado da Fundação Getúlio Vargas do mês de novembro do ano anterior.</p> <p>IGPMo = Índice Geral de Preços do Mercado da Fundação Getúlio Vargas do mês de junho de 2000, equivalente a 183,745</p> <p>CG = preço de compra do gás natural que será determinado caso a caso em função dos contratos de compra específicos para cada usina.</p>		
GLP		R\$/kg	R\$/kg
Residencial	faixa única - (R\$/kg)	3,8223	8,2093
Industrial	faixa única - (R\$/kg)	3,5459	7,9315
<b>Notas:</b>			
- A conta mínima corresponderá ao limite superior da primeira faixa de consumo de cada categoria de consumo.			
- Gás natural: Preço de venda ao consumidor nas condições PCS: 9.400 kcal/m³, pressão = 1 atm e temperatura = 20° C.			
- As Tarifas são aplicadas em cascata, ou seja, aplicam-se progressivamente, em cada uma das faixas de consumo, exceto termelétricas.			
- As Tarifas acima contemplam todos os tributos incidentes, exceto termelétricas.			



Tipo de Gás/Consumidor			
GÁS NATURAL	Faixas de Consumo m³/mês	Margem Limite R\$/m³	Tarifa Limite R\$/m³
<b>Consumidores livres, Autoprodutores e Auto-importadores</b>			
Petroquímico	faixa única	0,0444	0,0444
Industrial	0 - 200	1,4342	1,4342
	201 - 2.000	1,3385	1,3385
	2.001 - 10.000	1,2811	1,2811
	10.001 - 50.000	0,9678	0,9678
	50.001 - 100.000	0,7802	0,7802
	100.001 - 300.000	0,5798	0,5798
	300.001 - 600.000	0,3427	0,3427
	600.001 - 1.500.000	0,3364	0,3364
	1.500.001 - 3.000.000	0,3192	0,3192
	acima de 3.000.000	0,2604	0,2604
Termelétricas	$T = \left( \left( \frac{37.898}{(c + 40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPMn}{IGPMo} \right) \times 1,3467$		
	<p>Onde:  T = Tarifa.  c = Somatório do consumo mensal, expresso em milhões de m³, com 6 casas decimais.  R = Fator redutor cujo valor máximo é 1.  IGPMn = Índice Geral de Preços do Mercado da Fundação Getúlio Vargas do mês de novembro do ano anterior.  IGPMo = Índice Geral de Preços do Mercado da Fundação Getúlio Vargas do mês de junho de 2000, equivalente a 183,745</p>		
<b>Notas:</b>			
- Gás natural: Preço de venda ao consumidor nas condições PCS: 9.400 kcal/m³, pressão = 1 atm e temperatura = 20° C. - As Tarifas são aplicadas em cascata, ou seja, aplicam-se progressivamente, em cada uma das faixas de consumo, exceto termelétricas. - As Tarifas acima não contemplam os tributos incidentes.			

### 3.16. Anexos

A proposta lista os documentos utilizados, sejam eles quadros ou estudos de terceiros.

## 4. A REFORMULAÇÃO DA PROPOSTA

Apresentada pela Carta CEG PRESI 017/2018, de 28/09/2018, dividida em 15 partes, das quais a introdução informa a manutenção da fundamentação contratual e a data base em dezembro/2016.

### 4.1. Taxa de remuneração de capital

Vincula-se ao tópico 3.4., acima. A Concessionária menciona o estudo apresentado pela Consultoria da Fundação Ricardo Franco - FEC/UFF, contratada por esta AGENERSA, destacando a exclusão da partícula de risco regulatório e a alteração da janela temporal no cálculo do risco Brasil, acatando o primeiro mas não o segundo, sugerindo a adoção de novo cálculo, feito por Consultoria que contratou, consubstanciado no quadro abaixo:

Índice	Critério	Valor
Taxa Livre de Risco (rl)	T. Bond de 10 anos - média dos retornos anuais de 1987 a 2016	5,12%
Calculo do Beta ( $\beta$ )	Beta desalavancado da Industria	0,5365
Prêmio de Risco Mercado	Ibbotson de 1926 a 2016	6,94%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana de 1995 a 2016	4,04%
Inflação Norte Americana	CPI US média de 2007 a 2016	1,82%
<b>Taxa de Remuneração Nominal</b>		<b>12,88%</b>
<b>Taxa de Remuneração Real</b>		<b>10,87%</b>

Nota:

Remuneração - Base Dados BCG.xlsx, em atendimento ao item 10 do ofício AGENERSA nº

### 4.2. Projeção de margem total não reposicionada

Vincula-se ao tópico 3.5., acima. Os pressupostos básicos são os mesmos, mas as projeções incorporam algumas observações feitas no Relatório 4 da FEC/UFF.

#### 4.2.1. Projeção da Demanda

No mercado residencial, a projeção passa para um crescimento médio de 0,1% a.a., o que acarreta um acumulado de 0,6% para o quinquênio, sob os novos parâmetros de captação de clientes (reduzido), crescimento econômico e as conclusões do já citado Relatório 4 FEC/UFF.

No mercado comercial, a projeção passa para um crescimento médio de 0,3% a.a., o que acarreta um acumulado de 1,5% para o quinquênio, igualmente sob os novos parâmetros de captação de clientes (reduzido), crescimento econômico e as conclusões do já citado Relatório 4 FEC/UFF.

Nos mercados industrial e petroquímico, projeta-se para o primeiro uma pequena variação positiva no consumo em relação ao verificado no quinquênio anterior e ainda considerando-se uma pequena captação de novos clientes industriais, que pode compensar a perda de outros. A projeção é de incremento de 1,1% a.a., acumulado de 5,6% no quinquênio. Mantém-se a projeção de não captação de clientes petroquímicos, relacionada ao encerramento das atividades do setor no Estado.

No mercado de cogeração, geração distribuída e climatização, projeta-se um incremento de 2,4% a.a. nas vendas, ainda que com projeção de vendas inferiores aos patamares 2017, que culminou um período de forte queda. mantém-se os pressupostos iniciais para o setor.

No mercado de GNV, a Concessionária pondera sobre os pressupostos que adotou, dada a incerteza do setor, mas acolhe as projeções do Relatório 4 FEC/UFF, de incremento médio de 1,6% a.a., acumulado de 8,3%.

Para o mercado termelétrico, a Concessionária atualizou a pesquisa de Consultoria por ela contratada, mantida a metodologia descrita, informando uma projeção acima da anterior.

Os novos quadros-resumo das projeções de clientes e de demanda são:

CEG	Nº de Clientes Total por Segmento (Posição Dez/ano)				
Mercado	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial (*)	956.529	985.736	1.014.726	1.043.436	1.071.754
Comercial	12.897	13.510	14.144	14.802	15.485
Climatização	28	27	27	27	27
Geração Distribuída	24	25	30	33	35
Cogeração	22	24	24	25	26
GNV	475	491	501	519	538
Industrial	285	282	280	282	282
Vidreiras	5	5	5	5	5
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	2	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	2	4	4	4	4
<b>Total Clientes</b>	<b>970.269</b>	<b>1.000.104</b>	<b>1.029.741</b>	<b>1.059.133</b>	<b>1.088.156</b>

(\*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

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

CEG	Demanda Projetada (Mm <sup>3</sup> /ano)				
Mercado	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial (*)	114,06	114,45	114,69	114,77	114,72
Comercial	49,90	50,02	50,16	50,30	50,46
Climatização	4,97	4,98	4,97	4,97	4,97
Geração Distribuída	0,72	0,82	1,21	2,99	3,73
Cogeração	81,84	82,84	84,96	86,04	87,42
GNV	911,70	922,70	936,10	952,60	972,90
Industrial	308,14	310,78	311,81	318,34	325,44
Vidreiras	67,20	67,63	67,20	66,26	67,26
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	1.556,08	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	1.364,19	817,62	844,67	803,17	803,17
<b>Total Vendas Projetada</b>	<b>4.458,81</b>	<b>2.371,84</b>	<b>2.415,76</b>	<b>2.399,45</b>	<b>2.430,07</b>

(\*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

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

#### 4.2.2. Projeção da margem total não reposicionada

Foram mantidos os pressupostos originais, adotando-se as novas projeções para consumo. O quadro resumo da projeção da margem total não reposicionada passa a ser:

Anexo 3 - CEG: PROJEÇÃO DA MARGEM MÉDIA UNITÁRIA NÃO REPOSICIONADA em MOEDA DE DEZEMBRO 2016 (R\$/m³)						
CEG - R\$/m³ ano	Faixas de Consumo	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	0 - 7	6,0242	6,1981	6,3780	6,5641	6,7564
	8 - 23	3,4625	3,4410	3,4188	3,3958	3,3721
	24 - 83	4,1194	4,0854	4,0503	4,0139	3,9764
	acima de 83	5,2932	5,2829	5,2722	5,2611	5,2497
Residencial Social MCMV	0 - 7	1,9661	2,0262	2,0875	2,1502	2,2144
	8 - 23	1,5364	1,5348	1,5331	1,5313	1,5296
	24 - 83	2,9839	2,9148	2,8438	2,7708	2,6958
	acima de 83	5,1387	5,1233	5,1075	5,0913	5,0746
Comercial	0 - 200	2,8987	2,8987	2,8987	2,8987	2,8987
	201 - 500	2,8848	2,8893	2,8939	2,8986	2,9034
	501 - 2.000	2,7910	2,7963	2,8017	2,8073	2,8131
	2001 - 20.000	2,6668	2,6715	2,6764	2,6814	2,6866
	20.001 - 50.000	2,5653	2,5705	2,5759	2,5814	2,5871
	acima de 50.000	2,4231	2,4270	2,4310	2,4351	2,4393
Climatização	0 - 200	1,6653	1,6653	1,6653	1,6653	1,6653
	201 - 5.000	0,8233	0,8233	0,8233	0,8233	0,8233
	5.001 - 20.000	0,6746	0,6746	0,6746	0,6746	0,6746
	20.001 - 70.000	0,5480	0,5478	0,5480	0,5485	0,5480
	70.001 - 120.000	0,4285	0,4285	0,4285	0,4285	0,4285
	120.001 - 300.000	0,3943	0,3943	0,3943	0,3943	0,3943
	300.001 - 600.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	600.001 - 1.500.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	acima de 1.500.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Cogeração	0 - 200	0,9266	0,9266	0,9266	0,9266	0,9266
	201 - 5.000	0,8677	0,8676	0,8675	0,8676	0,8675
	5.001 - 20.000	0,5113	0,5113	0,5177	0,5158	0,5079
	20.001 - 70.000	0,3176	0,3120	0,3210	0,3238	0,3313
	70.001 - 120.000	0,2355	0,2392	0,2345	0,2355	0,2408
	120.001 - 300.000	0,2064	0,2061	0,2058	0,2059	0,2061
	300.001 - 600.000	0,1982	0,1984	0,1984	0,1982	0,1983
	600.001 - 1.500.000	0,1905	0,1905	0,1905	0,1903	0,1905
	acima de 1.500.000	0,1672	0,1669	0,1672	0,1671	0,1672
Geração Distribuída	0 - 200	1,7311	1,7308	1,7310	1,7310	1,7309
	201 - 5.000	0,8696	0,8646	0,8615	0,8632	0,8520
	5.001 - 20.000	0,6721	0,7076	0,7091	0,7098	0,7185
	20.001 - 70.000	0,5828	0,5828	0,5591	0,5362	0,5828
	70.001 - 120.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3954	0,3954
	120.001 - 300.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	300.001 - 600.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	600.001 - 1.500.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
acima de 1.500.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
GNV	faixa única	0,1838	0,1838	0,1838	0,1838	0,1838
GNV Transporte Público	faixa única	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Industrial	0 - 200	0,9940	0,9940	0,9940	0,9940	0,9940
	201 - 2.000	0,9429	0,9434	0,9434	0,9434	0,9435
	2.001 - 10.000	0,9055	0,9054	0,9052	0,9052	0,9052
	10.001 - 50.000	0,7630	0,7630	0,7622	0,7634	0,7631
	50.001 - 100.000	0,6694	0,6695	0,6698	0,6697	0,6700
	100.001 - 300.000	0,5482	0,5497	0,5460	0,5477	0,5445
	300.001 - 600.000	0,4042	0,4044	0,4054	0,4108	0,4093
	600.001 - 1.500.000	0,3210	0,3204	0,3210	0,3236	0,3225
	1.500.001 - 3.000.000	0,2586	0,2584	0,2586	0,2579	0,2586
acima de 3.000.000	0,2233	0,2230	0,2233	0,2205	0,2232	
Vidreiras	0 - 200	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	201 - 2.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	2.001 - 10.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	10.001 - 50.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	50.001 - 100.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	100.001 - 300.000	0,5166	0,5158	0,5166	0,5182	0,5165
	300.001 - 600.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	600.001 - 1.500.000	0,3069	0,3064	0,3069	0,3051	0,3068
	1.500.001 - 3.000.000	0,2632	0,2629	0,2632	0,2632	0,2632
acima de 3.000.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Petroquímico	faixa única	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GLP Residencial	faixa única	2,6496	2,6496	2,6496	2,6496	2,6496
GLP Industrial	faixa única	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Térmicas	faixa única	0,0506	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Térmicas - Consumidor Livre/Auto-importador/Autoprodutor	faixa única	0,0522	0,0732	0,0669	0,0685	0,0685
Industrial - Consumidor Livre/Auto-importador/Autoprodutor	0 - 200	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	201 - 2.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	2.001 - 10.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	10.001 - 50.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	50.001 - 100.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	100.001 - 300.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	300.001 - 600.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	600.001 - 1.500.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	1.500.001 - 3.000.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Petroquímico - Consumidor Livre/Auto-importador/Autoprodutor	faixa única	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
<b>Total</b>	-	<b>0,2356</b>	<b>0,4061</b>	<b>0,3987</b>	<b>0,4031</b>	<b>0,4002</b>

### 4.3. Custos Operacionais – OPEX

A proposta mantém o conceito de OPEX, relacionado à caracterização das despesas vinculadas à operação e manutenção das redes, bem como a gestão comercial da distribuição e a própria gestão do negócio concedido, isentas de depreciações e amortizações. É modificada no que tange às alterações na projeção da base de clientes e nas vendas, observando-se as principais alterações nos seguintes grupos, com o devido destaque às particularidades que fogem às alterações aqui listadas:

- > Manutenção e conservação - destaque-se que os custos das estações de GNC foram realocados em "Gastos para GNC";
- > Utilidades e serviços - o mesmo impacto setorial acima;
- > Gastos de atividade comercial;
- > Gastos serviço a cliente;
- > Gastos com GNC - incorporação dos efeitos das 02 primeiras rubricas. Apresenta uma memória de cálculo específica para o setor;

A Concessionária apresenta alguns esclarecimentos adicionais acerca de elementos de sua proposta original, entendendo poder haver detalhamento pouco profundo, o que pode contribuir para algumas diferenças de entendimento com a Consultoria da FEC/UFF. No geral, alega que não guardam correlação com a movimentação da base de clientes, devendo ser consideradas à parte, até por força de dispositivos legais. Foram destacadas, com concisas explicações, as rubricas:

- > Consultoria e outros serviços
  - dispêndios com qualificação e auditoria de fornecedores, projetos de meio-ambiente e qualidade, projetos de segurança no trabalho, projetos de prevenção e saúde, inspeção periódica de gás, sistemas para gestão de laboratórios acreditados e consultoria e manutenção do sistema de medição;
- > Publicidade, propaganda e relações públicas;
  - dispêndios com divulgação de campanhas de inspeção periódica de gás e comerciais de divulgação e comercialização, publicidade de vendas, publicação de matéria legal, comunicação externa e interna, monitoramento e relatório dos meios de comunicação, publicidade, publicações e projetos sociais;

> Subscrições, documentos e outros serviços;  
 - dispêndios com implementação de novos modelos de atendimento, prestação de serviços, inspeção periódica de gás, serviços de armazenamento de documentos, de logística e de consulta ao Serasa;

Por outro lado, apresenta seu razoado quanto a outras rubricas, ressaltando que, apesar de guardarem vínculos com a movimentação da base de clientes, possuem particularidades que fogem ao mero comportamento desta, devendo ser tratadas de forma relativa. Foram destacadas, com concisas explicações, as rubricas:

> Gastos de atividade comercial  
 - Onde se ressalta a necessidade de se adequar ao perfil de captação de cada clientes;  
 > Leitura de medidores e envio de faturas  
 - Onde se ressalta o impacto externo e não administrável dos custos com correio;  
 > Serviços de teleatendimento  
 - Onde se ressaltam fatores legais, eventos de inspeção periódica de gás, contatos com o call center e atendimento gratuito às chamadas por celular;

Ainda relaciona outras rubricas, excluídas pela FEC/UFF por decorrerem de "... especificidade do controle acionário estrangeiro, o que contesta, alegando que apenas a rubrica "Custo do pessoal expatriado" pode ser enquadrada em tal restrição. Além desta específica, são listadas ainda, com breves explicações:

> Despesas de viagem;  
 > Colaborações externas;

Questiona, ainda, as restrições oferecidas pelo Relatório da FEC/UFF quanto aos "Gastos Jurídicos", fundamentando-se na prática de terceirização, amplamente disseminada no meio empresarial, notadamente no setor, por serem registradas demandas com características distintas, que obrigam a contratação de serviços especializados, os quais não podem ser absorvidos pela estrutura interna.

Apresenta novo quadro com as projeções para o quinquênio, que transcrevemos:

CEG - OPEX (mil.R\$/ano) - Moeda de Dez/16						Total
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
<b>1- Aluguéis</b>	<b>13.467,81</b>	<b>18.882,50</b>	<b>18.897,36</b>	<b>18.897,50</b>	<b>18.897,65</b>	<b>89.042,82</b>
<b>2- Manutenção e Conservação</b>	<b>41.770,35</b>	<b>42.187,15</b>	<b>42.139,74</b>	<b>41.842,15</b>	<b>41.774,42</b>	<b>209.713,80</b>
2.1- Bens Imóveis e Construções	6.888,05	6.888,05	6.888,05	6.888,05	6.888,05	34.440,24
2.2- Equipamento de Informática	2.886,93	3.034,60	3.184,34	3.184,34	3.184,34	15.474,53
2.3- Veículos	855,00	855,00	855,00	855,00	855,00	4.274,98
2.4- Instalações Técnicas	24.866,83	24.864,50	24.881,61	24.628,99	24.628,99	123.870,91
Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	6.335,81	6.335,81	6.335,81	6.335,81	6.335,81	31.679,03
Emergência	13.992,42	13.992,42	13.992,42	13.992,42	13.992,42	69.962,08
Manutenção de Instalações Industriais	4.538,61	4.536,28	4.553,39	4.300,77	4.300,77	22.229,80
2.5- Outro Imobilizado	6.273,55	6.545,01	6.330,75	6.285,78	6.218,05	31.653,14
<b>3- Utilidades e Serviços</b>	<b>13.676,56</b>	<b>14.357,97</b>	<b>14.663,47</b>	<b>14.717,93</b>	<b>14.762,55</b>	<b>72.178,49</b>
3.1- Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	6.772,33	7.075,14	7.016,31	7.016,50	7.016,72	34.897,00
3.2- Telefone e Outras Comunicações	4.886,99	5.140,41	5.397,39	5.397,39	5.397,39	26.219,55
3.3- Correio	877,06	987,96	1.080,77	1.121,07	1.152,29	5.219,15
3.4- Material de Escritório	742,20	754,03	765,93	777,78	788,61	3.828,55
3.5- Outros	397,99	400,43	403,07	405,19	407,54	2.014,23
<b>4- Serviços Gerais, Corporativos e Associações</b>	<b>28.373,92</b>	<b>29.554,21</b>	<b>30.644,03</b>	<b>30.864,80</b>	<b>31.110,87</b>	<b>150.547,82</b>
4.1- Serviços Gerais	15.418,19	16.088,43	16.763,69	16.763,69	16.763,69	81.797,68
4.2- Serviços Corporativos	12.095,91	12.606,11	13.020,97	13.241,74	13.487,81	64.452,53
4.3- Cotas de Associações	859,82	859,67	859,37	859,37	859,37	4.297,60
<b>5- Serviços Profissionais Independentes</b>	<b>21.387,16</b>	<b>21.379,88</b>	<b>21.626,49</b>	<b>21.645,28</b>	<b>21.664,86</b>	<b>107.703,68</b>
5.1- Auditorias	503,80	502,50	501,25	501,25	501,25	2.510,06
5.2- Acessorias Técnicas	123,71	123,75	126,88	126,88	126,88	628,09
5.3- Jurídicos	9.266,98	9.269,53	9.469,62	9.473,45	9.477,40	46.956,98
5.4- Consultorias e Outros Serviços	11.492,68	11.484,10	11.528,74	11.543,70	11.559,33	57.608,56

6- Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	16.342,96	16.745,13	17.177,06	17.792,73	18.252,72	86.310,61
7- Seguros	2.731,55	2.724,58	2.717,87	2.717,89	2.717,88	13.609,78
8- Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	2.492,00	2.512,78	2.534,11	2.615,43	2.646,29	12.800,61
8.1- Despesas de Viagem	2.357,22	2.376,91	2.397,09	2.478,00	2.508,43	12.117,65
8.2- Transportes e Fretes	134,78	135,88	137,01	137,43	137,87	682,96
9- Gastos de Atividade Comercial	45.759,35	47.652,40	48.965,96	50.312,51	51.691,45	244.381,66
10- Gastos Serviço a Cliente	49.880,25	53.640,30	58.012,52	62.383,86	67.065,77	290.982,71
10.1- Leitura de Medidores e Envio de Faturas	17.898,67	19.603,01	21.421,63	23.411,23	25.587,59	107.922,13
10.2- Gestão de Serviço de Corte e Cobrança	10.448,09	11.372,84	12.327,20	13.361,64	14.482,89	61.992,66
10.3- Inspeções Periódicas	1.277,52	1.310,02	1.348,81	1.388,82	1.430,18	6.755,36
10.4- Serviços de Teleatendimento	9.357,33	10.041,18	11.282,69	12.326,57	13.408,21	56.415,99
10.5- Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.270,67	8.685,27	8.892,76	9.109,17	9.334,88	44.292,74
10.6- Custo de Atendimento ao Cliente	707,06	707,06	707,06	707,06	707,06	3.535,30
10.7- Controle de Qualidade de Serviços	1.920,92	1.920,92	2.032,38	2.079,37	2.114,96	10.068,55
11- Outros Serviços Exteriores	22.426,04	22.655,48	22.888,76	23.048,08	23.205,10	114.223,45
11.1- Subscrições, documentos e Outros Serviços	14.879,22	15.105,23	15.338,59	15.490,39	15.639,61	76.453,05
11.2- Colaborações Externas	4.404,35	4.415,14	4.422,27	4.429,73	4.437,56	22.109,05
11.3- Custo do Pessoal Expatriado	3.142,47	3.135,11	3.127,90	3.127,95	3.127,92	15.661,36
12- Outros	13.199,05	13.705,95	13.187,84	13.227,84	13.271,84	66.592,52
12.1- Outros Gastos de Exploração	9.491,67	10.014,32	9.497,01	9.537,01	9.581,01	48.121,03
12.2- Tributos	3.707,38	3.691,63	3.690,83	3.690,83	3.690,83	18.471,48
13- Gastos para GNC	1.002,35	1.467,68	2.284,33	2.303,22	2.453,41	9.510,99
15- Pessoal	142.997,30	147.831,94	153.520,98	153.520,98	153.520,98	751.392,17
16- Provisões	54.100,64	26.893,07	26.893,07	26.893,07	26.893,07	161.672,93
17- Custos de Perdas de Gás	73.791,37	91.450,12	89.779,68	89.250,64	91.360,04	435.631,86
18- Custos de Odorizantes	1.734,01	1.172,67	1.190,40	1.194,61	1.213,42	6.505,11
<b>TOTAL</b>	<b>545.132,66</b>	<b>554.813,82</b>	<b>567.123,67</b>	<b>573.228,53</b>	<b>582.502,33</b>	<b>2.822.801,00</b>

### 4.3.1. Despesas com pessoal

Não houve alteração da projeção anterior;

### 4.3.2. Outras despesas

Apresenta revisões nas rubricas de provisões, perdas de gás e gastos com odorantes. Destaque-se um incremento total de R\$ 94,85 milhões, ao longo do quinquênio.

Na primeira, acata princípios do Relatório da FEC/UFF, ao qual contrapõe algumas argumentações, sobretudo quanto à projeção a partir das médias anuais, e não pela verificação do incremento real do inadimplemento.

Na segunda, mantém o percentual total projeto (2,8%), mas atualizado conforme novas projeções sobre o custo do gás.

Na terceira, houve a reprogramação de acordo com as novas projeções de aquisição e perdas.

O novo quadro resumo da projeção das outras despesas segue abaixo:

CEG	OPEX Valores em MR\$ (moeda dez/2016)				
Conceitos	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Despesas Operacionais</b>	272,51	287,47	295,74	302,37	309,51
<b>Despesas de Pessoal</b>	143,00	147,83	153,52	153,52	153,52
<b>Outras Despesas</b>	129,62	119,51	117,86	117,33	119,46
Provisões	54,10	26,89	26,89	26,89	26,89
Perdas de Gás	73,79	91,45	89,78	89,25	91,36
Gastos Odorizante	1,73	1,17	1,19	1,19	1,21
<b>TOTAL</b>	<b>545,13</b>	<b>554,81</b>	<b>567,12</b>	<b>573,22</b>	<b>582,49</b>

#### 4.4. Receitas correlatas

O quadro com as novas projeções é:

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
III - Receitas Correlatas <sup>2</sup>	22,42	22,67	22,98	23,38	23,79

#### 4.5. Plano de Investimentos

A revisão incorporou uma redução de R\$ 506,35 milhões, base dezembro/2016, valendo-se de ajustes nas 03 subdivisões, que mantém, consolidada no quadro abaixo, que já desconsidera o adendo relativo a 2017:

CEG - Investimentos Totais (mil.R\$/ano) - Moeda de Dez/16						Anexo 8 - 1/11
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
<b>INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>144.702</b>	<b>152.055</b>	<b>174.685</b>	<b>162.730</b>	<b>155.252</b>	<b>789.424</b>
<b>Redes</b>	<b>78.042</b>	<b>86.415</b>	<b>96.467</b>	<b>83.302</b>	<b>83.166</b>	<b>427.392</b>
Novas Redes AP	2.798	1.876	11.527	827	2.621	19.650
Novas Redes MP/BP	44.407	35.800	31.082	32.956	32.609	176.853
Renovação Redes	30.133	47.981	52.990	48.628	47.111	226.842
Outros - Redes	705	758	867	891	826	4.046
<b>Ramais</b>	<b>20.083</b>	<b>22.317</b>	<b>22.880</b>	<b>23.690</b>	<b>24.363</b>	<b>113.333</b>
Novos Ramais	17.417	18.323	18.886	19.696	20.369	94.690
Renovação de Ramais	2.605	3.919	3.919	3.919	3.919	18.282
Outros - Ramais	61	75	75	75	75	360
<b>Estações de ERM's e GNC's</b>	<b>2.584</b>	<b>2.326</b>	<b>4.673</b>	<b>6.555</b>	<b>1.960</b>	<b>18.098</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>8.276</b>	<b>7.266</b>	<b>15.439</b>	<b>14.409</b>	<b>9.664</b>	<b>55.055</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>35.717</b>	<b>33.731</b>	<b>35.227</b>	<b>34.774</b>	<b>36.098</b>	<b>175.547</b>
Aquisição de Medidores	21.619	22.176	22.844	23.484	23.870	113.993
Instalações Comunitárias	8.871	9.555	9.799	10.046	10.300	48.571
Terrenos e Edifícios	2.492	883	1.108	393	431	5.307
Máquinas e Equipamentos	997	355	460	313	613	2.738
Equipamentos Processos Informatização	1.391	426	552	376	736	3.481
Veículos	262	143	178	58	55	696
Outros Investimentos	85	195	285	103	93	761
<b>INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>8.248</b>	<b>5.107</b>	<b>10.099</b>	<b>10.012</b>	<b>10.120</b>	<b>43.586</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS</b>	<b>152.950</b>	<b>157.162</b>	<b>184.785</b>	<b>172.742</b>	<b>165.372</b>	<b>833.010</b>

4.5.1. No grupo dos investimentos singulares, foi excluída a obra do Biometano, por razões de adaptação contratual, mantidas as outras 02 originais, e acrescentadas:

- > Estação Maricá, parte do projeto de gaseificação local, por GNC;
- > Estações de Regulagem Distrital, para atendimento ao crescimento do sistema de distribuição;
- > Projetos Menores, basicamente substituição e renovação;

CEG - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Projeto	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
<b>Reforço de Rede</b>	-	1,14	8,36	-	-	9,50
Santa Cruz	-	1,14	8,36	-	-	9,50
<b>Estação de GNC</b>	0,93	0,19	2,81	5,06	-	8,99
Estação Modulação GNC	0,27	0,19	2,81	5,06	-	8,33
Estação Maricá	0,66	-	-	-	-	0,66
<b>Projetos de ERD</b>	1,22	1,27	0,68	0,72	1,03	4,92
<b>Projetos Menores (Renovação)</b>	5,69	4,09	9,54	4,83	4,06	28,21
<b>TOTAL Investimentos Singulares</b>	<b>7,85</b>	<b>6,68</b>	<b>21,39</b>	<b>10,61</b>	<b>5,09</b>	<b>51,62</b>



4.5.2. No grupo dos Investimentos fixos, foram mantidos os setores abrangidos. O novo quadro é:

CEG - Investimentos Fixo (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
<b>INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>51,20</b>	<b>67,85</b>	<b>76,47</b>	<b>74,57</b>	<b>67,53</b>	<b>337,62</b>
<b>Redes</b>	<b>29,86</b>	<b>49,19</b>	<b>48,93</b>	<b>49,28</b>	<b>46,50</b>	<b>223,75</b>
Novas Redes AP/GNC	0,25	0,19	0,20	0,20	0,19	1,02
Novas Redes MP/BP	3,94	4,33	4,35	4,36	2,40	19,37
Renovação Redes	24,95	43,92	43,52	43,83	43,09	199,31
Outros - Redes	0,70	0,76	0,87	0,89	0,83	4,05
<b>Ramais</b>	<b>2,67</b>	<b>3,99</b>	<b>3,99</b>	<b>3,99</b>	<b>3,99</b>	<b>18,64</b>
Novos Ramais	-	-	-	-	-	-
Renovação de Ramais	2,60	3,92	3,92	3,92	3,92	18,28
Outros - Ramais	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,36
<b>Construção de ERM's</b>	<b>0,23</b>	<b>0,47</b>	<b>0,50</b>	<b>0,51</b>	<b>0,48</b>	<b>2,19</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>8,28</b>	<b>7,27</b>	<b>15,44</b>	<b>14,41</b>	<b>9,66</b>	<b>55,05</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>10,16</b>	<b>6,93</b>	<b>7,61</b>	<b>6,38</b>	<b>6,90</b>	<b>37,99</b>
Aquisição de Medidores	4,98	4,96	5,11	5,18	5,01	25,23
Instalações Comunitárias	-	-	-	-	-	-
Terrenos e Edifícios	2,49	0,88	1,11	0,39	0,43	5,29
Máquinas e Equipamentos	1,00	0,35	0,46	0,31	0,61	2,74
Equipamentos Processos Informatização	1,39	0,43	0,55	0,38	0,74	3,48
Veículos	0,26	0,14	0,18	0,06	0,05	0,70
Outros Investimentos	0,04	0,16	0,20	0,07	0,06	0,53
<b>INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>8,25</b>	<b>5,11</b>	<b>10,10</b>	<b>10,01</b>	<b>10,12</b>	<b>43,59</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS SINGULARES</b>	<b>59,43</b>	<b>72,96</b>	<b>86,57</b>	<b>84,59</b>	<b>77,65</b>	<b>381,20</b>

4.5.3. No grupo dos investimentos variáveis, igualmente foram mantidos os setores abrangidos. O novo quadro é:

CEG - Investimentos Variável (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
<b>INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>85,67</b>	<b>77,52</b>	<b>76,82</b>	<b>77,54</b>	<b>82,63</b>	<b>400,18</b>
<b>Redes</b>	<b>42,09</b>	<b>32,03</b>	<b>29,71</b>	<b>29,23</b>	<b>32,65</b>	<b>165,71</b>
Novas Redes AP/GNC	1,63	0,55	2,98	0,63	2,43	8,22
Novas Redes MP/BP	40,46	31,47	26,74	28,60	30,21	157,49
Renovação Redes	-	-	-	-	-	-
Outros - Redes	-	-	-	-	-	-
<b>Ramais</b>	<b>17,42</b>	<b>18,32</b>	<b>18,89</b>	<b>19,70</b>	<b>20,37</b>	<b>94,69</b>
Novos Ramais	17,42	18,32	18,89	19,70	20,37	94,69
Renovação de Ramais	-	-	-	-	-	-
Outros - Ramais	-	-	-	-	-	-
<b>Construção de ERM's</b>	<b>0,64</b>	<b>0,41</b>	<b>0,69</b>	<b>0,27</b>	<b>0,45</b>	<b>2,45</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>25,51</b>	<b>26,77</b>	<b>27,54</b>	<b>28,35</b>	<b>29,16</b>	<b>137,33</b>
Aquisição de Medidores	16,64	17,21	17,74	18,31	18,86	88,76
Instalações Comunitárias	8,87	9,55	9,80	10,05	10,30	48,57
Terrenos e Edifícios	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-
Equipamentos Processos Informatização	-	-	-	-	-	-
Veículos	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos	-	-	-	-	-	-
<b>INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS SINGULARES</b>	<b>85,67</b>	<b>77,52</b>	<b>76,82</b>	<b>77,54</b>	<b>82,63</b>	<b>400,18</b>

#### 4.6. Base de remuneração de ativos

Considera a realização do exercício de 2017, eliminando a estimativa agregada que carregava, além de reavaliar as rubricas, de acordo com a nova projeção de investimentos a realizar. Partindo destes pressupostos, o quadro com a nova base inicial de remuneração é:

CEG - BRA, - Valores em MR\$ (moeda de DEZ/2016 - pelo IGP-M)				
Conceitos (valores em Milhões R\$)	Posição em Dez/2016	Lançamentos em 2017	Depreciação em 2017	Posição em Jan/2018
Imobilizado até Dez/2016	3.339,50		167,33	3.172,17
Intangível Inicial	26,46		26,46	0,00
Intangível Novo	165,86		10,46	155,40
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19,45		16,69	2,76
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		128,04		128,04
Investimento em 2017		275,75	4,60	271,16
<b>Saldo Total da BRA</b>	<b>3.551,27</b>			<b>3.729,53</b>

#### 4.7. Compensação dos investimentos não realizados no quinquênio anterior

A Concessionária refaz seus cálculos, mantidas as premissas que entende serem as adequadas. Ao apurar o saldo dos investimentos não realizados no quinquênio 2013-2017, passa a considerar os investimentos efetivos deste último exercício, e não apenas as projeções que compunham a proposta original. Não considera os elementos do III Termo Aditivo. O quadro sintético é:

CEG ( moeda dez/2016)	Ano					Total
Valores em Milhões R\$	2013	2014	2015	2016	2017	2013-2017
Investimento Deliberado	434	287	259	308	259	<b>1.548</b>
Investimento Deliberado (Sem gasodutos 3º Aditivo)	431	257	248	211	218	<b>1.366</b>
Investimento Realizado	215	271	286	257	276	<b>1.305</b>

Diferença 61  
% Realização de Investimentos 96%

O quadro com os valores a serem efetivamente compensados segue abaixo:

CEG (moeda dez/2016)	Ano					VP
	2013	2014	2015	2016	2017	
Diferencial de Investimento	(216,29)	14,00	38,12	45,58	57,82	(88,90)
Diferencial de Depreciação	(1,23)	(2,37)	(2,08)	(1,60)	(1,02)	(6,40)
Diferença na Evolução Base final	-	-	-	-	(36,38)	(22,84)
<b>Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados</b>						<b>(59,66)</b>
<b>Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados - capitalizada a 2018</b>						<b>(95,03)</b>

Taxa Remuneração 9,760%

#### 4.8. Deduções da base de cálculos dos impostos

Manteve as premissas básicas, produzindo, desta vez, 02 quadros, um para o cálculo dos juros sobre capital próprio, outro sobre as depreciações projetadas:

Projeção dos Juros sobre o Capital Próprio para o Quinquênio 2018-2022

CEG (Moeda Dez/16)	Ano				
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
PL	1.154,30	1.123,60	1.095,50	1.067,90	1.040,80
TJLP	6,5%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
JCP	75,0	89,9	87,6	85,4	83,3
<b>0,34*JCP (para FCLE)</b>	<b>25,5</b>	<b>30,6</b>	<b>29,8</b>	<b>29,0</b>	<b>28,3</b>

CEG - Deduções da Base de Cálculo dos Impostos Projetadas (Moeda de Dez/16)					
Deduções	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Depreciação</b>	<b>189,35</b>	<b>191,55</b>	<b>197,06</b>	<b>200,68</b>	<b>204,61</b>
Depreciação BRA <sub>i</sub>	169,84	166,87	166,68	164,35	162,63
Depreciação Investimentos	11,74	16,91	22,61	28,57	34,20
Amortização do Intangível Inicial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amortização do Intangível 3º Termo	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77

#### 4.9. Compensação da retroatividade da 3ª revisão tarifária

Não houve alteração em relação à proposta original;

#### 4.10. Compensação de Custos autorizados pela Agência Reguladora

Não houve alteração em relação à proposta original;

#### 4.11. Do Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão

A Concessionária expressa sua preocupação quanto ao disposto no Relatório da FEC/UFF sobre o tema, participando que o entendimento não está correto, causando, dentre outros problemas, insegurança jurídica.

Traz dados relativos à realização do leilão de concessão, com o entendimento da época, bem como as explicações que crê serem corretas para o deslinde da questão, tanto nos termos do próprio Contrato como no III Termo Aditivo, cuja correção material exalta, com o que requer sua aplicação literal;

#### 4.12. Índice de reposicionamento tarifário - m

Mantém a mesma fundamentação teórica original, com cálculos divididos em duas partes, sem e com compensação de investimentos não realizados, e agregando um índice de compensação de receita requerida,

moeda dez/16	Taxa de Remuneração =					10,87%
CEG	Ano					Valor
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	693,19	635,77	635,70	638,32	641,85	<b>2.414,51</b>
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	359,79	366,18	374,30	378,33	384,45	<b>1.376,94</b>
III = 0,66*Receitas Correlatas	14,79	14,96	15,17	15,43	15,70	<b>56,23</b>
IV = 0,34*Depreciação	64,38	65,13	67,00	68,23	69,57	<b>246,90</b>
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	25,51	30,56	29,80	29,05	28,31	<b>105,86</b>
VI = Investimentos	152,95	157,16	184,78	172,74	165,37	<b>614,44</b>
VII = Compensação de Retroatividade	25,18					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	3,65					
IX = Base Inicial	3.729,53					
X = Base Final					3.579,29	<b>2.136,62</b>
XI = Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio 2013-2017	95,03					
<b>m = VP (Receita Requerida) / VP (0,66 * Margens Não Reposicionadas)</b>						
<b>m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X)] / VP(I)</b>	<b>1,3062</b>					
	<b>30,62%</b>					

$m' = VP \text{ (Receita Requerida - Comensação invest. Não Realizados)} / VP \text{ (0,66 * Margens Não Reposicionadas)}$	
$m' = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X) - XI] / VP$	1,2668
	26,68%

índice comensação de receita requerida por investimentos não realizados no quinquênio anterior	
$IC = (m' / m) =$	0,9699
	-3,01%

#### 4.13. Estrutura tarifária proposta

A proposta informa que não houve alteração na estrutura atual do quadro tarifário, incorporando às margens, apenas, o reposicionamento calculado no item 4.12., acima. O quadro segue na sequência:

Anexo 11 - Estrutura Tarifária Proposta		
CEG - Tarifa Reposicionada em Ago/18 (Com impacto da Proposta da 4ª Revisão Tarifária)		
Data Vigência		01/08/18
Custo do Gás Res/Com (R\$/m³)		1,10829
Custo do Gás Demais (R\$/m³)		1,32107
Custo do Gás Industrial Não Vidreiro (R\$/m³)		1,35572
Custo do Gás Vidreiro (R\$/m³)		1,18896
Custo GLP Res e Ind (R\$/kg)		5,85438
Fator Tributos (PIS, COFINS, ICMS, Tx Regulação)		0,7836
Fator Tributos GLP Res e Ind (Tx Regulação)		0,9950
<b>Fator de Reposicionamento de margem (Fator m)</b>		<b>1,2668</b>
TIPO DE GAS / CONSUMIDOR	Faixa de Consumo m³ / mês	Tarifa Limite R\$ / m³
<b>GÁS NATURAL</b>		
Residencial	0 - 7	6,7787
	8 - 23	8,9521
	24 - 83	10,9181
	acima de 83	11,5414
Residencial Social MCMV	0 - 7	3,9624
	8 - 23	4,1537
	24 - 83	10,5330
	acima de 83	11,1309
Comercial e Outros	0 - 200	4,1602
	201 - 500	4,0540
	501 - 2.000	3,9480
	2001 - 20.000	3,8421
	20.001 - 50.000	3,7360
	acima de 50.000	3,6301
Climatização	0 - 200	4,5538
	201 - 5.000	2,9760
	5.001 - 20.000	2,7275
	20.001 - 70.000	2,3856
	70.001 - 120.000	2,2516
	120.001 - 300.000	2,1085
	300.001 - 600.000	1,9392
	600.001 - 1.500.000	1,9349
	acima de 1.500.000	1,9223
Cogeração	0 - 200	3,2875
	201 - 5.000	3,1736
	5.001 - 20.000	2,1953
	20.001 - 70.000	1,9926
	70.001 - 120.000	2,0165
	120.001 - 300.000	2,0152
	300.001 - 600.000	2,0138
	600.001 - 1.500.000	2,0133
	acima de 1.500.000	1,9086

Geração Distribuída Emergencial	0 - 200	4,6662
	201 - 5.000	3,0071
	5.001 - 20.000	2,7038
	20.001 - 70.000	2,3151
	70.001 - 120.000	2,1619
	120.001 - 300.000	2,1505
	300.001 - 600.000	2,1023
	600.001 - 1.500.000	2,0949
> 1.500.000	2,0743	
Geração Distribuída	faixa única	2,1239
GNV	faixa única	2,1239
GNV Transporte Público	faixa única	2,1239
Petroquímico	0 - 200	3,2241
	201 - 2.000	3,1220
	2.001 - 10.000	3,0610
	10.001 - 50.000	2,6384
	50.001 - 100.000	2,4556
	100.001 - 300.000	2,2602
	300.001 - 600.000	2,0288
	600.001 - 1.500.000	2,0223
1.500.001 - 3.000.000	2,0054	
acima de 3.000.000	1,9487	
Industrial	0 - 200	3,2684
	201 - 2.000	3,1663
	2.001 - 10.000	3,1052
	10.001 - 50.000	2,6826
	50.001 - 100.000	2,4998
	100.001 - 300.000	2,3044
	300.001 - 600.000	2,0730
	600.001 - 1.500.000	2,0666
1.500.001 - 3.000.000	2,0496	
acima de 3.000.000	1,9929	
Vidreiras	0 - 200	3,2326
	201 - 2.000	3,1188
	2.001 - 10.000	3,0505
	10.001 - 50.000	2,6776
	50.001 - 100.000	2,4542
	100.001 - 300.000	2,2157
	300.001 - 600.000	1,9337
	600.001 - 1.500.000	1,9263
1.500.001 - 3.000.000	1,9055	
acima de 3.000.000	1,8357	
Termelétricas	$T = \left( \left( \frac{37.898}{(c + 40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPM_n}{IGPM_o} \right) \times 1,2668 + CG$	
	<p>Onde:</p> <p>T = Tarifa.</p> <p>c = Somatório do consumo mensal, expresso em minios de m<sup>3</sup>, com o casas decimais.</p> <p>R = Fator redutor cujo valor máximo é 1.</p> <p>IGPM<sub>n</sub> = Índice Geral de Preços do Mercado da Fundação Getúlio Vargas do mês de novembro do ano anterior.</p> <p>IGPM<sub>o</sub> = Índice Geral de Preços do Mercado da Fundação Getúlio Vargas do mês de junho de 2000, equivalente a 183,745</p> <p>CG = preço de compra do gás natural que será determinado caso a caso em função dos contratos de compra específicos para cada usina.</p>	
<b>GLP</b>		<b>R\$/kg</b>
Residencial	faixa única - (R\$/kg)	<b>9,4661</b>
Industrial	faixa única - (R\$/kg)	<b>9,2070</b>
<b>Notas:</b>		
- A conta mínima corresponderá ao limite superior da primeira faixa de consumo de cada categoria de consumo.		
- Gás natural: Preço de venda ao consumidor nas condições PCS: 9.400 kcal/m <sup>3</sup> , pressão = 1 atm e temperatura = 20° C.		
- As Tarifas são aplicadas em cascata, ou seja, aplicam-se progressivamente, em cada uma das faixas de consumo, exceto termelétricas.		
- As Tarifas acima contemplam todos os tributos incidentes, exceto termelétricas.		

Tipo de Gás/Consumidor		
GÁS NATURAL	Faixas de Consumo m³/mês	Tarifa Limite R\$/m³
<b>Consumidores livres, Autoprodutores e Auto-importadores</b>		
Petroquímico	0 - 200	1,1985
	201 - 2.000	1,1185
	2.001 - 10.000	1,0706
	10.001 - 50.000	0,7395
	50.001 - 100.000	0,5963
	100.001 - 300.000	0,4431
	300.001 - 600.000	0,2618
	600.001 - 1.500.000	0,2567
	1.500.001 - 3.000.000	0,2435
	acima de 3.000.000	0,1991
Industrial	0 - 200	1,1985
	201 - 2.000	1,1185
	2.001 - 10.000	1,0706
	10.001 - 50.000	0,7395
	50.001 - 100.000	0,5963
	100.001 - 300.000	0,4431
	300.001 - 600.000	0,2618
	600.001 - 1.500.000	0,2567
	1.500.001 - 3.000.000	0,2435
	acima de 3.000.000	0,1991
Termelétricas	$T = \left( \left( \frac{37.898}{(c + 40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPM_n}{IGPM_o} \right) \times 1,2668$	
	<p>Onde:  T = Tarifa.  c = Somatório do consumo mensal, expresso em milhões de m³, com 6 casas decimais.  R = Fator redutor cujo valor máximo é 1.  IGPMn = Índice Geral de Preços do Mercado da Fundação Getúlio Vargas do mês de novembro do ano anterior.  IGPMo = Índice Geral de Preços do Mercado da Fundação Getúlio Vargas do mês de junho de 2000, equivalente a 183,745</p>	
<b>Notas:</b>		
- Gás natural: Preço de venda ao consumidor nas condições PCS: 9.400 kcal/m3, pressão = 1 atm e temperatura = 20° C. - As Tarifas são aplicadas em cascata, ou seja, aplicam-se progressivamente, em cada uma das faixas de consumo, exceto termelétricas. - As Tarifas acima não contemplam os tributos incidentes.		

#### 4.14. Anexos

A exemplo da proposta original, lista os documentos utilizados, sejam eles quadros ou estudos de terceiros.

## **5. OS EVENTOS E AS CONTRIBUIÇÕES**

A Primeira Consulta Pública foi delimitada para o período entre os dias 26/02 a 26/03/2018, e teve por objeto a apresentação e discussão das propostas da 4ª Revisão Quinquenal apresentadas pelas Concessionárias CEG e CEG-Rio, tentando incrementar, sob os olhos dos agentes econômicos, as definições sobre os novos limites das tarifas e a base de ativos remunerados a serem praticados no quinquênio 2018-2022. A Consulta Pública foi aberta em página específica do site da AGENERSA, para recebimento de contribuições por escrito. Em virtude de o evento ter sido estruturado de forma abrangente, as proposituras, por vezes, referem-se tanto à CEG quanto à CEG-Rio;

A Primeira Audiência Pública foi realizada em 04/04/2018, com o intuito de debater não só o processo de revisão quinquenal com os agentes econômicos, mas para que as sugestões colhidas na Consulta Pública, além de outras apresentadas no próprio evento, pudessem ser explicadas e defendidas por seus autores. Ainda que haja recebimento de contribuições por escrito, o principal mote da Audiência é a explanação oral, amparada em recursos multimídia. Da mesma forma que a Consulta, foi estruturada de forma abrangente, tendo algumas mensagens se referido tanto à CEG quanto à CEG-Rio, obrigando a reprodução dos entendimentos comuns e o destaque das propostas direcionadas a qualquer uma. Cabe esclarecer que a característica do certame faz com que, muitas vezes, não haja disparidade entre os textos acrescentados e aqueles disponibilizados em Consulta;

A Segunda Consulta Pública foi delimitada para o período entre os dias 01 a 08/10/2018, e teve por objeto a apresentação e discussão das propostas reformadas apresentadas pelas Concessionárias CEG e CEG-Rio, seus impactos em relação às sugestões originais e aos primeiros pronunciamentos dos agentes do mercado. Foram trazidos a debate, igualmente, os primeiros Relatórios da Consultoria da FEC/UFF. A Consulta Pública foi igualmente aberta em página específica do site da AGENERSA, para recebimento de contribuições por escrito. Seu prazo ultrapassou a data da Segunda Audiência Pública, tanto pela proposta reformada ter sido apresentada no final de setembro/2018 como pelo fato da Audiência já estar previamente agendada, com previsíveis impactos na reorganização da presença dos participantes. Também em virtude de o evento ter sido estruturado de forma abrangente, as proposituras, por vezes, referem-se tanto à CEG quanto à CEG-Rio;

A Segunda Audiência Pública foi realizada em 03/10/2018;

Das propostas que foram apresentadas pelos agentes, destacamos o seguinte:

### **5.1. ABIVIDRO**

Apresenta sua visão do processo de revisão quinquenal, destacando a periodicidade, o fluxo natural dos trabalhos, os elementos que implicarão na definição da margem tarifária, os impactos do atraso na contratação de consultoria especializada, bem como as medidas adotadas por ocasião do início

efetivo do 5º Ciclo Contratual. Relembra semelhanças com o processo da III Revisão Quinquenal, que, atrasada, implicou na adoção de um redutor compensatório, providência que espera ver reeditada.

Comenta sobre as propostas das Concessionárias, destacando os elementos 'Taxa de Remuneração de Capital', 'Demanda Prevista', 'Custos Operacionais', 'Investimentos Futuros' e 'Base de Remuneração de Ativos', os quais entende serem plenamente sujeitos a revisão, para ambas, conforme resumimos na sequência:

### **5.1.1. Taxa de Remuneração de Capital**

Em relação ao primeiro elemento, faz detalhada análise dos fatores componíveis, destacando que:

- > a taxa livre de risco deve ter uma correlação praticamente nula com o mercado, sendo preferível a adoção da médias dos retornos anuais dos '*Treasury Bonds*' americanos, conforme praticado pela ANEEL, que sugere ser seguida, pela experiência acumulada;
- > o beta também deve ser adotado a partir dos indicadores desalavancados do mercado americano, mais estruturado e com maior disponibilidade de agentes para benchmarking. Traz a observação de que não há necessidade de se realavancar o índice, pela proposta estar ancorada na metodologia do CAPM (ver tópico 2.4.);
- > o prêmio de risco, que conceitua, está ancorado S&P 500 americano, de largo uso pela ANEEL, mas que as Concessionárias apresentaram janelas temporais distintas entre este fator e a taxa livre de risco, o que, em suas palavras, gera inconsistências;
- > o risco Brasil, com volatilidade característica, pode ser ancorado nos dados do EMBI + Brasil, com os parâmetros seguidos pela ANEEL;
- > a taxa de inflação americana é lastreada no '*Consumer Price Index - CPI*', e que os parâmetros da ANEEL, novamente, são os mais adequados;

Propõe uma taxa de Remuneração de Capital real de 10,02%.

### **5.1.2. Projeção da Demanda**

Relembra que a projeção das Concessionárias para o 4º Ciclo Contratual foi inferior ao efetivamente realizado, mesmo considerando a retração econômica de 2015, destacando que o exercício de 2017 apresentou recuperação. Questiona a opção por uma projeção novamente reprimida, dissociada dos investimentos e custos operacionais que projetam.

Faz comentários específicos para os segmentos comercial, automotivo, cogeração, industrial e termelétrico, consolidado em um quadro com uma projeção 77% maior do que as das Concessionárias;

### **5.1.3. Custos Operacionais**



Traz sua pormenorizada análise separando os custos com GNC dos demais, por enxergar no primeiro uma necessidade de detalhamento de componentes diferenciados dos demais, além de serem em função das áreas a atender.

Preconiza que os custos operacionais sejam incorporados aos esforços de aumento de eficiência operacional para as Concessionárias, partindo-se dos dados reais das mesmas e de uma base comparativa sólida. Destaca a adoção do Fator X como primordial, por ser o fator de eficiência mais largamente difundido e de fácil implementação;

#### **5.1.4. Investimentos Futuros e Base de Remuneração de Ativos**

Não faz análises específicas sobre a CEG, detendo-se nas questões atinentes à CEG-Rio, das quais destaca a histórica não realização das propostas de investimentos, o que, infere, possa estar relacionado a um superdimensionamento dos projetos elencados, problema que, para solucionar, sugere ser prudente avaliar as cidades com maior potencial de substituição dos combustíveis concorrentes por gás natural, das quais citou os municípios atingidos pelas cláusulas do III Termo Aditivo. Consolida os valores propostos, que já consideram as medidas propostas pela AGENERSA para o exercício de 2018, atingindo cerca de 80% do que foi originalmente proposto.

Estima uma redução de 3 pontos percentuais na definição da margem de reposicionamento.

Apresenta, também, quadro com proposta de nova Base de Remuneração de Ativos, incluindo as mudanças sugeridas;

#### **5.1.5. Compensação de investimentos não realizados**

Se detém especificamente sobre a proposta da CEG-Rio. Verifica que há uma série de divergências em relação aos números divulgados, pedindo republicação. Reprova a utilização dos montantes tratados no III Termo Aditivo como investimentos. Traz quadro específico para a Concessionária com os valores que entende adequados, trazidos a valor presente sob taxa de remuneração de 9,757%, utilizando os saldos na montagem de nova tabela de Base de Remuneração de Ativos, estimando uma redução de 4 pontos percentuais na definição da margem de reposicionamento;

#### **5.1.6. Compensação da retroatividade**

Trabalha especificamente com os dados da CEG-Rio, contestando a utilização, pela Concessionária, da taxa de remuneração para corrigir o saldo verificado, propondo a adoção do IGP-M, o que incorre em valor

substancialmente menor a levar à composição da margem de reposicionamento;

#### **5.1.7. Margem de reposicionamento**

Em contraproposta à CEG-Rio, que sugeriu um 'm' de 1,2457, a ABIVIDRO apresenta os cálculos que convergem para um fator de 0,7566;

#### **5.1.8. Conclusões**

Perpassa seus principais argumentos, principalmente sobre parâmetros técnicos adotados na proposta, o OPEX e a política de investimentos, que entende estarem em desacordo com, dentre outros elementos, a delicada situação econômica enfrentada pelo Estado do Rio de Janeiro.

A despeito de não concordar com a ausência de um posicionamento técnico do Ente Regulador, entende que a apresentação de propostas no estágio inicial do processo pode contribuir para um resultado mais adequado;

### **5.2. ABRACE**

Apresenta, inicialmente, um quadro com o comparativo do custo do gás natural em relação ao barril de petróleo, indicando que o Ente Regulador deve incentivar as práticas de eficiência e produtividade, sem esquecer dos fatores que envolvem o equilíbrio econômico-financeiro do contrato sem oposição à modicidade tarifária.

A partir de um quadro esquemático simplificado da metodologia de revisão tarifária, tece ponderações sobre a proposta apresentada e apresenta suas sugestões, como a anulação de Termos Aditivos por deficiências legais e regulatórias, a devolução dos investimentos não realizados, análise histórica dos investimentos, para avaliação correta de suas viabilidades, pedindo acesso à Base de Ativos Regulatórios, para melhor avaliação.

Em sua abordagem sobre a Taxa de Retorno, questiona o fato de uma elevada parcela do capital ser de terceiros, mas remunerada como capital próprio, além de preconizar espaços temporais coerentes e a eliminação do risco regulatório.

Recomenda que o OPEX seja avaliado pela utilização de fatores comparativos, além da implementação do fator X.

Entende que a projeção dos volumes de vendas está partindo de premissas não adequadas, pois as receitas efetivas do ciclo anterior são, aparentemente, maiores do que as projetadas, e há demanda subestimada para os segmentos térmico e industrial.

Questiona a não abertura dos dados relativos à fixação das tarifas máximas, propondo transparência e que não haja a adoção de subsídios cruzados;

### **5.3. BCG**

A The Boston Consulting Group foi contratada pelas Concessionárias para elaborar um Relatório Pericial que auxiliasse nos trabalhos de definição da Taxa de Remuneração de Capital, replicando a metodologia adotada na III Revisão Quinquenal.

A partir da análise das 05 principais variáveis do modelo de CAPM, foram pesquisadas referências nas decisões de Entes Reguladores do Brasil, da América Latina, da Europa e da Oceania.

O estudo aponta 04 cenários temporais para a taxa livre de risco, com a opção para o de 30 anos, já utilizado no evento revisional anterior, observando que a taxa apurada está em consonância com a média das verificadas.

Os mesmos 04 cenários temporais foram apontados para o estudo do risco de mercado, com a opção pela base a partir de 1926, por refletir uma maior compreensão dos diversos ciclos econômicos ocorridos no maior intervalo possível, também observando a consonância com a média verificada por benchmarking.

Já a opção de janela temporal para a inflação recai sobre o intervalo de 10 anos, que elimina a volatilidade do curto prazo sem acarretar distorções na análise de períodos maiores. Igualmente aponta consonância com as demais verificações pesquisadas.

Na abordagem do risco país, a opção é por um período mais longo, de 1995 a 2016, em consonância com o tempo de investimento transcorrido. Também aponta consonância com as demais verificações pesquisadas.

Na abordagem do Beta, declara uma opção por uma amostragem vinculada estritamente às empresas de condição operacional similar, eliminando holdings e empresas não distribuidoras, e preconizando a adoção de um risco regulatório na definição da partícula, alegando que o risco regulatório do sistema de price cap é maior, e merece uma remuneração adicional;

### **5.4. FIRJAN**

Inicia sua contribuição com um quadro sobre a evolução do cenário econômico do Estado do Rio de Janeiro no período 2007 - 2010, destacando a diminuição do número de clientes industriais, com a consequente redução do volume consumido, e o crescimento relativo do consumo de GNV.

Preconiza a realização de um segundo ciclo de consulta e audiência públicas, após o posicionamento da Consultoria contratada por esta AGENERSA, destacando que:

- > o plano quinquenal das Concessionárias esteja em consonância com a realidade econômica do Estado;
- > a base remuneratória de ativos contenha, apenas, ativos que devam ser remunerados pelos clientes;
- > as propostas sejam realinhadas de acordo com as decisões regulatórias para o exercício de 2018;

Questiona os critérios para a projeção da demanda, que precisam ser refeitas com base nas movimentações de consumo já observadas, bem como o que chamou de avaliação de sensibilidade, pois a redução da margem pode ser compensada pela expansão da demanda.

Expõe dúvidas acerca da metodologia adotada pelas Concessionárias para a compensação dos investimentos não realizados, além de recalculer os valores pela taxa de remuneração aprovada na III Revisão Quinquenal, o que preconiza, inclusive, para a compensação da retroatividade.

Não concorda com os parâmetros adotados na definição da taxa de remuneração, além de considerá-los pouco transparentes, avaliando como prejudicial a adoção de períodos de tempo demasiado longos, anteriores ao contrato, o que traz para o momento atual, de relativa estabilidade de risco, o tempo em que o Brasil era considerado um risco real e elevado.

Preconiza o recálculo da projeção do OPEX, em função da não observação das decisões recentes da AGENERSA e do descasamento com o crescimento projetado, além da adoção do fator X. As razões também se aplicam para a projeção do CAPEX.

Conclui, bordejando a sugestão de modicidade tarifária, com a argumentação de que o aumento na demanda por gás natural no Estado, além de garantir a viabilidade da operação das Concessionárias, poderá atrair mais indústrias, incrementando a atividade econômica e a geração de emprego, bem como as receitas governamentais;

## **5.5. NOVIX**

A Consultoria Novix, contratada pelas Concessionárias, apresentou um trabalho abordando dois temas específicos:

- > o tratamento dos assuntos relacionados ao Contrato de Concessão;
- > o funcionamento dos incentivos no regime de price cap;

Quanto ao primeiro, coleciona extratos do próprio Contrato para concluir que os assuntos que não sejam de exclusivo reordenamento de margens e tarifas devem ser discutidos diretamente com o Poder Concedente, e fora do evento revisional.

Quanto ao segundo, parte da equação de equilíbrio para contestar alguns aspectos que interferem no cálculo das tarifas, como o fator X, trazendo quadro comparativo com as margens projetadas e realizadas ao longo do ciclo anterior, concluindo que os mecanismos já existentes no processo de revisão embutem o

repassa às tarifas dos ganhos de produtividade, que o risco de demanda faz parte do risco do negócio e deve ser contemplado na formação da taxa de remuneração, e que está adequada a performance do IV ciclo contratual frente às projeções realizadas nos trabalhos da III Revisão Quinquenal;

## **5.6. PETROBRÁS**

Apresenta as 04 plantas que possui (Barbosa Lima Sobrinho, Baixada Fluminense, Governador Leonel Brizola e Mário Lago), com mapa-detalhe das localizações e extensões dos ramais que as atendem, que pretende ver considerados como dedicados.

A partir de extrato de decisão da AGENERSA, que implementou desconto tarifário para novos empreendimentos de autoprodutores e autoimportadores, a ser contemplado na IV Revisão Quinquenal, questiona a não apresentação de estudo, dentro da proposta da Concessionária, reclama que o ente Regulador assumira a discussão. Apresenta breve histórico do tema, confrontando a ausência de debate técnico. Questiona o próprio desconto estabelecido, pois entende que não foi feito a partir de uma metodologia tarifária que atenda as especificidades do setor, rerepresentando a sua própria, que, aí sim, atenderá plenamente aos ditames da chamada lei do gás.

Avalia que a proposta para a demanda termelétrica da III Revisão Quinquenal foi subestimada, gerando receita extraordinária para as Concessionárias, o que entende deva ser compensado na forma de desconto na receita projetada pela IV Revisão Quinquenal. Avalia, ainda, que tais premissas equivocadas ainda persistem na proposta formulada. Sugere que seja adotada uma projeção pela média das formuladas pelas Concessionárias e do volume histórico realizado, rememorando sua proposta de tarifa especial para o segmento.

Ainda quanto à fórmula tarifária das termelétricas, contesta a argumentação das Concessionárias sobre a inclusão do desconto da taxa de comercialização, reclamando a inclusão de uma partícula que explicita esse abatimento;

## **5.7. PSR**

A consultoria, contratada pelas Concessionárias, apresenta dados técnicos dos estudos que conduziu para estimar as partidas para o setor termelétrico no próximo quinquênio. Expõe as condicionantes do mercado, desde a opção por acionar os despachos energéticos de origem térmica, até o acompanhamento das particularidades do mercado de suprimento de gás natural. Tipifica os 03 principais tipos de despacho hidrotérmico e a metodologia adotada para sustentar as decisões.

Quanto à efetivação dos despachos, propriamente dita, apresenta dados do cenário de geração, da projeção da demanda, do custo do combustível e do despacho fora da ordem de mérito e por restrição elétrica, compilados em um resumo com as características da simulação. Lastreado em dados estatísticos,

estabelece o padrão para adoção de cenário específico de fornecimento de gás, o que foi adotado pelas Concessionárias em suas propostas.

## **5.8. SIQUEIRA CASTRO**

A consultoria jurídica das Concessionárias apresenta elementos do Parecer que elaborou em relação às alegações de nulidade do III Termo Aditivo, destacando:

- > um resumo dos aditivos;
- > marcos que importam no respeito à legislação;
- > a adequação ao contrato;
- > a presença dos elementos formais para o assentamento de um Termo Aditivo;

Deteve-se na descrição das alterações promovidas e na contrapartida adotada, destacando as regras contábeis atinentes ao tema;

## **5.9. ZENERGÁS**

Também prestou serviços de consultoria às Concessionárias. Começa sua apresentação elencando os principais elementos de compreensão da sistemática do contrato de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro, a atuação sinérgica do sistema, aspectos tarifários mais imediatos e a lógica do trabalho em rede.

Traz como foco principal do trabalho o tratamento regulatório dos investimentos, com as premissas adotadas na projeção dos mesmos, as formas de verificação do cumprimento e as compensações possíveis, destacando, nestas, as premissas de remuneração efetivamente cumpridas, que também devem ser consideradas nos contrabalanços.

## **5.10. ABEGÁS**

Apresentando-se como representante das empresas do setor, sem interesse direto no processo em si, mas sim na preservação da participação de seus representados, questiona, inicialmente, a ausência de manifestação prévia da AGENERSA e de um relatório da Consultoria contratada, dando ênfase, entretanto, aos pontos que considera mais importantes, quais sejam: taxa de retorno coerente com os valores apurados pela metodologia do WACC para outras concessionárias brasileiras; tratamento regulatório adequado; participação efetiva e eficaz dos stakeholders no processo;

## **5.11. DEFENSORIA PÚBLICA**

Pronunciando-se através do núcleo de defesa do consumidor, tece diversos 'considerandos' sobre a questão da tarifa social e da modicidade tarifária, sugerindo de forma direta a alteração do texto da Deliberação AGENERSA 688/2011, por redação que apresenta, aumentando a abrangência de beneficiários, com o que entende que os consumidores carentes estarão devidamente tutelados;

## 5.12. OUTROS

Além das contribuições já elencadas, houve a participação de representantes:

- > das Concessionárias, que apresentaram o panorama geral da proposta inicial (já apresentada neste Relatório);
- > das Câmaras Técnicas de Energia e de Política Econômica e Tarifária da AGENERSA, que apresentaram os pressupostos contratuais e técnicos que nortearão os trabalhos do Ente Regulador;
- > da Consultoria da FEC/UFF, contratada pela AGENERSA, que apresentou o plano de trabalho e as rotinas principais que seguirá para a prestação dos serviços contratados (os Relatórios serão contemplados em tópico específico, à frente);

## **6. O RELATÓRIO I**

O primeiro relatório é o Plano de Trabalho que, de acordo com os termos do Edital de Concorrência, deverá conter a metodologia e o desenvolvimento das atividades da consultoria. O documento encaminhado obedeceu estritamente aos termos exigidos;

## **7. O RELATÓRIO II**

O segundo relatório é a análise geral da proposta da Concessionária, suas implicações no modelo adotado e a composição da equação de equilíbrio econômico-financeiro. Está dividido em 08 (oito) tópicos, das quais 06 (seis) eminentemente técnicos.

### **7.1. Introdução**

A Consultoria destacou os aspectos que considerou relevantes para a elaboração do trabalho, aí incluídas as práticas regulatórias, tarifárias, experiências, metodologias atuais, características da Concessão e projeções;

### **7.2. Melhores Práticas em Processos de Revisão Tarifária**

Dividido em 06 (seis) partes, onde foram abordados aspectos dos regimes de regulação, metodologias tarifárias em regulação incentivada, projeção de demanda, fator X, tratamento de investimentos não realizados e tratamento das perdas;

7.2.1. Em 'Regimes de Regulação' é feito um breve histórico da regulação, a partir das constatações básicas de análise, avaliando questões relacionadas ao monopólio, à evolução gradual da regulação pelo custo do serviço para a regulação incentivada, bem como a mudança dos intervalos regulatórios de 01 (um) para 05 (cinco) anos, descrevendo seus aspectos técnicos e teóricos. A partir de estudos de especialistas, faz o vínculo entre a taxa de remuneração e a Base de Remuneração de Ativos - BRA;

7.2.2. Em 'Metodologias Tarifárias em Regulação Incentivada' detalha o WACC, ponderando sobre o custo de oportunidade na escolha entre capitais próprios e/ou de terceiros, avaliando os pressupostos teóricos do custo do endividamento, seu peso nos custos gerais das Instituições, sensação de risco, etc.. O mesmo diapasão é seguido quanto ao CAPM e seu custo de oportunidade na utilização de capitais próprios, mensurando a remuneração de ativos livres de risco, prêmios de mercado, diversificação das carteiras e risco sistêmico, comparando mercados maduros e emergentes e suas restrições, além de traçar medidas que permitam melhorias em relação aos termos contratuais, introduzindo um conceito novo, de CAPM da dívida, que não fora trabalhado em revisões anteriores. Entende que é possível fazer-se uma abordagem pelo WACC em complementação aos ditames contratuais que optam pelo CAPM, sem



que haja conflito, dada sua abrangência, como é realizado pela ANEEL, e que constou de algumas contribuições das Consultas e Audiência Pública. Traz o quadro imediatamente abaixo, com um resumo das pesquisas sobre os critérios adotados e, na sequência, sobre as práticas no Brasil e em alguns países latino-americanos:

Tabela 1

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

Tabela 2

	Taxa Livre de Risco ( <i>r<sub>f</sub></i> )	Beta ( $\beta$ )	Prêmio de Risco	Risco Brasil	Inflação Norte Americana
CEG/CEG RIO 4ª REV	T. Bond de 10 anos - média dos retornos anuais de 1987 a 2016	Beta desalavancado, banco de dados ORBIS (0,537) + Risco regulatório (0,2)	S&P500 de 1926 a 2016 (6,94%)	EMBI+BR mediana de 1995 a 2016	CPI US média de 2007 a 2016
ANEEL (2017) Nota Técnica nº 180/2017-SRM/ANEEL	T Bond 10 anos - média 1987 - 2017 (4,94%)	Beta alavancado, Lista PRORET (0,7258)	S&P500 1987-2017 (6,58% a.a.)	EMBI+BR mediana de 2003-2017 (2,62% a.a.)	Inflação norte-americana, média 2003-2017 (1,90% a.a.)
ANEEL (2017) Nota Técnica nº 161/2017 - SRM/ANEEL	T Bond 10 anos - média 1995 - 2017 (4,04%)	Beta alavancado, Edison Electric Institute (0,4630)	S&P500 1987-2017 (6,6% a.a.)	EMBI+ Brazil mediana de 1995-2017 (3,87%)	Inflação norte-americana, média 1995-2017 (2,03% a.a.)
MG SEDE/SPME Nº 01/2016	T Bond 10 anos - média (sem outlier) 1928 - 2015 (4,82%)	Beta alavancado, Reuters "Natural GasUtilities" (0,704)	S&P500 1928-2015 (6,44% a.a.)	EMBI+ Brazil média 2000-2015 (4,05%)	Inflação norte-americana, projeção FMI (2,2% a.a.)

ARSESP CONGÁS NOTA TÉCNICA N° RTC/01/2009	T Bond 10 anos - média 2004-2008 (4,33%)	Beta alavancado, utilizando beta desalavancado OFGEM (0,71)	S&P500 1926-2006 (7,97% a.a.)	EMBI+ Brazil média 2004-2008 (3,30%)	Inflação norte-americana, projeção FMI (1,4% a.a.)
Comissão Reguladora de Energia (CRE) México	T Bond 20 anos -média anual (7,05%)	Beta desavalancado (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 Blum e desavalancado (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 desavalancado + Risco regulatório	Média da série Valuation Handbook-Guide to Cost of Capital de Duff & Phelps (1926-2015)	EMBI+ Argentina	Inflação Esperada EE.UU

7.2.3. Em 'Projeção da Demanda' são avaliados o próprio regime de preço teto, a assunção de risco da demanda por parte do concessionário e a projeção das demandas futuras. Lança luz sobre as dificuldades de elaborar uma equação simétrica e eficiente, que não facilitem o aparecimento de situações de desequilíbrio econômico-financeiro, nem, tampouco, comprometam a busca por tarifas equânimes e módicas. Avalia as práticas adotadas por outros Entes Reguladores e, notadamente, as sugestões de compensação, das quais cita e descreve o Fator K, mencionando, ainda, o Fator X, objeto de tópico exclusivo, na sequência;

7.2.4. Em 'Fator X' são descritas suas funções dentro da regulação por incentivo, bem como os efeitos que são esperados desde sua adoção. O foco principal é a busca permanente por melhoras na eficiência da gestão operacional. Sem olvidar das dificuldades inerentes ao tema, notadamente as dificuldades técnica de medição e de dosagem do instrumento, o texto observa que o fator de produtividade faz parte do contrato, mas que ainda não está efetivamente implementado pela AGENERSA, em função de entendimentos sobre a necessidade de se firmar novo Termo Aditivo;

7.2.5. Em 'Tratamento de Investimentos não Realizados' é trazido um extrato de texto técnico sobre investimentos, onde são expostas duas vertentes, quais sejam: a situação em que o Concessionário dispõe de ampla e total autonomia na proposição e implementação dos investimentos que entende ser necessários, com total assunção dos riscos inerentes às escolhas; ou a situação em que os investimentos são levados a uma equação de equilíbrio econômico-financeiro projetado, onde os investimentos são suportados pelas tarifas pagas pelos consumidores, o que exige a participação e aprovação de Agentes Controladores e Entes

Reguladores. Quanto ao risco, propriamente, descreve particularidades, destacando o investimento físico do investimento financeiro.

Observa que o tratamento dos investimentos, principalmente nos países onde a regulação é mais avançada, é feito sob a ótica do chamado "forward looking", ou visão para a frente, para o futuro, uma realização que projete estabilidade para o ciclo seguinte à decisão e permita inferir o longo prazo. Traz o Fator X para dentro do debate, ao argumentá-lo como fator de ajuste de desvios que possam ocorrer ao longo do ciclo.

Ao abordar estritamente os investimentos não efetivados, entende que as diferenças entre as metas projetadas e o efetivamente realizado devem ser compensadas no processo revisional seguinte, com os montantes faltantes sendo corrigidos pela taxa de remuneração de capital aprovada no evento anterior;

7.2.6. Em 'Tratamento das Perdas' entende-se que há técnicas adequadas de mensuração, que permitem projetar estimativas confiáveis, mas que o objetivo deve ser, sempre, a busca incessante por redução e, até, eliminação das perdas. Avalia que o tratamento regulatório das perdas deve conter a consideração da pressão de fornecimento de gás aos clientes, bem como devem ser excluídos dos cálculos os volumes armazenados nos ramais dedicados;

### 7.3. Caracterização da Concessionária - CEG

Dividido em 04 (quatro) partes, onde são abordados aspectos relacionados aos mercados segmentados atendidos, à infraestrutura dedicada ao atendimento do serviço concedido, às informações de caráter econômico-financeiro e os aspectos institucionais e jurídicos. Lista, inicialmente, os municípios atendidos e algumas informações sobre os mercados próprios a cada um, dedicando um espaço ao abastecimento por GNC (gás natural comprimido), o número consolidado de clientes e o padrão de evolução de cada segmento, conforme quadro abaixo:

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
<b>Total</b>	<b>940.298</b>	<b>907.309</b>	<b>3,64</b>

7.3.1. Em 'Especificidades dos Segmentos de Mercado' estes são listados com seus volumes de vendas e evolução, conforme quadro na sequência, acompanhados de breves comentários sobre os resultados gerais obtidos:

Vendas (mil m³/dia)	2017	2016	Varição (%)
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
<b>Total</b>	<b>13.072,3</b>	<b>10.591,9</b>	<b>23,42</b>

7.3.2. Em 'Infraestrutura de Atendimento' traz 02 (dois) quadros com as informações sobre as atividades de ampliação e modernização da rede, e 01 (um) quadro sobre o montante de investimentos da Concessionária, fazendo a ligação entre o valor total e a base física;

7.3.3. Em 'Aspectos Econômicos e Financeiros' foram compilados dados constantes dos demonstrativos financeiros entre os exercícios de 2013 a 2017, com quadros específicos para cada grupamento de tópicos de contabilidade gerencial. Destaque-se:

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%

Onde se verifica certa estabilidade na estrutura de capital da Concessionária, refletida no endividamento também estável, ainda que mais significativo no curto prazo;

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%

Onde se verifica a relevância dos recursos de terceiros (instituições financeiras) para a manutenção das atividades;

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%

Onde se verifica um indicativo de dificuldades para honrar os compromissos de curto prazo, dada a concentração;

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%

Onde se verifica que as coberturas de juros e de dívidas se encontram em patamares seguros;

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%

Onde se verifica que a alavancagem operacional é baixa, em função das receitas serem maiores do que os resultados, mas a alavancagem financeira é elevada, refletindo a correlação entre o lucro líquido e o resultado operacional;

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 Pagamentos Operacionais	117	145	126	90	126
Ciclo Operacional	184	200	184	155	179
Ciclo Financeiro	67	55	58	65	53

Onde se verifica que os prazos e ciclos apontam fragilidades, como a dependência de financiamento para compensar os recebimentos;

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)

Onde se verifica que há fragilidades na gestão financeira de curto prazo;

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

Onde se verifica que a rentabilidade é elevada, mesmo apresentando índices com sinais preocupantes nos outros quadros, o que permite concluir que há pouca sujeição a possíveis descontinuidades operacionais;

7.3.4. Em 'Aspectos Institucionais e Jurídicos' exploram-se os balizamentos legais que garantem a exploração/prestação do serviço concedido, bem como a especificação legal da AGENERSA. Inclui análise do Contrato, propriamente dito, e seus 03 (três) Termos Aditivos.

Analisa a Concessionária, o panorama histórico em que se insere e traz o quadro da composição acionária, que segue abaixo, com um relato sobre a Instituição Controladora;

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

#### 7.4. Projeção de Mercado 2018-2022

Este item do Relatório está dividido em 04 (partes), discriminadas na sequência, e foi construído observando-se a evolução histórica, características de potenciais de mercados dentro da concessão e modelos macroeconômicos que permitissem elaborar cenários mais abrangentes.

7.4.1. No segmento 'Termelétrico', o trabalho destaca o incremento de partidas até 2015, na esteira das crises de abastecimento de energia pelo sistema hídrico, que se repetiu no final de 2016, em menor escala. Aborda os pontos principais da proposta da Concessionária, discordando da metodologia da Consultoria por ela contratada, notadamente a projeção de pouca utilização. Vale-se de outras fontes para elaborar seu cenário, com especial atenção ao biênio 2018-2019, e observa 03 (três) possibilidades para os anos de 2020 a 2022.

No gráfico abaixo, traz as características das termelétricas da área de concessão:

	CVU (RS/MWh)	Cap. Instalada (MW)	Inflex (MW)	Cons. Específico (mil m <sup>3</sup> /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

Os 03 (três) cenários projetados para a demanda estão consolidados nos quadros em sequência, na razão de mil m<sup>3</sup>/dia:

	Cenário superior				
	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
<b>Total CEG</b>	<b>5.854</b>	<b>4.756</b>	<b>5.022</b>	<b>4.855</b>	<b>5.191</b>

Cenário intermediário

	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
<b>Total CEG</b>	<b>5.854</b>	<b>4.756</b>	<b>3.362</b>	<b>3.271</b>	<b>3.227</b>

Cenário inferior

	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
<b>Total CEG</b>	<b>5.854</b>	<b>4.756</b>	<b>1.279</b>	<b>1.279</b>	<b>1.279</b>

7.4.2. Em 'Segmentos não térmicos', são apresentadas as premissas dos modelos estatísticos e comparativos utilizados na confecção das projeções dos demais segmentos de mercado de gás, com detalhamento técnico objetivo, sem uma inferência direta nas projeções feitas pela Concessionária;

7.4.3. Em 'Industrial', a análise começa a partir da constatação do processo acelerado de desindustrialização do Estado do Rio de Janeiro, o que deve ser considerado preliminarmente a qualquer projeção. Apesar do cenário macroeconômico difícil, entende haver espaço para um crescimento no consumo, em oposição à estabilidade projetada pela Concessionária, principalmente pela comparação entre as projeções do ciclo anterior e as partidas efetivas, que foram muito semelhantes.

Elabora um cenário particularizado para o segmento 'Comercial', onde também é constatada uma redução no ciclo encerrado, mas com projeção positiva para o presente;

7.4.4. Em 'Residencial', constata-se a queda nos volumes e, mais, a caracterização desta redução de forma constante, com as mudanças no padrão do consumo. A partir de abordagens distintas, tanto a Consultoria quanto a Concessionária observaram o mesmo comportamento, e suas projeções convergiram, com ligeira elevação ao longo do próximo ciclo.

Elabora um cenário particularizado para o segmento 'Transporte', em que projeta a reversão da tendência de estagnação, apontando um ligeiro crescimento, que justifica;

Consolida o estudo apresentando 04 (quatro) gráficos, que reproduzimos na sequência, o primeiro comparando as projeções que realizou em oposição às da Concessionária, mais os 03 (três) cenários projetados:



Quadro comparativo

Milhões de m <sup>3</sup>	Cenários	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL	Δ Cenário CEG
<b>Residencial (*)</b>	CEG	114	115	116	116	117	579	51%
	UFF	175	175	175	175	174	875	
<b>Comercial</b>	CEG	57	59	61	62	64	303	-4%
	UFF	54	56	58	61	63	291	
<b>GNV</b>	CEG	874	875	876	877	878	4.381	24%
	UFF	957	1.020	1.076	1.152	1.234	5.439	
<b>Industrial</b>	CEG	348	347	346	346	347	1.733	-7%
	UFF	348	333	320	311	300	1.612	
<b>Térmicas CL, AP e AI (**)</b>	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%

Cenário Superior

CEG	Demanda Projetada (Mm <sup>3</sup> /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 (**)	<b>2.136,71</b>	<b>1.735,94</b>	<b>1.838,16</b>	<b>1.772,08</b>	<b>1.894,72</b>
<b>Total Vendas Projetada UFF</b>	<b>3.854,81</b>	<b>3.519,74</b>	<b>3.680,65</b>	<b>3.693,43</b>	<b>3.900,70</b>
<b>Total Vendas Projetada CEG</b>	<b>2.779,73</b>	<b>2.048,71</b>	<b>2.052,60</b>	<b>2.056,49</b>	<b>2.060,15</b>
<b>Variação CEG</b>	<b>39%</b>	<b>72%</b>	<b>79%</b>	<b>80%</b>	<b>89%</b>

Cenário Intermediário

CEG	Demanda Projetada (Mm <sup>3</sup> /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
<b>Total Vendas Projetada UFF</b>	<b>3.854,81</b>	<b>3.519,74</b>	<b>3.072,91</b>	<b>3.115,27</b>	<b>3.183,84</b>
<b>Total Vendas Projetada CEG</b>	<b>2.779,73</b>	<b>2.048,71</b>	<b>2.052,60</b>	<b>2.056,49</b>	<b>2.060,15</b>
<b>Variação CEG</b>	<b>39%</b>	<b>72%</b>	<b>50%</b>	<b>51%</b>	<b>55%</b>



## Cenário Inferior

CEG	Demanda Projetada (Mm <sup>3</sup> /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
<b>Total Vendas Projetada UFF</b>	<b>3.854,81</b>	<b>3.519,74</b>	<b>2.310,60</b>	<b>2.388,19</b>	<b>2.472,82</b>
<b>Total Vendas Projetada CEG</b>	<b>2.779,73</b>	<b>2.048,71</b>	<b>2.052,60</b>	<b>2.056,49</b>	<b>2.060,15</b>
<b>Variação CEG</b>	<b>39%</b>	<b>72%</b>	<b>13%</b>	<b>16%</b>	<b>20%</b>

## 7.5. Projeção da Oferta

Este item do Relatório está dividido em 04 (partes), discriminadas na sequência, e foi construído observando-se a questão do monopólio de fato ainda existente no fornecimento de gás natural para o mercado brasileiro, avaliando a existência de medidas legais e práticas que possam por fim a este entrave, destacando que já há entidades cadastradas para atuar no mercado, faltando demolir as barreiras e destacando a tramitação da chamada Lei do Gás. Elaborou análises temáticas, como segue:

7.5.1. Evolução recente da oferta de gás - onde destaca as fontes de suprimento hoje existentes, relevando informações práticas e técnicas acerca da produção brasileira, bem como do cenário pouco revelador das possibilidades de importação. Apresenta tabela com a síntese dos dados disponíveis do balanço de gás natural do Brasil e um gráfico específico desenhando a oferta potencial de gás para a malha integrada, elaborado pela CNI;

7.5.2. Tendência de diversificação dos fornecedores de gás - onde menciona o elevado número de instituições operando, mas com a devida ressalva à concentração da produção sob a bandeira da Petrobrás, sintetizada em 02 (dois) gráficos. Apesar do quase monopólio ora existente, a Consultoria, ao analisar as movimentações dos agentes em busca de oportunidades no mercado brasileiro, destaca a forte possibilidade de reversão do quadro, notadamente a partir de ações já contratadas para importação e fornecimento da molécula e, mesmo, da desmobilização da própria gigante do petróleo nacional, que funcionarão como atrativos para outros *players*;

7.5.3. A iniciativa gás para crescer - onde destaca o trabalho prévio de diversos grupos de trabalho debatendo os diversos entraves para a liberalização do mercado de gás no Brasil, cujas diversas propostas foram agrupadas em um documento que deu origem a um Projeto de Lei, de número 6407, ora em tramitação no Congresso Nacional. Salienta as medidas que mexem com a questão da oferta, tanto na aquisição como na distribuição da molécula, incrementando a ocorrência, quanto no sistema de transporte, necessariamente competitivo;

7.5.4. Contrato de gás da CEG - onde destaca a confidencialidade do contrato firmado entre a Concessionária e a Petrobrás, sugerindo a revisão da metodologia aprovada, em função das dinâmicas de fornecimento que já existem, e que permitiriam maior transparência;

## **7.6. Projeção dos investimentos**

O Relatório coleciona os valores constantes da proposta original, mencionando as divisões de classes, trazendo quadros consolidados da própria Concessionária.

Na classe de investimentos singulares, a Consultoria ressalta seu montante pouco significativo em relação ao total projetado, sugerindo que não sejam incorporados aos cálculos da IV Revisão Quinquenal, por incertezas de implementação, o que, se ocorrer, pode ser compensado por revisão extraordinária pontual.

Na classe de investimentos fixos, que representam a maior parcela do montante proposto, a Consultoria verificou o comportamento de cada subgrupo e constatou que o comparativo entre as médias anuais projetadas e as executadas no período anterior é compatível no caso da renovação de redes e da aquisição de medidores. Entretanto, observou disparidades na composição das verbas de instalações auxiliares de rede, para as quais sugere que a AGENERSA peça esclarecimentos fundamentados à Concessionária.

Na classe de investimentos variáveis, a segunda maior parcela do montante sugerido, a Consultoria entende que são vinculados à ampliação da base de clientes, com a qual devem guardar correspondência. Avaliados aspectos específicos, infere-se que há itens de custo que apresentam elevação em relação ao período anterior, que entende não serem adequados e sugere a revisão, pela Concessionária;

## **7.7. Projeção dos custos operacionais**

Está dividido em 03 (três) partes, como segue:

7.7.1. Análise da Evolução dos Custos Operacionais - onde destaca o crescimento das despesas operacionais, descontado o efeito inflacionário, no período de 2013 a 2016. Não foram disponibilizados dados de 2017. Apesar do crescimento real, a realização ficou abaixo do projetado na III Revisão Quinquenal, com algumas rubricas apresentando valores a

maior, outras a menor. Destaca que a proposta para o próximo ciclo incorpora um substancial incremento, especialmente se cotejado com a projeção de aumento da base de clientes. Apresenta 03 (três) tabelas e 02 (dois) gráficos com os dados fornecidos e a consolidação dos comparativos;

7.7.2. Projeção de perdas - onde destaca que a proposta contém um incremento no percentual de perdas de gás, inclusive ultrapassando o patamar máximo contratualmente estabelecido. A Concessionária alega razões físicas e comerciais, especialmente a atípica elevação das perdas no ano de 2016, mas a Consultoria lembra, inclusive, das questões ambientais envolvidas. Conclui que não se apresentaram razões efetivas para a proposta formulada, dentre outras avaliações técnicas. Propõe que seja estabelecida uma nova meta de redução de perdas, tomando-se por base o patamar atingido no exercício de 2016, ou que tal patamar seja considerado como teto máximo a ser atingido durante o próximo ciclo. Suas análises comparativas indicam que propor perdas elevadas é contrário às boas práticas regulatórias e que a regulação praticada internacionalmente pressupõe o contrário, ou seja, fixar metas de redução contínuas. Inclui 02 (duas) tabelas, uma com o percentual de perdas de 2013 a 2016 e outra com a projeção proposta com 02 (dois) cenários, dos quase trazemos o quadro com a evolução das perdas totais, como segue:

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

7.7.3. Projeção do OPEX - onde releva as demais rubricas, considerando prudente acatar a maioria das projeções da Concessionária. Entretanto, contesta os valores das rubricas de consultorias, publicidade, leitura de medidores, teleatendimento e subscrições, para os quais entende não ter havido projeção tomando por base o incremento da base de clientes. Entende que devam ser seguidos os seguintes passos:

- i) correção dos valores históricos pelo IGP-M até a nova data-base (dez/16);
- ii) cálculo da elasticidade cliente/custo;
- iii) projeção do incremento da base de clientes pelo comparativo da inicial de 2018 com a final de 2016;
- iv) projeção futura a partir do dado final de 2016, com incremento pela elasticidade cliente/custo;

Apresenta sua própria tabela com as projeções para o OPEX do próximo ciclo, que reproduzimos:

	2018	2019	2020	2021	2022	SOMA
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>264.540</b>	<b>278.099</b>	<b>284.302</b>	<b>289.059</b>	<b>294.304</b>	<b>1.410.303</b>
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
<b>Utilidades e Serviços</b>	<b>13.714</b>	<b>14.479</b>	<b>14.844</b>	<b>14.898</b>	<b>14.943</b>	<b>72.877</b>
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
<b>Serviços Gerais e Corporativos</b>	<b>28.374</b>	<b>29.554</b>	<b>30.644</b>	<b>30.865</b>	<b>31.111</b>	<b>150.548</b>
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
<b>Serviços Profissionais Independentes</b>	<b>17.273</b>	<b>17.616</b>	<b>18.163</b>	<b>18.514</b>	<b>18.867</b>	<b>90.433</b>
Auditorias	504	503	501	501	501	2.510
Acessorias 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
<b>Publicidade, Propaganda e Relações Públicas</b>	<b>11.290</b>	<b>11.767</b>	<b>12.247</b>	<b>12.728</b>	<b>13.209</b>	<b>61.241</b>
<b>Seguros</b>	<b>2.732</b>	<b>2.725</b>	<b>2.718</b>	<b>2.718</b>	<b>2.718</b>	<b>13.610</b>
<b>Despesas de Viagem, Transporte e Fretes</b>	<b>2.492</b>	<b>2.513</b>	<b>2.534</b>	<b>2.615</b>	<b>2.646</b>	<b>12.801</b>
Despesas de Viagem	2.357	2.377	2.397	2.478	2.508	12.118
Transportes e Fretes	135	136	137	137	138	683
<b>Gastos de Atividade Comercial</b>	<b>49.276</b>	<b>51.304</b>	<b>52.744</b>	<b>54.218</b>	<b>55.732</b>	<b>263.276</b>
<b>Gastos Serviço a Cliente</b>	<b>47.478</b>	<b>49.627</b>	<b>51.749</b>	<b>53.932</b>	<b>56.234</b>	<b>259.020</b>
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
Inspeções Periódicas	1.339	1.376	1.417	1.459	1.503	7.093
Serviços de Teleatendimento	8.126	8.851	9.614	10.413	11.246	48.250
Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.271	8.685	8.893	9.109	9.335	44.293
Custo de Atendimento ao Cliente	707	707	707	707	707	3.535
Controle de Qualidade de Serviços	1.921	1.921	2.032	2.079	2.115	10.069
<b>Outros Serviços Exteriores</b>	<b>22.426</b>	<b>22.655</b>	<b>22.889</b>	<b>23.048</b>	<b>23.205</b>	<b>114.223</b>
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
<b>Outros</b>	<b>13.199</b>	<b>13.706</b>	<b>13.188</b>	<b>13.228</b>	<b>13.272</b>	<b>66.593</b>
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
<b>Gastos de GNC</b>	<b>1.041</b>	<b>1.074</b>	<b>1.306</b>	<b>1.328</b>	<b>1.351</b>	<b>6.100</b>
<b>DESPESAS DE PESSOAL</b>	<b>142.997</b>	<b>147.832</b>	<b>153.521</b>	<b>153.521</b>	<b>153.521</b>	<b>751.392</b>
<b>OUTRAS DESPESAS</b>						
Provisões	14.810	14.810	14.810	14.810	14.810	74.049
Perdas de Gás						
<b>Cenário - Perdas Constantes (A)</b>	<b>41.039</b>	<b>31.720</b>	<b>33.687</b>	<b>36.145</b>	<b>39.188</b>	<b>181.778</b>
<b>Cenário - Perdas Decrescentes (B)</b>	<b>38.843</b>	<b>26.543</b>	<b>24.439</b>	<b>22.207</b>	<b>19.759</b>	<b>131.792</b>
Custos de Odorizantes	1.292	1.094	1.097	1.099	1.102	5.684
<b>Total OPEX</b>						
<b>Cenário - Perdas Constantes (A)</b>	<b>464.677</b>	<b>473.554</b>	<b>487.416</b>	<b>494.635</b>	<b>502.924</b>	<b>2.423.205</b>
<b>Cenário - Perdas Decrescentes (B)</b>	<b>462.481</b>	<b>468.378</b>	<b>478.169</b>	<b>480.697</b>	<b>483.495</b>	<b>2.373.219</b>
Diferença OPEX CEG RIO (A)	91%	90%	89%	88%	87%	89%
Diferença OPEX CEG RIO (B)	91%	89%	87%	85%	84%	87%
<b>Base de Cliente Projetada</b>	<b>945.909</b>	<b>978.841</b>	<b>1.011.718</b>	<b>1.044.486</b>	<b>1.077.037</b>	

## 7.8. Referências

Lista as referências bibliográficas e fontes de consultas institucionais utilizadas pela Consultoria.

O Relatório possui, ainda, uma relação dos anexos da Concessionária;

## 8. O RELATÓRIO III

O Relatório III do Contrato - Análise das Contribuições das Consultas e Audiências Públicas foi encaminhado sob o título "Relato das contribuições recebidas para a proposta de revisão tarifária das concessionárias CEG e CEG-Rio", atendendo ao disposto no Contrato de Consultoria e à modificação de cronograma estabelecida no Aviso publicado no DOE-RJ em 20/04/2018.

Na introdução, a Consultoria destaca aspectos formais do evento e os participantes do certame, com ideias gerais sobre o que foi apresentado, detalhando posteriormente.

Lista alguns aspectos da apresentação conjunta das Delegatárias, com um quadro sintético contendo a projeção total de clientes, o crescimento das vendas, investimentos, custo operacional, taxa de remuneração e margem, bem como o impacto estimado da tarifa final média. Relaciona os aspectos apontados pelas Concessionárias sobre concorrência, avaliação do comportamento do mercado de gás durante o 4º ciclo contratual e os cenários possíveis. Discorre sobre elementos mais técnicos apresentados, como a projeção da demanda e dos custos operacionais, além da estimativa de investimentos, estes cotejados com a projeção derivada da III Revisão Quinquenal e o efetivo cumprimento, com suas justificativas.

Resume a manifestação do Governo do Estado do Rio de Janeiro, que passou por temas como investimentos, reajustes frequentes, tarifas incentivadas, dentre outros. Ênfase na questão da competitividade da tarifa de gás no Estado, em comparação com os concorrentes mais próximos.

Destaca os aspectos técnicos apresentados pelas Consultorias contratadas pelas Delegatárias para auxiliá-las nos trabalhos, quais sejam:

- > PSR - metodologia de cálculo dos despachos para as usinas termelétricas instaladas na área de concessão;
- > The Boston Consulting Group - cálculos e premissas adotados na definição da Taxa de Remuneração de Capital;
- > Zenergás - aspectos regulatórios relacionados a investimentos;
- > Novix - revisão apenas vinculada aos temas definidos em contrato, com exceções tratadas diretamente entre a concessionária e o poder concedente;
- > Escritório Siqueira Castro - aspectos legais pertinentes ao tema, em especial quanto à validade e pertinência do III Termo Aditivo aos contratos.

Examina as contribuições de terceiros interessados na questão, como:

- > ABIVIDRO - com um trabalho realizado por uma consultoria independente, a Gás Energy, a apresentação focou em aspectos como a composição da Taxa de Remuneração de Capital, com fundamentação dos índices que utilizou, projeção de demanda (para a qual a FEC destacou um quadro comparativo entre a proposta das Concessionárias e a Contraproposta), custos operacionais (com ênfase na necessidade de melhoria de desempenho), investimentos (com avaliação do histórico de cumprimento para aprovar a nova proposta), compensação de investimentos não realizados (ponto para o qual trouxe metodologia bem detalhada) e o cálculo final da margem de reposicionamento (m);

- > ABRACE - com um trabalho denso, focado nos mesmos pontos levantados pela ABIVIDRO, com um diferencial, a defesa da nulidade do III Termo Aditivo, sustentado por um parecer exarado por um escritório de advocacia por ela contratado;
- > FIRJAN - a parte uma cobrança por não haver a AGENERSA divulgado uma manifestação prévia sobre as propostas, o que entende ser necessário, razão pela qual solicita nova audiência pública, aborda aspectos técnicos similares aos de ABIVIDRO e ABRACE, destacando a necessidade de um 'fator X';
- > ABEGÁS - sugere que a taxa de remuneração seja definida pela metodologia do WACC (Custo médio ponderado de capital), além de defender maior participação dos *stakeholders* do setor no processo;
- > PETROBRAS - questiona a não aplicação de decisões já tomadas pela AGENERSA, bem como a ausência de critérios e premissas que levem em consideração apenas as especificidades de CAPEX e OPEX para os ramais dedicados, levantando exigências de cumprimentos de dispositivos da chamada Lei do Gás;
- > DEFENSORIA PÚBLICA - através de seu Núcleo de Defesa do Consumidor, defendeu a adoção de critérios mais abrangentes para a caracterização de cliente beneficiário de tarifa social, para a qual propôs redação específica.

Em suas considerações, aponta, inicial e conclusivamente, que todas as proposituras serão levadas em conta na composição da análise final, mas destaca a existência de alguns pontos de conflito, como:

- taxa de remuneração de capital - onde a questão é a determinação de quais são os parâmetros adequados de definição;
- projeção da demanda futura - onde se define a receita requerida e na formulação da qual os parâmetros adotados pelas Delegatárias são contestados por diversos agentes;
- projeção de OPEX - onde não se pode fugir do histórico de realizações, evitando projeções injustificadas, mas se deve buscar a inclusão de um fator de eficiência;
- projeção de CAPEX - onde igualmente não se pode fugir dos registros históricos de cumprimento, pela importância na composição da base remuneratória futura;
- metodologia de compensação do CAPEX não realizado - onde as controvérsias são mais agudas, por envolverem aspectos ligados à distribuição das intervenções ao longo do tempo, suas correlações com outros elementos, e sugere o estabelecimento de uma metodologia que aborde de forma mais estrita os prejuízos causados aos consumidores pela cobrança indevida de remuneração aos investimentos que não foram realizados ao longo do ciclo;
- III Termo Aditivo - onde se digladiam posições antagônicas sobre a validade do Termo em si e sobre a influência dos elementos afetados na composição da equação da IV Revisão Quinquenal.

Observe-se que o Relatório III tem, na prática, a função de Relatório II, pois as primeiras consulta e audiência públicas foram realizadas de forma antecipada em relação aos cronogramas habitualmente seguidos para as revisões quinquenais. Houve uma segunda edição dos eventos, que será relatada mais adiante.

## 9. O RELATÓRIO IV

Apresentado em agosto de 2018, dividido em 10 (dez) partes. Foi objeto de atualização posterior, em função das alterações promovidas pela Concessionária em sua proposta original, fato que trataremos na sequência;

### 9.1. Introdução

Apresenta a consolidação do entendimento técnico da consultoria quanto à proposta da Concessionária, e também as ideias gerais das 08 (oito) partes seguintes e a formatação adotada;

### 9.2. Melhores práticas em processos de revisão tarifária

9.2.1. Iniciando-se pela abordagem dos regimes de regulação, o Relatório aborda aspectos históricos da necessidade de se adotar uma prática regulatória efetiva, confrontando-a com os problemas causados pelo exercício de monopólios, notadamente os naturais, como são os casos dos serviços públicos concedidos.

Ao definir os aspectos da regulação por custo de serviço, o trabalho destaca a existência, quase a necessidade, de se estabelecer revisões em intervalos curtos, geralmente de 01 (um) ano, bem como a pouca atenção que é dada a incentivos de eficiência, dada a manutenção de um determinado equilíbrio que será mantido pelo simples repasse dos custos modificados ao longo do intervalo regulatório.

Destaca a substituição gradual deste padrão por uma política de preço-teto, onde se embutem incentivos à melhoria na qualidade dos serviços e na obtenção de ganhos de produtividade e de competitividade, com parcelas apropriadas para a modicidade tarifária. Tal prática permite o alargamento do intervalo regulatório, bem como a inclusão de parcelas objetivas de compartilhamento dos ganhos de produtividade, como o Fator X, mecanismos de recomposição por alterações nos custos não gerenciáveis, como o Fator Y, e gatilho de recomposição tarifária vinculada à inflação, como a definição de um índice de reajustamento ordinário.

Apresenta, ainda, a regulação por padrão de comparação (*Yardstick Regulation*), que pode ser baseada no simples cotejo de informações e dados parametrizáveis de diversas empresas que atuem em um determinado setor ou base territorial ou, ainda, pela elaboração de um protótipo técnico de uma empresa padrão. No primeiro caso, pode-se lançar mão de organizações de porte semelhante e áreas de atuação que permitam observações e coleta de dados mais seguras, mesmo que em áreas distantes. Já o segundo caso exige uma complexa equação constitutiva, por conta das dificuldades de elaboração de padrões corretos e representativos, que podem ser tomados de algum Ente pré-existente, cujas práticas sejam mais bem avaliadas.

Descreve os elementos que devem ser considerados no estabelecimento da taxa de remuneração, como a base de ativos remunerados e custos específicos ligados à operação do sistema concedido. Trata-se, afirma, de um instrumento que possa refletir tanto as mudanças conjunturais observadas ao longo dos ciclos, como o necessário equilíbrio nas relações entre empresas e consumidores e a viabilidade operacional daquelas, construindo um tripé estável e harmônico;

9.2.2. Em seguida, o Relatório aborda as Metodologias Tarifárias em Regulação Incentivada, passando à descrição da Taxa de Remuneração, com aprofundamento dos aspectos técnicos relacionados às opções pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, na sigla em inglês) ou pelo Modelo de Precificação dos Ativos de Capital (CAPM, na sigla em inglês), já descritos em outros pontos deste relatório.

A par de o primeiro ter uso mais difundido, aduz que é desejável a combinação de ambos, de forma a tornar mais eficiente a apuração da taxa mais adequada, notadamente quando destaca a possibilidade de utilizar o CAPM dentro dos cálculos de cada fonte de recursos (próprios e de terceiros) utilizados na composição do WACC. Para ambas as formulações, descreve as fórmulas e os componentes técnicos, as fontes de informações, pondera a elaboração dos critérios e as ressalvas que devem ser observadas.

No Custo de Capital de Terceiros, pondera pela utilização do custo efetivo dos serviços de dívida própria, ou o comparativo das empresas similares observáveis. Lastreado na fórmula do CAPM;

No cálculo do Custo de Capital, propriamente, descreve as condicionantes contratuais, lastreadas no CAPM, ainda que opte pela determinação com base no WACC, com adoção de mecanismos do primeiro, conforme adotado pela ANEEL. Reproduz os quadros já trazidos pelo item 7.2.2., acima;

9.2.3. Em continuidade, o Relatório trata da Projeção da Demanda, partindo-se da premissa de que um regime de preço teto implica, para o concessionário, a assunção do risco da demanda. Tal proposição importa em transformar a projeção de demanda em um elemento de profundos estudos, para que não haja falhas tanto para mais - obrigando a assunção de custos não suportáveis - como para menos - o que, em tese, permitiria o auferimento de receitas acima do esperado.

Observe-se que há uma vertente interpretativa que entende o risco como uma oportunidade de incentivar o concessionário a operar com maior rigor na ampliação do mercado cativo, bem como na melhor gestão de seus custos.



Traz as particularidades sobre o tema tratadas nos contratos similares no Estado de São Paulo, regulados pela ARSESP, onde constam as partículas Fator X e Fator K, além do índice de realinhamento ordinário, o primeiro fator destinado ao compartilhamento dos ganhos de produtividade, o segundo a um ajuste entre a margem máxima permitida e a margem obtida. Trata, também, da exclusão das demandas térmicas das análises sobre os desvios entre os volumes previstos e os efetivamente realizados dos segmentos termelétrico e de cogeração, diminuindo, assim, a imprevisibilidade do Fator K.

Avalia a questão do peso específico do setor termelétrico nos volumes previstos e realizados dentro do mercado fluminense, de um modo geral, e seu impacto específico. Entende que há espaço para a adoção, pela AGENERSA, de introduzir um mecanismo específico para neutralizar os efeitos tarifários dos desvios da demanda termelétrica efetivamente observada em relação à projetada;

9.2.4. Seguindo, o Relatório trata do Fator X, já debatido neste trabalho em outros tópicos. Resumidamente, o texto aponta as serventias para o regime de preço teto, focando especialmente nos impactos positivos para a melhoria da gestão operacional. Relewa os aspectos relacionados aos desafios na aplicação, como a dosimetria da partícula. Observa que está previsto no Contrato de Concessão, sem aplicação efetiva até o momento;

9.2.5. Na parte relativa ao Tratamento de Investimentos não Realizados, o presente Relatório traz o mesmo tratamento dado no primeiro estudo (tópico 7.2.5., acima), inclusive quanto à proposta de compensar os investimentos não realizados no ciclo revisional seguinte à projeção, com os montantes apurados sendo corrigidos pela mesma taxa de remuneração aprovada para o evento base;

9.2.6. Conclui a seção com a análise do Tratamento das Perdas, reproduzindo, igualmente, as análises e conclusões já expostas no tópico 7.2.6., acima;

### **9.3. Projeção de Mercado 2018-2022**

Estruturado em 03 (três) partes, elaborado através da evolução histórica e das características dos potenciais de mercados na área da concessão, e, a exemplo do Relatório 2, lastreado em análises macroeconômicas e modelos econométricos;

9.3.1. No segmento 'Termelétrico', o trabalho reforça a observação sobre o incremento de partidas até 2015, fruto das crises de abastecimento de energia por fonte hidrelétrica, mantido até o final de 2016, já com ligeira redução. Repisa as diferenças de abordagem em relação à metodologia constante da proposta da Concessionária, elencando os pontos principais verificados, como a projeção de pouca utilização. Mantendo o quadro das características das unidades instaladas na área de concessão, que não reproduziremos, mas recorrendo a dados de outras fontes, refaz as

projeções do pronunciamento anterior, trazendo ao debate o seguinte cenário:

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

A Consultoria ressalva as incertezas relativas ao segmento, notadamente aquelas derivadas do regime hidrológico, forçosamente refletidas nas projeções para um período de 05 (cinco) anos, o que o torna extremamente volátil. Defende a tese de que a Concessionária não pode ser prejudicada quando a projeção for maior do que o realizado, nem beneficiada, quando a projeção for menor, retornando à ideia de um gatilho ou de revisões extraordinárias, quando as disparidades forem substanciais, conforme mencionado no item 2 do Relatório, transcrito no tópico 9.2.4., acima;

9.3.2. Em 'Segmentos não térmicos', são mantidas as premissas dos modelos estatísticos e comparativos utilizados na confecção das projeções dos demais segmentos de mercado de gás, com detalhamento técnico objetivo, sem uma inferência direta nas projeções feitas pela Concessionária. Traz para este tópico o segmento 'Residencial', tratado anteriormente em tópico específico.

Entende que o segmento 'Industrial' apresentará um crescimento de 2,5% ao ano, o 'Comercial' será de 3% aa, o 'Residencial' de 0,3% aa e o 'Transporte' 1,8% aa.

9.3.3. Em 'Consolidação das Projeções de Demanda', apresenta gráfico comparativo com a proposta da Concessionária, e o gráfico final das projeções efetuadas, como segue:

Quadro comparativo

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

Projeção

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

#### 9.4. Projeção da Oferta

O Relatório apresenta um extrato da situação da oferta de gás no mercado brasileiro, hoje, destacando o monopólio da Petrobrás, além das potencialidades de eliminação dessa situação macroeconômica. O quadro sintético segue:



9.4.1. Ao avaliar a evolução recente da oferta de gás, destaca as 03 (três) fontes atuais, quais sejam, produção interna, importação específica da Bolívia e importação de outros supridores (via Gás Natural Liquefeito - GNL), detendo-se em breves análises sobre as possibilidades produtivas de cada uma, inclusive em termos territoriais. Para tanto, amparou-se, inclusive, em um gráfico elaborado pela Confederação Nacional da Indústria - CNI, que transcrevemos:

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

9.4.2. Ao avaliar a tendência de diversificação dos supridores de gás, traz dados e informações resumidas acerca dos novos atores capacitados a atuar nesse mercado, com as possibilidades de expansão da oferta;

9.4.3. Ao avaliar a iniciativa gás para crescer, tece um quadro das possibilidades de mudança dos marcos regulatórios do mercado de gás e dos impactos previstos e/ou esperados;

9.4.4. Ao avaliar o contrato de fornecimento de gás para a CEG, destaca as regras de confidencialidade, o que a impedem de trazer quadros e projetar cenários, mas sugere modificar a metodologia ora em vigor, inclusive como forma de estabelecer transparência nas negociações;

## 9.5. Projeção de Investimentos

Destaca a última projeção efetuada pela Concessionária, da ordem de R\$ 1,5 bilhão, contra uma realização, incluída uma estimativa para 2017, da ordem de R\$ 1,3 bilhão, sem incluir os dados relacionados ao III Termo Aditivo. Destaca ser este último o valor projetado para o V Ciclo que, respeitados os valores não arredondados, significa um incremento de 3,00 % em relação ao IV Ciclo. Trás as seguintes seções temáticas:

### 9.5.1. Análise dos itens de custos

A Consultoria faz um trabalho de decomposição dos itens, objetivando apurar o custo unitário dos elementos constantes das projeções de investimentos. Obtém, igualmente, dados sobre o impacto percentual de cada item na realização observada, o que permite um melhor entendimento da política de investimentos, como um todo, e sua compatibilização com os temas derivados. Com isto, permite-se fazer uma análise crítica de algumas rubricas, das quais destaca 'instalações auxiliares de rede', que partiu de uma projeção de 2% do total na III Revisão Quinquenal, com uma realização significando 4% dentro do período analisado, mas que tem projeção nesta IV RQ da ordem de 12%

do total previsto, sem detalhamento correspondente em metas físicas. Quanto a estas, particularmente, o estudo constata que são realizadas "... sistematicamente aquém do projetado."

Detalha a forma de calcular o preço unitário dos itens mensuráveis, dos quais cita alguns, e consolida os dados no quadro que reproduzimos:

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

### 9.5.2. Análise das classes de investimento

Apresenta um descritivo dos elementos, com um comparativo em relação ao total projetado, baseado nos quadros produzidos pela Concessionária, que reproduziu. Avaliou os números com os cálculos das médias dos itens, a partir dos quais destaca a discrepância dos valores de 'Instalações auxiliares de rede', pois a média anual projetada supera em 03 (três) vezes o valor anteriormente observado.

Particulariza a situação dos investimentos variáveis que, alerta, devem guardar estreita vinculação com a projeção do incremento da base de clientes.

### 9.5.3. Recomendação Economia/UFF

Avalia o princípio básico de remuneração dos investimentos dentro das projeções para os ciclos contratuais, de forma a incentivar a permanente expansão e melhoria das redes, ressalvando que a expansão da base de ativos não é automática, sendo vinculada à efetiva realização das intervenções. Observa, entretanto, que a Concessionária tem efetivado de forma inferior ao projetado, razão da existência de saldos a compensar, que geram atritos pelas diferentes interpretações atinentes ao tema. E, também, que a redução do montante projetado guarda ligação com esses saldos, visando reduzi-los ou eliminá-los.

Ao analisar cada grupo de investimentos, a Consultoria propõe que os singulares só sejam incorporados às tarifas quando de sua efetiva realização, pois, como se tratam de intervenções cercadas de incertezas, podem gerar desequilíbrios e necessidades de ajustes. Especificamente, propõe a exclusão do Projeto Biometano, remetendo os demais para o crivo do Grupo de Trabalho, com destaque para o Projeto AmBev. O quadro proposto é:

CEG - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16							
Projeto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
<b>Biometano</b>	<b>0,89</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Reforço de Rede</b>	<b>5,95</b>	<b>20,74</b>	<b>13,78</b>	<b>5,00</b>	-	-	<b>39,52</b>
<i>Cliente AMBEV</i>	3,05	10,55	-	-	-	-	10,55
<i>Santa Cruz</i>	2,90	10,19	13,78	5,00	-	-	28,96
<b>Estação de GNC</b>	<b>5,30</b>	<b>3,31</b>	<b>4,07</b>	<b>4,07</b>	-	-	<b>11,45</b>
<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
<b>Projetos de ERD</b>	<b>1,62</b>	<b>1,68</b>	<b>1,67</b>	<b>2,45</b>	<b>2,72</b>	<b>2,45</b>	<b>10,97</b>
<b>Projetos Menores (Renovação)</b>	<b>3,38</b>	<b>5,49</b>	<b>0,96</b>	<b>2,08</b>	<b>2,72</b>	<b>1,89</b>	<b>13,14</b>
<b>TOTAL Investimentos Singulares</b>	<b>17,15</b>	<b>31,22</b>	<b>20,47</b>	<b>13,61</b>	<b>5,43</b>	<b>4,35</b>	<b>75,08</b>

Quanto aos fixos, ao identificar a acentuada elevação das 'Instalações Auxiliares de Rede', propõe que sejam adotados os valores médios do ciclo anterior, além de desconsiderar os montantes alocados para 'Outros Investimentos', que considera elevados. O quadro é:

CEG - Investimentos Fixo (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16							
Itens	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
<b>INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>136,52</b>	<b>95,31</b>	<b>107,94</b>	<b>104,55</b>	<b>101,99</b>	<b>100,64</b>	<b>510,42</b>
<b>Redes</b>	<b>73,74</b>	<b>51,11</b>	<b>65,49</b>	<b>65,50</b>	<b>65,53</b>	<b>65,57</b>	<b>313,21</b>
<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
<b>Ramais</b>	<b>4,34</b>	<b>2,81</b>	<b>4,27</b>	<b>4,27</b>	<b>4,27</b>	<b>4,27</b>	<b>19,91</b>
<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
<b>Construção de ERM's</b>	<b>1,99</b>	<b>0,72</b>	<b>0,72</b>	<b>0,72</b>	<b>1,68</b>	<b>1,68</b>	<b>5,52</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>21,57</b>	<b>11,16</b>	<b>10,96</b>	<b>11,22</b>	<b>10,94</b>	<b>7,78</b>	<b>52,06</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>34,89</b>	<b>29,51</b>	<b>26,49</b>	<b>22,84</b>	<b>19,56</b>	<b>21,33</b>	<b>119,72</b>
<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 Informa</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	-	-	-	-	-	-
<b>INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>22,57</b>	<b>16,02</b>	<b>17,02</b>	<b>17,02</b>	<b>17,02</b>	<b>17,66</b>	<b>84,73</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS FIXOS</b>	<b>159,10</b>	<b>111,32</b>	<b>124,96</b>	<b>121,57</b>	<b>119,01</b>	<b>118,30</b>	<b>595,15</b>

Quanto aos variáveis, por ter identificado significativo aumento de custos por novo cliente atendido, e isto nos principais itens de custo, recomenda que sejam reduzidos os valores de 'Novas Redes MP/BP' e 'Novos Ramais', adequando-se ao valor por novo cliente observado no ciclo anterior. O quadro é:

CEG - Investimentos Variável (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16							
Itens	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
<b>INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>91,67</b>	<b>85,48</b>	<b>80,88</b>	<b>81,52</b>	<b>82,36</b>	<b>87,33</b>	<b>417,58</b>
<b>Redes</b>	<b>46,89</b>	<b>43,21</b>	<b>37,12</b>	<b>36,35</b>	<b>35,82</b>	<b>39,28</b>	<b>191,77</b>
Novas Redes AP/GNC	1,29	2,18	0,55	2,98	0,63	2,43	8,77
Novas Redes MP/BP	45,59	41,02	36,57	33,37	35,20	36,84	183,00
Renovação Redes	-	-	-	-	-	-	-
Outros - Redes	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ramais</b>	<b>18,27</b>	<b>13,46</b>	<b>13,94</b>	<b>14,41</b>	<b>15,03</b>	<b>15,56</b>	<b>72,40</b>
Novos Ramais	18,27	13,46	13,94	14,41	15,03	15,56	72,40
Renovação de Ramais	-	-	-	-	-	-	-
Outros - Ramais	-	-	-	-	-	-	-
<b>Construção de ERM's</b>	<b>1,14</b>	<b>1,45</b>	<b>1,13</b>	<b>1,23</b>	<b>1,13</b>	<b>1,22</b>	<b>6,15</b>
Instalações Auxiliares de Rede	-	-	-	-	-	-	-
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>25,38</b>	<b>27,36</b>	<b>28,69</b>	<b>29,54</b>	<b>30,39</b>	<b>31,28</b>	<b>147,26</b>
Aquisição de Medidores	17,34	17,64	18,27	18,86	19,43	20,05	94,25
Instalações Comunitárias	8,04	9,72	10,42	10,69	10,95	11,23	53,01
Terrenos e Edifícios	-	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-	-
Equipamentos Processos Informa	-	-	-	-	-	-	-
Veículos	-	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos	-	-	-	-	-	-	-
<b>INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS VARIÁVEIS</b>	<b>91,67</b>	<b>85,48</b>	<b>80,88</b>	<b>81,52</b>	<b>82,36</b>	<b>87,33</b>	<b>417,58</b>

O quadro sintético é:

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

## 9.6. Projeção de custos operacionais

### 9.6.1. Análise da evolução dos custos operacionais

O Relatório apresenta um consolidado do OPEX do IV Ciclo, destacando um crescimento médio de 5,2% ao ano, indicando as rubricas que mais contribuíram para o incremento, além daquelas que representam o maior peso específico. Entretanto, apesar dessa particularidade, o realizado ficou menor do que o projetado, indicando espaço para melhorias no gerenciamento dos custos.

O quadro comparativo, elaborado a partir de dados fornecidos pela própria Concessionária é o seguinte:

	2013	2014	2015	2016	2017	Total
OPEX Projetado						

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

Traz a tabela com as projeções da CEG, para destacar a previsão de um incremento médio de 3% ao ano, em cima do projetado para o período anterior, o que, considerando o efetivamente realizado, importa em uma elevação substancial de custos. Apresenta, ainda, um gráfico com a relação OPEX x número de clientes, tanto o projetado quanto o realizado.

#### 9.6.2. Projeção de Perdas

O Relatório reforça a informação de projeção de crescimento das perdas, admitida pela Concessionária, lastreada, segundo a CEG, na verificação de um aumento acentuado das mesmas nos últimos 05 (cinco) anos, notadamente no setor comercial. A Consultoria entende que tal argumentação não se sustenta, tendo em vista a metodologia utilizada, que infere não ser "robusta", e tampouco pela fuga aos ditames contratuais, acrescentando outras questões, as mais fortes de cunho ambiental. Recomenda a adoção de medidas, por parte desta AGENERSA e da CEG, para resolver a questão. O quadro que elaborou é:

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



### 9.6.3. Gastos para GNC

A partir dos dados fornecidos pela Concessionária, a Consultoria pediu alguns esclarecimentos, tendo em vista algumas rubricas não estarem devidamente representadas nos números propostos. O quadro com os dados consolidados dos esclarecimentos é:

#### Valores Unitários de Referência (moeda dez/16)

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

A partir daí, a FEC/UFF elaborou o seguinte quadro geral de custos do GNC:

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

Conclui que a utilização de gasodutos virtuais não se constitui uma alternativa economicamente viável, haja vista o elevado custo. Sugere que seja acatada a proposta da Concessionária, mas que sejam realizados estudos mais aprofundados que permitam elaborar critérios e parâmetros para aprovação de novos projetos, até considerando a existência de alternativas à molécula como energético.

### 9.6.4. Projeção do OPEX

A Consultoria considera que os tópicos destacados são os que possuem mais questões técnicas envolvidas. Para as demais rubricas, entende que algumas das projeções apontadas pela Concessionária estão adequadas. Entretanto, ao comparar as projeções com as estimativas de incremento da base de clientes, sugere que sejam feitas revisões e reduções em: gastos jurídicos; consultorias e outros serviços; publicidade, propaganda e relações públicas; despesas de viagem; gastos de atividade comercial; leitura de medidores e envio de faturas; serviços de teleatendimento;

subscrições, documentos e outros serviços; colaborações externas; custo do pessoal expatriado; e provisões.

Considera que não é possível um descasamento nas projeções do crescimento esperado para a base de clientes, Propõe que a AGENERSA, na definição final do tópico, considere: correção dos valores históricos pelo IGP-M do período até dezembro de 2016; projeção do crescimento da base de clientes, contrastando o valor inicial de 2018 com o valor observado em 2017; aplicação da projeção de clientes para os anos do próximo quinquênio, utilizando como base o valor observado em 2017.

Entende ser adequado, ainda, rever os valores da rubrica de gastos jurídicos, especificamente quanto à razoabilidade, eliminando incorporação de gastos que não se aplicam ao exercício da atividade regulada.

Por fim, propõe a eliminação dos custos com pessoal expatriado, despesas de viagens e colaborações externas, por se tratarem de elementos relacionados ao controle estrangeiro da Concessionária, que não existiriam sob controle nacional, dada a atividade operada. Acrescenta que a rubrica de provisões deve ser estimada pela média do quinquênio anterior, atualizada pelo IGP-M.

O quadro geral que propõe, destacando as alterações que entende adequadas, é:

	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>249.142</b>	<b>262.441</b>	<b>268.724</b>	<b>273.687</b>	<b>279.093</b>	<b>1.333.088</b>
<b>Aluguéis</b>	<b>13.468</b>	<b>18.883</b>	<b>18.897</b>	<b>18.898</b>	<b>18.898</b>	<b>89.043</b>
<b>Manutenção e Conservação</b>	<b>41.776</b>	<b>42.196</b>	<b>42.379</b>	<b>42.069</b>	<b>42.118</b>	<b>210.539</b>
Bens Imóveis e Construções	6.888	6.888	6.888	6.888	6.888	34.440
Equipamento de Informática	2.887	3.035	3.184	3.184	3.184	15.475
Veículos	855	855	855	855	855	4.275
Instalações Técnicas	24.867	24.864	24.882	24.629	24.629	123.871
Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	6.336	6.336	6.336	6.336	6.336	31.679
Emergência	13.992	13.992	13.992	13.992	13.992	69.962
Manutenção de Instalações Industriais	4.539	4.536	4.553	4.301	4.301	22.230
Outro Imobilizado	6.280	6.554	6.570	6.513	6.562	32.478
<b>Utilidades e Serviços</b>	<b>13.714</b>	<b>14.479</b>	<b>14.844</b>	<b>14.898</b>	<b>14.943</b>	<b>72.877</b>
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
<b>Serviços Gerais e Corporativos</b>	<b>28.374</b>	<b>29.554</b>	<b>30.644</b>	<b>30.865</b>	<b>31.111</b>	<b>150.548</b>
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
<b>Serviços Profissionais Independentes</b>	<b>15.607</b>	<b>15.853</b>	<b>16.102</b>	<b>16.349</b>	<b>16.593</b>	<b>80.505</b>
Auditorias	504	503	501	501	501	2.510
Acessorias Técnicas	124	124	127	127	127	628
Jurídicos	7.891	7.891	7.891	7.891	7.891	39.453
Consultorias e Outros Serviços	7.089	7.337	7.584	7.830	8.075	37.914
<b>Publicidade, Propaganda e Relações Públicas</b>	<b>10.641</b>	<b>11.012</b>	<b>11.383</b>	<b>11.753</b>	<b>12.120</b>	<b>56.909</b>
<b>Seguros</b>	<b>2.732</b>	<b>2.725</b>	<b>2.718</b>	<b>2.718</b>	<b>2.718</b>	<b>13.610</b>
<b>Despesas de Viagem, Transporte e Fretes</b>	<b>135</b>	<b>136</b>	<b>137</b>	<b>137</b>	<b>138</b>	<b>683</b>
Despesas de Viagem	0	0	0	0	0	0
Transportes e Fretes	135	136	137	137	138	683
<b>Gastos de Atividade Comercial</b>	<b>46.327</b>	<b>47.944</b>	<b>49.558</b>	<b>51.167</b>	<b>52.766</b>	<b>247.762</b>
<b>Gastos Serviço a Cliente</b>	<b>49.561</b>	<b>51.875</b>	<b>54.125</b>	<b>56.399</b>	<b>58.753</b>	<b>270.713</b>
Leitura de Medidores e Envio de Faturas	18.776	19.431	20.085	20.737	21.385	100.414
Gestão de Serviço de Corte e Cobrança	10.448	11.373	12.327	13.362	14.483	61.993
Inspeções Periódicas	1.339	1.376	1.417	1.459	1.503	7.093
Serviços de Teleatendimento	8.099	8.382	8.664	8.945	9.225	43.316
Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.271	8.685	8.893	9.109	9.335	44.293
Custo de Atendimento ao Cliente	707	707	707	707	707	3.535
Controle de Qualidade de Serviços	1.921	1.921	2.032	2.079	2.115	10.069
<b>Outros Serviços Exteriores</b>	<b>12.567</b>	<b>13.005</b>	<b>13.443</b>	<b>13.880</b>	<b>14.313</b>	<b>67.208</b>
Subscrições, documentos e Outros Serviços	12.567	13.005	13.443	13.880	14.313	67.208
Colaborações Externas	0	0	0	0	0	0
Custo do Pessoal Expatriado	0	0	0	0	0	0
<b>Outros</b>	<b>13.199</b>	<b>13.706</b>	<b>13.188</b>	<b>13.228</b>	<b>13.272</b>	<b>66.593</b>
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
<b>Gastos de GNC</b>	<b>1.041</b>	<b>1.074</b>	<b>1.306</b>	<b>1.328</b>	<b>1.351</b>	<b>6.100</b>
<b>DESPESAS DE PESSOAL</b>	<b>142.997</b>	<b>147.832</b>	<b>153.521</b>	<b>153.521</b>	<b>153.521</b>	<b>751.392</b>
<b>OUTRAS DESPESAS</b>	<b>58.154</b>	<b>60.227</b>	<b>63.107</b>	<b>66.754</b>	<b>71.281</b>	<b>319.523</b>
<b>Provisões</b>	<b>10.844</b>	<b>10.844</b>	<b>10.844</b>	<b>10.844</b>	<b>10.844</b>	<b>54.220</b>
<b>Perdas de Gás Cenário constante</b>	<b>46.018</b>	<b>48.289</b>	<b>51.166</b>	<b>54.810</b>	<b>59.336</b>	<b>259.620</b>
<b>Custos de Odorizantes</b>	<b>1.292</b>	<b>1.094</b>	<b>1.097</b>	<b>1.099</b>	<b>1.102</b>	<b>5.684</b>
<b>Total OPEX</b>	<b>450.293</b>	<b>470.501</b>	<b>485.353</b>	<b>493.962</b>	<b>503.895</b>	<b>2.404.003</b>
<b>Base de Clientes</b>	<b>973.417</b>	<b>1.007.389</b>	<b>1.041.306</b>	<b>1.075.120</b>	<b>1.108.713</b>	

Apresenta, ainda, um quadro comparativo do OPEX realizado, das projeções da Concessionária e das suas, para verificação, que transcrevemos:

	CEG Realizado 2013-2017	CEG Projetado 2018-2022	UFF Projetado 2018-2022	Diferença % UFF/CEG
Jurídicos	58.861	46.957	39.453	-16%
Consultorias e Outros Serviços	34.170	57.609	37.914	-34%

Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	57.853	86.311	56.909	-34%
Despesas de Viagem	11.530	12.118	0	-100%
Gastos de Atividade Comercial	212.265	263.276	247.762	-6%
Leitura de Medidores e Envio de Faturas	81.825	109.153	100.414	-8%
Serviços de Teleatendimento	32.715	56.416	43.316	-23%
Subscrições, documentos e Outros Serviços	51.511	76.453	67.208	-12%
Colaborações Externas	18.449	22.109	0	-100%
Custo do Pessoal Expatriado	15.638	15.661	0	-100%
Provisões	54.220	113.139	54.220	-52%
Perdas de Gás Cenário constante	189.399	371.528	259.620	-30%
Total Opex	2.084.800	2.727.918	2.404.003	-12%

## 9.7. Base Regulatória de Ativos

O Relatório traz uma introdução, declarando a importância de uma correta apuração e o correspondente detalhamento, a partir de um plano de contas eficiente e adequado, para não incorrer em falhas que impliquem em remuneração indevida ou por período demasiado longo, do ponto de vista técnico. Entende que falta, à Concessionária, justamente um plano adequado, o que dificulta a compreensão dos lançamentos relacionados à correta classificação dos ativos regulatórios.

Traz a leitura do parágrafo 6º da cláusula sétima do Contrato, o qual entende que traz uma incorreção, quando determina que a reposição da depreciação da base remunerável seja incluída na base inicial do ciclo seguinte, observando que a Deliberação 371/2009 já tratava da eliminação da duplicidade, o que recomendam seja novamente objeto de medida. Ressalvam, entretanto, que seus cálculos fundamentaram-se estritamente nos termos do contrato, sem quaisquer inovações.

Trabalha em fragmentos, como segue:

### 9.7.1. Depreciação de ativos

Obedece ao regramento contábil sobre ativos incorporados, destacando particularidades sobre os que foram até dezembro de 2001 e os que vieram a partir de janeiro de 2002, sendo que estes recebem tratamento de serem contabilizados sempre em janeiro de cada exercício. Destaca, ainda, que a depreciação dos intangíveis se dará linearmente a cada 30 anos, prazo que cai para 10 (dez) anos quando de ativos diferidos, e que o contrato determina que os intangíveis sejam amortizados linearmente em 20 (vinte) anos;

### 9.7.2. Atualização da base regulatória de ativos (BRA)

Segue-se a regra contratual, de atualização pelo IGP-M;

### 9.7.3. Base regulatória de ativos em janeiro de 2018

Inicia-se com a verificação da adequação dos bens que compõem a base, dos quais listou um conjunto de 74 (setenta e quatro) itens que caracterizam trabalhos de manutenção, incompatíveis com a função da BRA, bem como identificou outros cuja adequação não pode ser corretamente auferida, para os quais sugere providências.

Aborda a questão das modificações introduzidas pelo III Termo Aditivo, que foi severamente contestado na audiência pública, o que motivou a elaboração de 02 (dois) cenários, com e sem a incorporação da outorga compensatória. Os quadros são:

Incluindo outorga compensatória

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

Não incluindo outorga compensatória

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

Observe-se que há divergências em relação ao proposto pela Concessionária, e que o intangível inicial se encontra totalmente amortizado em janeiro de 2018.

#### 9.7.4. Compensação tarifária de investimentos projetados e não realizados no quinquênio 2013-2017

O Relatório traz os valores sacramentados pela III Revisão Quinquenal, compara-os com o disposto pela Concessionária e constata que a própria apresentou cumprimento de metas a menor. Considerando-se as particularidades do III Termo Aditivo, a FEC/UFF fez os cálculos baseados em 02 (dois) cenários distintos:

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

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

Entende ser necessária a compensação dos valores não investidos, verificável em qualquer dos 02 (dois) cenários, avaliando a metodologia proposta pela Concessionária, que capta a diferença em valor presente no fluxo de caixa dos investimentos projetados em relação aos investimentos realizados, considerando-se o valor presente dos investimentos não realizados subtraído da depreciação e da base final dos ativos remunerados que corresponderia a essa parcela de subinvestimento. Avalia que a metodologia é adequada, mas diverge da aplicação, pois entende que o correto é capitalizar os valores para o início de 2018, com a taxa utilizada na III RQ. Novamente, considerando a existência de 02 (dois) cenários, elaborou os seguintes quadros, com e sem a outorga compensatória:

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

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

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

	2013	2014	2015	2016	2017	VP @ 2012
Diferencial de Investimento	-	-	26,7	-	8,48	-222,99
Diferencial de Depreciação	219,31	16,35	4	51,01		
	-1,24	-2,58	-	-2,66	-2,90	-8,83
			2,52			
Diferença na Evolução Base final	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-135,91
					216,47	
Compensação com referência a 2012						78,26
Compensação capitalizada a 2018						124,72

#### 9.7.5. Adequação da base regulatória de ativos: comparação com demonstrativos financeiros e referência EMOP

A comparação é feita com os dados constantes dos demonstrativos financeiros da Concessionária, grupo de contas de ativo 'Permanente', por sua vez basicamente constituído pelo 'Intangível'. Detalha as particularidades dos elementos constitutivos destas contas contábeis e a forma de apresentação das mesmas nos documentos fiscais e mobiliários. O quadro é:

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

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

Anota que o valor do investimento, trazido a preços correntes, se obtém da diferença entre o saldo da conta Contrato de Concessão em 31 de dezembro de cada ano e o saldo da mesma conta no ano anterior, e que levou os valores apresentados na linha seguinte da tabela para a base de dezembro de 2016, com o que constatou uma significativa diferença entre os valores de investimento da CEG obtidos a partir das informações que constam das Demonstrações Financeiras e o valor informado na proposta da CEG. A partir deste quadro, reforça sua recomendação quanto à necessidade de uma modificação no perfil informativo dos registros contábeis da Concessionária, aumentando a clareza das informações e facilitando a conciliação dos valores dispostos com aqueles do processo regulatório.

Destaca, ainda, ter tentado avaliar os investimentos com os valores dispostos nas tabelas EMOP, mas que não foi possível, por problemas na especificação da base de ativos da Concessionária;

## 9.8. Taxa de Remuneração

Os cálculos da Consultoria obedeceram ao dispositivo contratual que trata do tema, baseando-se no cálculo do CAPM. Para tanto, a FEC/UFF se valeu dos seguintes parâmetros, considerando a fórmula básica  $r_e = r_f + \beta (pr_m_g) + r_b'$ :

### 9.8.1. Taxa Livre de Risco

A Consultoria entende adequado o parâmetro fornecido na proposta da Concessionária, por achar correto o prazo de 30 (trinta) anos para apuração da média dos títulos do Tesouro dos Estados Unidos, o chamado 'Ten-Year Treasury Constant Maturity', pois prazos curtos demais não incorporariam acontecimentos de relevância no contexto macroeconômico, além do que prazos longos demais trariam para as contas acontecimentos que não refletiriam o verdadeiro estado de coisas da economia atual. Acata, portanto, o percentual de 5,12%;

### 9.8.2. Risco País

O Relatório apontou que a CEG fez uso da mediana de 21 (vinte e um) anos das observações diárias do EMBI+ Brasil, índice calculado pelo Banco JP Morgan que reflete o prêmio dos títulos da dívida externa brasileira em relação aos papéis do tesouro americano. Entende ser correto o uso da mediana, mas discorda do prazo, que propõe seja de 15 (quinze) anos. Propõe um índice de 2,56%;

### 9.8.3. Prêmio por Risco de Mercado

Entende ser adequado o uso do índice S&P500, calculado pela Standard & Poors, por utilizar metodologia consagrada e refletir o desempenho de 500 empresas selecionadas dos Estados Unidos. Para estimar a taxa livre de risco da subequação, acolhe a utilização do título de renda fixa do bônus do tesouro americano 'USTB10', que possui prazo de 10 (dez) anos e não paga cupons periodicamente. Referenda o índice de 6,94%;

### 9.8.4. Beta

Avalia os parâmetros utilizados para a composição do índice da Concessionária, como a lista de empresas selecionadas, o refinamento (com a eliminação das empresas de distribuição e transmissão de gás apenas como atividade secundária), a desalavancagem e o beta regulatório. Contesta firmemente esta última partícula, por entender que o regime tarifário da CEG não comporta riscos significativos que imponham sua adoção, seguindo entendimento já exposto por esta AGENERSA e pela ANEEL. Adota o Beta de 0,537;

### 9.8.5. Inflação Americana

Concorda com os parâmetros adotados na proposta, prazo de 10 (dez) anos do 'Consumer Price Index for All Urban Consumers', publicado pelo Departamento do Trabalho de lá. A taxa adotada é 1,82%;

### 9.8.6. Resultado CAPM

Adotadas as premissas acima, o cálculo resultou em taxa de remuneração de capital de 9,43%, ante 12,23% da Concessionária, que recomenda, mesmo tendo sido superior ao adotado na III Revisão Quinquenal, pois a metodologia foi corretamente adotada e é coerente com o que vem sendo praticado nos últimos eventos revisionais no Brasil. O quadro abaixo compara as propostas:

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

## 9.9. Modelagem Tarifária

O Relatório parte da comparação entre o fluxo de caixa livre da empresa projetado para o período 2018-2022 com a tarifa anterior (margem não reposicionada) e com aquela que seria suficiente para cobrir seus custos



estimados e auferir a taxa de remuneração proposta (margem requerida), e considerando-se os efeitos do III TA. O fator m (margem de reposicionamento tarifário) é o resultado da equação entre ambas as margens.

O trabalho traz diversos quadros e gráficos, o primeiro, que transcrevemos na sequência, traz a margem não reposicionada obtida pela manutenção das tarifas ora praticadas, conforme CEG e FEC/UFF, sendo que, como a Consultoria considerou demanda maior, sua margem não reposicionada é igualmente maior:

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

Em seguida, sempre considerando o comparativo entre a proposta da Concessionária e o Estudo, a FEC/UFF traz os quadros de OPEX, Investimentos e BRA, como segue:

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

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

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

Com base nestas premissas, o cálculo de 'm' é:

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

Considerando-se que a proposta original da Concessionária embutia uma margem de reposicionamento de 34,76%, cabe observar que a diferença ora verificada está lastreada nos seguintes tópicos, conforme o posicionamento da Consultoria: taxa de remuneração menor, demanda projetada maior, custos operacionais menores, investimentos menores, critérios diferentes quanto à base de ativos, descontos nos ganhos de capitalização dos valores de compensação dos investimentos não realizados, recompensação da depreciação de ativos imobilizados menor;

9.9.1. Considerando-se o expurgo dos efeitos do III Termo Aditivo, alteram-se os valores referentes à compensação dos investimentos não realizados e à Base Remuneratória de Ativos, resultando nos seguintes quadros que, inclusive, denotam o peso dos valores envolvidos:

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

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

Cálculo de 'm'

moeda dez/16

Taxa de Remuneração = 9,43%

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

## 9.10. Referências

Lista as referências bibliográficas e fontes de consultas institucionais utilizadas pela Consultoria.

## 10 - O RELATÓRIO IV COMPLEMENTAR

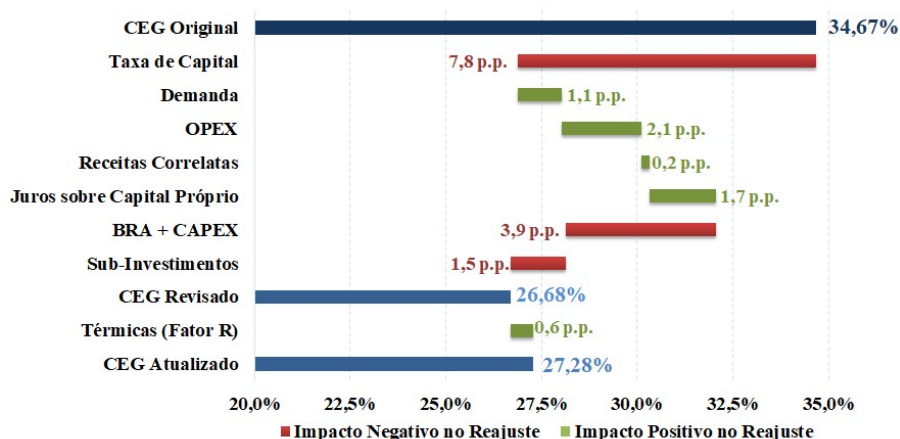
O Relatório complementar foi entregue em dezembro de 2018, na esteira da reformulação da Proposta da Concessionária, encaminhada ao final de setembro do mesmo ano, e tratada por este estudo no tópico 4. Apreciaremos na exata sequência de elaboração do texto da Consultoria.

### 10.1. Introdução

Apresenta-se o trabalho, suas motivações e o direcionamento dado;

### 10.2. Comparação das propostas de reposicionamento submetidas pela CEG

O Relatório destaca a redução da margem de reposicionamento 'm', que reflete a diminuição da taxa de remuneração de capital, dos investimentos e dos descontos a oferecer aos detentores de ramais dedicados. Observou, entretanto, que houve aumento do OPEX e redução da projeção da demanda não térmica, o que contribui para manter o 'm' em patamar elevado. Traz um gráfico comparativo, que reproduzimos, onde concentra as informações coletadas:



### 10.3. Comparação proposta CEG e Proposta Economia UFF

O Relatório destaca os fatores principais de modificação, observando que, apesar do acatamento de algumas sugestões de seu Relatório IV original, ainda permanecem os fatores que tornam o fator 'm' ainda muito elevado. Subdivide-se em:

#### 10.3.1. Taxa de Remuneração

Nota-se que a Concessionária insiste na janela temporal do Risco Brasil entre 1995 e 2017, para capturar "... o risco médio a que o ativo fica exposto ao longo de sua vida útil.", com o que a Consultoria não concorda, por não encontrar respaldo econômico. Avalia, também, que a CEG sustenta o uso de um adicional de risco específico para um país emergente como necessário, para adequá-lo ao risco efetivo das economias mais avançadas, algo que estaria previsto na metodologia do

CAPM. Entretanto, como relatado na coleção de fatos econômicos históricos que trouxe, as mudanças estruturais na economia brasileira, a partir da segunda metade dos anos 1990, concorreram para uma redução dos cenários de volatilidade até então encontrados, tornando a estratégia de adoção de partícula suplementar desnecessária. Mantém, portanto, suas conclusões e seus cálculos;

### 10.3.2. Demanda Termelétrica

Neste fragmento, o Relatório parte das premissas da proposta original, repassadas nos documentos sucessores, notadamente o estudo da PSR. Destaca os pontos onde há divergência, especialmente a moda das simulações, onde entende haver a opção não mais adequada. Como comparativo, descreve a aplicabilidade da média, ressaltando que o risco deixa de ser majoritariamente da base de clientes para ser mais equânime na relação cliente x empresa. Mantém suas conclusões e cálculos, consolidados no quadro que reproduzimos:

		2018	2019	2020	2021	2022
Baixada Fluminense	UFF	1.611	1.158	840	637	784
	CEG	1.668	793	793	793	793
Santa Cruz	UFF	1.232	621	303	331	382
	CEG	2.069	0	0	0	0
Gov. Leonel Brizola	UFF	3.377	1.954	1.731	1.434	1.483
	CEG	3.806	1.059	1.521	1.408	1.408
Barbosa Lima Sobrinho	UFF	759	523	147	47	61
	CEG	457	388	0	0	0
Total CEG	UFF	6.979	4.257	3.022	2.450	2.710
	CEG	8.000	2.240	2.314	2.201	2.201

### 10.3.3. Demanda não Termelétrica

Destaca que a Concessionária revisou suas metas de captação de clientes, em decorrência do novo cenário de investimentos. Desta forma, a FEC/UFF considerou prudente também rever seus cálculos.

No primeiro quadro da sequência, a Consultoria apresenta a síntese das modificações ocorridas na projeção da base de clientes. No segundo quadro, expõe um comparativo das bases residencial e comercial:

Comparação Total de Clientes da Proposta Original e Complementar da CEG

Ano	Total de Clientes		Variação
	Proposta Complementar	Proposta Principal	
2018	970.269	973.417	-3.148
2019	1.000.104	1.007.389	-7.285
2020	1.029.741	1.041.306	-11.565
2021	1.059.133	1.075.120	-15.987
2022	1.088.156	1.108.713	-20.557
TOTAL	5.147.403	5.205.945	-58.542

Comparação Número de Clientes Residencial e Comercial da Proposta Original e Complementar da CEG

Ano	Proposta Revisada		Primeira Proposta CEG		Variação
	Residencial (*)	Comercial	Residencial (*)	Comercial	
2018	956,529	12,897	959,303	13,273	-3,150
2019	985,736	13,510	992,215	14,319	-7,288
2020	1,014,726	14,144	1,025,030	15,408	-11,568
2021	1,043,436	14,802	1,057,686	16,542	-15,990
2022	1,071,754	15,485	1,090,073	17,726	-20,560
<b>TOTAL</b>	<b>5,072,181</b>	<b>70,838</b>	<b>5,124,307</b>	<b>77,268</b>	<b>-58,556</b>

#### 10.3.4. Consolidação das projeções de demanda

Ressalvou que manteve as projeções originais da CEG para climatização, geração distribuída, cogeração, industrial, vidreiras e petroquímico, bem como o fato de que a projeção da Concessionária para 2018 é maior do a da UFF, único ano em que tal se verifica. A projeção da UFF para o quinquênio é 7,7% superior à complementação da CEG. O quadro estruturado da UFF é:

CEG	Demanda Projetada (Mm³/ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Mercado</b>					
Residencial (*)	115,87	115,95	115,91	115,74	115,44
Comercial	51,81	5,27	53,60	54,48	55,35
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	911,66	922,66	936,10	952,59	972,89
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 (**)	2.551,09	1.549,36	1.105,70	892,89	988,19
<b>Total Vendas Projetadas</b>	<b>4.162,30</b>	<b>3.125,68</b>	<b>2.744,52</b>	<b>2.549,76</b>	<b>2.666,59</b>

#### 10.3.5. OPEX

O Relatório da Consultoria mantém seus pressupostos básicos relacionados à forma de definição das projeções, reforçando a necessidade de se trabalhar por maior eficiência operacional. Neste diapasão, faz seus cálculos a partir da ideia de que boa parte das rubricas deve ser estimada em paralelo à projeção do crescimento da base de clientes. Ao avaliar os questionamentos da Concessionária sobre as rubricas zeradas, a FEC/UFF mantém o veto a 'Custo do Pessoal Expatriado', mantém a média do quinquênio anterior para 'Provisões' e, para as demais rubricas citadas no Relatório IV, preconiza a utilização de valores mínimos registrados no quinquênio anterior, atualizados pelo IGP-M. Também avalia a questão dos gastos com GNC, recomendando a aceitação das projeções da CEG, mas com a ressalva de que os investimentos devem ser rigorosamente acompanhados, desde os projetos, para não onerar demais os consumidores, nem causar desequilíbrios na equação econômico-financeira de equilíbrio.

Traz uma tabela específica com o comparativo das projeções totais em seus diferentes momentos, conforme abaixo:

Itens	CEG 2013-17*	CEG Original	CEG Revisado	Revisado/Original	UFF	UFF/CEG Original	UFF/CEG Revisado
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>1.241.092</b>	<b>1.486.175</b>	<b>1.467.599</b>	<b>-1,2%</b>	<b>1.333.088</b>	<b>-10,3%</b>	<b>-9,2%</b>
Aluguéis	46.910	89.043	89.043	0,0%	89.043	0,0%	0,0%
<b>Manutenção e Conservação</b>	<b>167.557</b>	<b>210.539</b>	<b>209.714</b>	<b>-0,4%</b>	<b>210.539</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,4%</b>
Bens Imóveis e Construções	29.937	34.440	34.440	0,0%	34.440	0,0%	0,0%
Equipamento de Informática	15.574	15.475	15.475	0,0%	15.475	0,0%	0,0%
Veículos	6.079	4.275	4.275	0,0%	4.275	0,0%	0,0%
Instalações Técnicas	98.541	123.871	123.871	0,0%	123.871	0,0%	0,0%
Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	34.756	31.679	31.679	0,0%	31.679	0,0%	0,0%
Emergência	38.888	69.962	69.962	0,0%	69.962	0,0%	0,0%
Manutenção de Instalações Industriais	24.897	22.230	22.230	0,0%	22.230	0,0%	0,0%
Outro Imobilizado	17.426	32.478	31.653	-2,5%	32.478	0,0%	2,6%
<b>Utilidades e Serviços</b>	<b>68.547</b>	<b>72.877</b>	<b>72.178</b>	<b>-1,0%</b>	<b>72.877</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,0%</b>
Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	35.678	35.596	34.897	-2,0%	35.596	0,0%	2,0%
Telefone e Outras Comunicações	28.416	26.220	26.220	0,0%	26.220	0,0%	0,0%
Correio	4.225	5.219	5.219	0,0%	5.219	0,0%	0,0%
Material de Escritório	3.779	3.829	3.829	0,0%	3.829	0,0%	0,0%
Outros	-3.551	2.014	2.014	0,0%	2.014	0,0%	0,0%
<b>Serviços Gerais e Corporativos</b>	<b>116.870</b>	<b>150.548</b>	<b>150.548</b>	<b>0,0%</b>	<b>150.548</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
Serviços Gerais	68.212	81.798	81.798	0,0%	81.798	0,0%	0,0%
Serviços Corporativos	44.435	64.453	64.453	0,0%	64.453	0,0%	0,0%
Cotas de Associações	4.222	4.298	4.298	0,0%	4.298	0,0%	0,0%
<b>Serviços Profissionais Independentes</b>	<b>96.283</b>	<b>107.704</b>	<b>107.704</b>	<b>0,0%</b>	<b>80.505</b>	<b>-25,3%</b>	<b>-25,3%</b>
Auditorias	2.397	2.510	2.510	0,0%	2.510	0,0%	0,0%
Assessorias Técnicas	855	628	628	0,0%	628	0,0%	0,0%
Jurídicos	58.861	46.957	46.957	0,0%	39.453	-16,0%	-16,0%
Outros Serviços	34.170	57.609	57.609	0,0%	37.914	-34,2%	-34,2%
<b>Publicidade, Propaganda e Relações Públicas</b>	<b>57.853</b>	<b>86.311</b>	<b>86.311</b>	<b>0,0%</b>	<b>56.909</b>	<b>-34,1%</b>	<b>-34,1%</b>
<b>Seguros</b>	<b>14.280</b>	<b>13.610</b>	<b>13.610</b>	<b>0,0%</b>	<b>13.610</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Despesas de Viagem, Transporte e Fretes</b>	<b>12.937</b>	<b>12.801</b>	<b>12.801</b>	<b>0,0%</b>	<b>683</b>	<b>-94,7%</b>	<b>-94,7%</b>
Despesas de Viagem	11.530	12.118	12.118	0,0%	0	-100,0%	-100,0%
Transportes e Fretes	1.406	683	683	0,0%	683	0,0%	0,0%
<b>Gastos de Atividade Comercial</b>	<b>212.265</b>	<b>263.276</b>	<b>244.382</b>	<b>-7,2%</b>	<b>247.762</b>	<b>-5,9%</b>	<b>1,4%</b>
<b>Gastos Serviço a Cliente</b>	<b>208.806</b>	<b>292.552</b>	<b>290.983</b>	<b>-0,5%</b>	<b>270.713</b>	<b>-7,5%</b>	<b>-7,0%</b>
Leitura de Medidores e Envio de Faturas	81.825	109.153	107.922	-1,1%	100.414	-8,0%	-7,0%
Gestão de Serviço de Corte e Cobrança	45.574	61.993	61.993	0,0%	61.993	0,0%	0,0%
Inspeções Periódicas	6.492	7.093	6.755	-4,8%	7.093	0,0%	5,0%
Serviços de Teletendimento	32.715	56.416	56.416	0,0%	43.316	-23,2%	-23,2%
Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	38.319	44.293	44.293	0,0%	44.293	0,0%	0,0%
Custo de Atendimento ao Cliente	562	3.535	3.535	0,0%	3.535	0,0%	0,0%
Controle de Qualidade de Serviços	3.319	10.069	10.069	0,0%	10.069	0,0%	0,0%
<b>Outros Serviços Exteriores</b>	<b>90.216</b>	<b>114.223</b>	<b>114.223</b>	<b>0,0%</b>	<b>67.208</b>	<b>-41,2%</b>	<b>-41,2%</b>
Subscrições, documentos e Outros Serviços	56.130	76.453	76.453	0,0%	67.208	-12,1%	-12,1%
Colaborações Externas	18.449	22.109	22.109	0,0%	0	-100,0%	-100,0%
Custo do Pessoal Expatriado	15.638	15.661	15.661	0,0%	0	-100,0%	-100,0%
<b>Outros</b>	<b>145.186</b>	<b>66.593</b>	<b>66.593</b>	<b>0,0%</b>	<b>66.593</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
Outros Gastos de Exploração	95.080	48.121	48.121	0,0%	48.121	0,0%	0,0%
Tributos	50.106	18.471	18.471	0,0%	18.471	0,0%	0,0%
<b>Gastos de GNC</b>	<b>3.383</b>	<b>6.100</b>	<b>9.511</b>	<b>55,9%</b>	<b>6.100</b>	<b>0,0%</b>	<b>-35,9%</b>
<b>DESPESAS DE PESSOAL</b>	<b>594.123</b>	<b>751.392</b>	<b>751.392</b>	<b>0,0%</b>	<b>751.392</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>OUTRAS DESPESAS</b>	<b>249.585</b>	<b>490.351</b>	<b>603.810</b>	<b>23,1%</b>	<b>319.523</b>	<b>-34,8%</b>	<b>-47,1%</b>
Provisões	54.220	113.139	161.673	42,9%	54.220	-52,1%	-66,5%
Perdas de Gás	189.399	371.528	435.632	17,3%	259.620	-30,1%	-40,4%
Custos de Odorizante	5.966	5.684	6.505	14,5%	5.684	0,0%	-12,6%
<b>Total OPEX</b>	<b>2.084.800</b>	<b>2.727.918</b>	<b>2.822.801</b>	<b>3,5%</b>	<b>2.404.003</b>	<b>-11,9%</b>	<b>-14,8%</b>

Sua proposta final, com destaque para os pontos divergentes, é:

	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>253.285</b>	<b>266.493</b>	<b>272.619</b>	<b>277.124</b>	<b>282.056</b>	<b>1.351.577</b>
<b>Aluguéis</b>	<b>13.468</b>	<b>18.883</b>	<b>18.897</b>	<b>18.898</b>	<b>18.898</b>	<b>89.043</b>
<b>Manutenção e Conservação</b>	<b>41.770</b>	<b>42.187</b>	<b>42.140</b>	<b>41.842</b>	<b>41.774</b>	<b>209.714</b>
Bens Imóveis e Construções	6.888	6.888	6.888	6.888	6.888	34.440
Equipamento de Informática	2.887	3.035	3.184	3.184	3.184	15.475
Veículos	855	855	855	855	855	4.275
Instalações Técnicas	24.867	24.864	24.882	24.629	24.629	123.871
Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	6.336	6.336	6.336	6.336	6.336	31.679
Emergência	13.992	13.992	13.992	13.992	13.992	69.962
Manutenção de Instalações Industriais	4.539	4.536	4.553	4.301	4.301	22.230
Outro Imobilizado	6.274	6.545	6.331	6.286	6.218	31.653
<b>Utilidades e Serviços</b>	<b>13.677</b>	<b>14.358</b>	<b>14.663</b>	<b>14.718</b>	<b>14.763</b>	<b>72.178</b>
Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	6.772	7.075	7.016	7.017	7.017	34.897
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
<b>Serviços Gerais e Corporativos</b>	<b>28.374</b>	<b>29.554</b>	<b>30.644</b>	<b>30.865</b>	<b>31.111</b>	<b>150.548</b>
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
<b>Serviços Profissionais Independentes</b>	<b>15.596</b>	<b>15.812</b>	<b>16.030</b>	<b>16.245</b>	<b>16.456</b>	<b>80.139</b>
Auditorias	504	503	501	501	501	2.510
Acessorias Técnicas	124	124	127	127	127	628
Jurídicos	7.891	7.891	7.891	7.891	7.891	39.453
Consultorias e Outros Serviços	7.078	7.295	7.512	7.726	7.938	37.548
<b>Publicidade, Propaganda e Relações Públicas</b>	<b>10.624</b>	<b>10.950</b>	<b>11.275</b>	<b>11.597</b>	<b>11.914</b>	<b>56.360</b>
<b>Seguros</b>	<b>2.732</b>	<b>2.725</b>	<b>2.718</b>	<b>2.718</b>	<b>2.718</b>	<b>13.610</b>
<b>Despesas de Viagem, Transporte e Fretes</b>	<b>1.985</b>	<b>1.986</b>	<b>1.987</b>	<b>1.988</b>	<b>1.988</b>	<b>9.935</b>
<b>Despesas de Viagem</b>	<b>1.850</b>	<b>1.850</b>	<b>1.850</b>	<b>1.850</b>	<b>1.850</b>	<b>9.252</b>
Transportes e Fretes	135	136	137	137	138	683
<b>Gastos de Atividade Comercial</b>	<b>46.252</b>	<b>47.674</b>	<b>49.087</b>	<b>50.488</b>	<b>51.872</b>	<b>245.373</b>
<b>Gastos Serviço a Cliente</b>	<b>49.456</b>	<b>51.653</b>	<b>53.784</b>	<b>55.935</b>	<b>58.161</b>	<b>268.989</b>
<b>Leitura de Medidores e Envio de Faturas</b>	<b>18.745</b>	<b>19.322</b>	<b>19.894</b>	<b>20.462</b>	<b>21.023</b>	<b>99.446</b>
Gestão de Serviço de Corte e Cobrança	10.448	11.373	12.327	13.362	14.483	61.993
Inspeções Periódicas	1.278	1.310	1.349	1.389	1.430	6.755
<b>Serviços de Teleatendimento</b>	<b>8.086</b>	<b>8.335</b>	<b>8.582</b>	<b>8.827</b>	<b>9.069</b>	<b>42.898</b>
Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.271	8.685	8.893	9.109	9.335	44.293
Custo de Atendimento ao Cliente	707	707	707	707	707	3.535
Controle de Qualidade de Serviços	1.921	1.921	2.032	2.079	2.115	10.069
<b>Outros Serviços Exteriores</b>	<b>15.151</b>	<b>15.537</b>	<b>15.920</b>	<b>16.300</b>	<b>16.676</b>	<b>79.585</b>
Subscrições, documentos e Outros Serviços	12.546	12.932	13.315	13.695	14.071	66.559
Colaborações Externas	2.605	2.605	2.605	2.605	2.605	13.025
Custo do Pessoal Expatriado	0	0	0	0	0	0
<b>Outros</b>	<b>13.199</b>	<b>13.706</b>	<b>13.188</b>	<b>13.228</b>	<b>13.272</b>	<b>66.593</b>
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
<b>Gastos de GNC</b>	<b>1.002</b>	<b>1.468</b>	<b>2.284</b>	<b>2.303</b>	<b>2.453</b>	<b>9.511</b>
<b>DESPESAS DE PESSOAL</b>	<b>142.997</b>	<b>147.832</b>	<b>153.521</b>	<b>153.521</b>	<b>153.521</b>	<b>751.392</b>



<b>OUTRAS DESPESAS</b>	<b>64.194</b>	<b>77.630</b>	<b>75.767</b>	<b>69.371</b>	<b>74.644</b>	<b>361.605</b>
<b>Provisões</b>	<b>10.844</b>	<b>10.844</b>	<b>10.844</b>	<b>10.844</b>	<b>10.844</b>	<b>54.220</b>
<b>Perdas de Gás Constantes</b>	<b>51.616</b>	<b>65.613</b>	<b>63.732</b>	<b>57.332</b>	<b>62.586</b>	<b>300.880</b>
<b>Custos de Odorizantes</b>	<b>1.734</b>	<b>1.173</b>	<b>1.190</b>	<b>1.195</b>	<b>1.213</b>	<b>6.505</b>
<b>Total OPEX</b>	<b>460.477</b>	<b>491.954</b>	<b>501.906</b>	<b>500.015</b>	<b>510.221</b>	<b>2.464.574</b>
<b>Base de Clientes</b>	<b>970.269</b>	<b>1.000.104</b>	<b>1.029.741</b>	<b>1.059.133</b>	<b>1.088.156</b>	

Deve-se observar que a Consultoria fez um quadro específico para os gastos com GNC, constante da tabela cima, que transcrevemos:

	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda projetada CEG (mil m <sup>3</sup> /ano)	4.458.810	2.371.840	2.415.760	2.399.450	2.430.070
Perdas de 2,8% a.a. (mil m <sup>3</sup> /ano)	124.847	66.412	67.641	67.185	68.042
Custo das perdas - OPEX (R\$ mil)	73.791	91.450	89.780	89.251	91.360
Demanda Projetada UFF (mil m <sup>3</sup> )	4.164.143	3.177.041	2.750.488	2.557.749	2.676.578
Volume Projetado (mil m <sup>3</sup> /ano)	44.620	44.620	44.620	44.620	44.620
Perdas médias anuais (%)	1,07%	1,40%	1,62%	1,74%	1,67%
Custo das perdas (R\$ mil) UFF	51.616	65.613	63.732	57.332	62.586

### 10.3.6. CAPEX

O Relatório Complementar, a par do alerta sobre o rigoroso acompanhamento dos investimentos, recomenda a aceitação dos valores contidos na proposta reformada, entendendo-os adequados;

### 10.3.7. Base de remuneração

Ao comentar críticas proferidas na Segunda Audiência Pública, questionando a retirada de itens da base de ativos pelo critério de classificação, a Consultoria concordou com os argumentos, recomendando a adoção de um plano de contas com regras mais rigorosas, segregado por itens de custo mais objetivos. Entretanto, contestou a inclusão de um item, o "serviço de organização do arquivo central", que entendeu não justificado. No mais, filiou-se integralmente aos ditames contratuais, já explicitados.

Elaborou, então, o seguinte quadro:

Valores em milhões RS (dez/2016)	Posição em Dez/2016	Lançamentos em 2017	Depreciação em 2017	Posição em Jan/2018	Varição em Relação a Ceg
Imobilizado até dezembro de 2016	3,312		166,33	3,146	-0,8%
Intangível inicial	26,46		26,46	0,00	0,0%
Intangível novo (3º Termo Aditivo)*	165,86		10,46	155,40	0,0%
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19,40		16,64	2,76	0,1%
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		86,84		86,84	-32,2%
Investimento em 2017		275,75	4,60	271,15	0,0%
Saldo Total da BRA	3.523,74			3.661,85	-1,8%

Já o quadro abaixo reflete a retirada dos efeitos do III Termo Aditivo:

Valores em milhões R\$ (dez/2016)	Posição em Dez/2016	Lançamentos em 2017	Depreciação em 2017	Posição em Jan/2018
Imobilizado até dezembro de 2016	3,312.02	0.00	166.33	3,145.69
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19.40	0.00	16.64	2.76
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		86.84		86.84
Investimento em 2017		275.75	4.60	271.15
Saldo Total da BRA	3,331.42			3,506.45

### 10.3.8. Tarifas para autoprodutor e autoimportador

O Relatório Complementar traz artigos da chamada "Lei do Gás", comentando sobre as particularidades de cada novo agente criado, inclusive quanto ao tipo de relacionamento com o distribuidor estadual, aí destacando a questão dos 'dutos exclusivos' e as peculiaridades de construção, lançando luz sobre os dispositivos que, em tese, definem a isenção de adesão ao princípio da solidariedade de rede, obrigando tratamento diferenciado na definição de tarifas.

Recorda que o Decreto Presidencial 7382/2010 regulamentou a Lei 11.909/2009, e traz extrato do mesmo, sobre as atribuições dadas à ANP.

Traz o dado de que 14 (quatorze) agências reguladoras estaduais já aprovaram modificações nos quadros tarifários de suas reguladas;

### 10.3.9. Tratamento tarifário para autoprodutores e autoimportadores no Rio de Janeiro

Lembra que o debate acerca do tema vem desde 2010, junto às primeiras manifestações da concessionária, que se posicionaram no sentido de que os novos agentes se inserem na figura contratualmente estabelecida do "Consumidor Livre". Ao recordar diversas Decisões do Colegiado da AGENERSA, o Relatório traça uma linha de eventos, desde o pleito por tarifa especial formulado pela Petrobrás para a UTE Baixada, e reformulado para todas as suas unidades geradoras no Estado do Rio de Janeiro, não referendado, mas catalisador de uma consulta e audiência públicas próprias, com as decisões emanadas dos trabalhos ali realizados, indo até os eventos de judicialização patrocinados pela ABRAGET.

Destaca diversas decisões desta AGENERSA, com especial ênfase na Deliberação 2850/2016, que estabeleceu um desconto de 1,9% na margem para autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres, percentual este já estabelecido pela ARSESP. Observe-se que estes seriam os industriais, petroquímicos e demais grandes clientes capazes de operar com grandes volumes de molécula.

Rememora sugestão formulada pelo Poder Concedente para as tarifas termelétricas, de fixação do 'Fator R' em 0,775, o que implica em um desconto de 22,5% na margem, o que foi referendado pelas Deliberações 3164/2017 e 3244/2017, com a ressalva de que seriam beneficiados os consumidores atendidos por ramais "... específicos e exclusivos conectados diretamente a um ponto de um gasoduto de transporte.". A extensão do tratamento para as plantas já existentes fica para os trabalhos da presente Revisão Quinquenal.

A FEC/UFF entende que tal medida ainda não está totalmente adequada aos ditames da Lei, por não considerar as especificidades de cada instalação, sugerindo que sejam consideradas: as situações em que o consumidor é o próprio construtor do duto (e o investimento não fará parte da base de ativos), estando fora da solidariedade de rede; e as situações em que a Concessionária faz o investimento (que será incluído na base de ativos), devendo a tarifa suportar o custo de CAPEX e Operação e Manutenção, caracterizando-se cada empreendimento.

Recomenda a adoção do percentual de 22,5% já a partir de 01/01/2018, e elabora a seguinte tabela, com o Fator R a ser considerado no cálculo das margens para os novos agentes fora do setor termelétrico:

UTEs	UFF	CEG / CEG Rio	UFF e CEG / CEG Rio			
	2018	2018	2019	2020	2021	2022
Barbosa Lima Sobrinho (BLS)	0,98	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98
Governador Leonel Brizola (GLB)	0,85	1,00	0,84	0,83	0,82	0,81
Furnas Santa Cruz	0,98	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98
Baixada Fluminense	0,95	1,00	0,94	0,93	0,92	0,91
Furnas Campos	1	1	1	1	1	1

Destaca a necessidade de se rever a metodologia ora existente para o setor termelétrico, de preferência em processo específico, cotejando cálculo pela capacidade demandada pela térmica e não pelo volume de gás efetivamente demandado (que reduziria a incerteza associado ao despacho térmico) e novas regras para avaliar a especificidade de cada instalação, considerando se os ramais são dedicados ou não, a origem dos investimentos e os custos operacionais atinentes à operação do duto específico.

Entende que o trabalho desenvolvido pela ARSESP pode ser uma base avançada para outras decisões, pelas características que possui e o alcance de suas medidas;

#### 10.3.10. Biometano

Mantém a sugestão formulada no Relatório IV;

#### 10.3.11. Estrutura tarifária

O relatório avalia a nova estrutura proposta pela Concessionária, com tratamento específico para os segmentos industrial e comercial, o primeiro com reduções de 10 a 18% e o segundo de 45%, sempre visando a competitividade. A contrapartida se dará nos segmentos residencial e GNV, com 4% e 36% de incremento, respectivamente.

Observa que o melhor tratamento regulatório a ser dado é o de dotar cada segmento de uma estrutura tarifária que melhor reflita a equação de custos operativos, deixando o instrumento do subsídio cruzado para situações pontuais muito especiais, e bem fundamentadas, o que requer a apresentação de estudos próprios, o que não ocorreu na presente situação. Sugere, então, que sejam aplicados reajustes lineares para todas as categorias, exceto quanto aos autoprodutores e autoimportadores, debatido em tópico próprio, e tarifa social;

#### 10.3.12. Tarifa Social

O Relatório traz a luz particularidades do consumo de baixa renda, notadamente o consumo mínimo, comparando com a situação do setor elétrico.

Sugere que seja abolido o consumo mínimo de 7m<sup>3</sup>/mês, com a cobrança sendo realizada pelo volume efetivamente consumido, providência que levou para os seus cálculos, medindo o impacto efetivo que a medida traria;

#### 10.3.13. Considerações sobre o III Termo Aditivo

O Relatório avalia que a pendência sobre a consideração ou não dos efeitos do III TA não é assunto para ser debatido no presente Processo, dadas as divergências interpretativas entre os diversos agentes envolvidos, concordando com a posição da Procuradoria desta AGENERSA, que não entendeu como válido o argumento de desconsideração a priori da possibilidade de se simular cenários sem os efeitos econômicos diretos do citado Termo. Desta forma, avalia como mais prudente elaborar um cenário com e sem os efeitos, de forma a tornar mais transparentes as comparações entre as diversas situações possíveis;

### **10.4. Cálculo do reposicionamento tarifário**

O Relatório apresenta 02 (dois) cenários, com e sem os efeitos do III Termo Aditivo, atualizado com as informações dos últimos pronunciamentos. Foi revista a projeção de demanda não termelétrica, incorporados volume e margem para a UTE Santa Cruz (que observou ter sido omitida no Estudo anterior), reordenado o OPEX pela nova base projetada de clientes e apreciado o novo plano de investimentos, refeita a base de ativos regulatórios a partir das novas informações disponibilizadas.

Para tanto, elaborou o quadro na sequência, quantificando os pontos modificados mais abrangentes:

Revisão da Consultoria UFF (valores em milhões R\$)

	2018	2019	2020	2021	2022
Margem Não Reposicionada					
4º Relatório	1.050,11	1.033,95	1.027,01	1.023,31	1.037,25
Inclusão UTE Santa Cruz	1.079,71	1.054,97	1.039,61	1.038,12	1.053,41
Revisão	1.074,44	919,73	1.022,50	1.015,24	1.024,83
OPEX					
4º Relatório	450,29	470,50	485,35	493,96	503,90
Revisão	460,48	491,95	501,91	500,02	510,22
Novos Investimentos					
4º Relatório	228,03	226,31	216,70	206,80	209,97
Revisão	152,95	157,16	184,78	172,74	165,37
BRA Inicial com 3º TA					
4º Relatório	3.539,75				
Revisão	3.661,85				
Depreciação com 3º TA					
4º Relatório	174,34	180,69	186,92	190,49	194,41
Revisão	178,18	182,07	186,60	189,07	191,68
BRA Final com 3º TA					
4º Relatório					3.700,71
Revisão					3.567,25
BRA Inicial sem 3º TA					
4º Relatório	3.384,35				
Revisão	3.506,45				
Depreciação sem 3º TA					
4º Relatório	166,57	172,92	179,15	182,72	186,64
Revisão	170,41	174,30	178,83	181,30	183,91
BRA Final sem 3º TA					
4º Relatório					3.584,16
Revisão					3.450,70

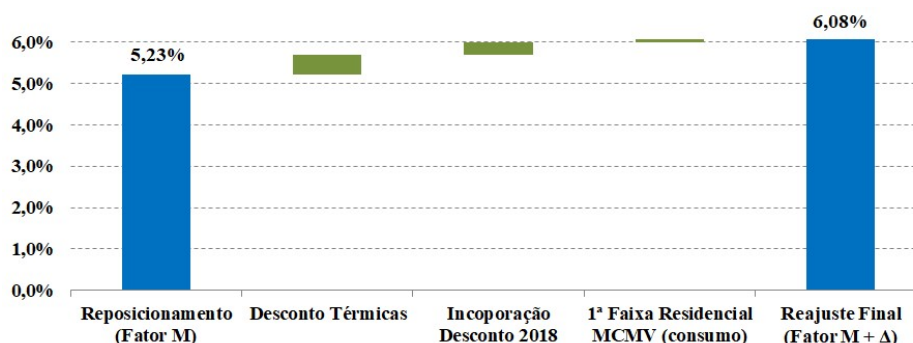
Já o quadro seguinte traz o reposicionamento tarifário que considera adequado, com reajuste da margem de distribuição da CEG de 5,23%:

moeda dez/16	Taxa de Remuneração = 9,43%					
CEG	Ano					Valor
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	709,13	607,02	674,85	670,06	676,39	2.568,23
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	303,91	324,69	331,26	330,01	336,75	1.246,39
III = 0,66*Receitas Correlatas	14,79	14,96	15,17	15,43	15,70	58,35
IV = 0,34*Depreciação	60,58	61,90	63,45	64,28	65,17	241,83
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	153,51
VI = Investimentos	152,95	157,16	184,78	172,74	165,37	637,87
VII = Compensação de Retroatividade	25,18					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	3,65					
IX = Base Inicial	3.661,85					
X = Base Final					3.567,25	2.273,27
XI = Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio 2013-2017	95,13					
<b>m = Receita Requerida / Margens Não Reposicionadas</b>						
<b>m = [(IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)</b>						
<b>m =</b>	<b>1,0523</b>					

Observe-se que a CEG acatou a metodologia de ajuste do saldo de subinvestimento proposta pela UFF, que acatou a projeção de investimentos indicada pela Concessionária. Reforça que a taxa de remuneração do capital e o

OPEX são as rubricas que mais explicam a discrepância entre o reajuste pleiteado (27,28%) e o indicado (5,23%).

Dentre os demais gráficos, reproduzimos o que apresenta o reajuste final com os efeitos do reposicionamento tarifário (fator M) mais os acréscimos (delta) decorrentes do desconto das térmicas com ramal dedicado e sua incorporação já em 2018, além de considerar o consumo para tarifa (e margem) da primeira faixa da tarifa residencial social (Minha Casa Minha Vida), desconceituando o teto da primeira faixa (7 m<sup>3</sup>), o que acrescenta um delta ao reposicionamento, implicando em reajuste final da margem de 6,08%, a ser aplicado indistintamente a todos os segmentos e classes de consumo:



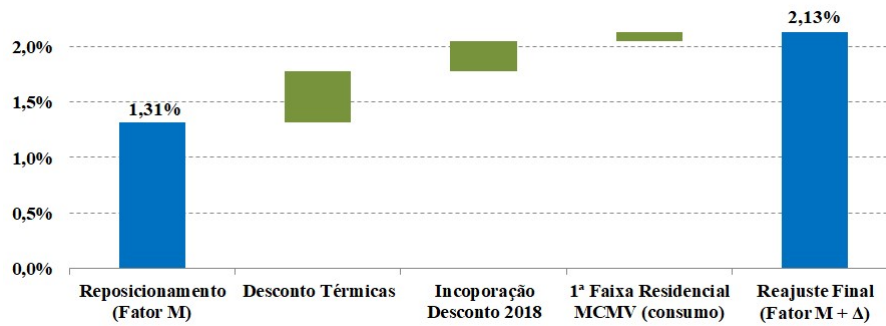
#### 10.4.1. Reposicionamento CEG desconsiderando o 3º Termo Aditivo

Partindo da premissa já anteriormente esposada, de sugerir a não aplicação deste efeito, a Consultoria calculou o reposicionamento tarifário para tal cenário. O resultado é um reajuste da margem de distribuição da CEG de 1,31%, mantidas as observações constantes do caput, conforme quadro abaixo:

moeda dez/16		Taxa de Remuneração = 9,43%				
CEG	Ano					Valor
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	709,13	607,02	674,85	670,06	676,39	2.568,23
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	303,91	324,69	331,26	330,01	336,75	1.246,39
III = 0,66*Receitas Correlatas	14,79	14,96	15,17	15,43	15,70	58,35
IV = 0,34*Depreciação	57,94	59,26	60,80	61,64	62,53	231,67
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	153,51
VI = Investimentos	152,95	157,16	184,78	172,74	165,37	637,87
VII = Compensação de Retroatividade	25,18					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	3,65					
IX = Base Inicial	3.506,45					
X = Base Final					3.450,70	2.199,00
XI = Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio 2013-2017	124,72					
<b>m = Receita Requerida / Margens Não Reposicionadas</b>						
<b>m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)</b>						
<b>m =</b>	<b>1,0131</b>					

Já o próximo quadro apresenta o reajuste final com os efeitos do reposicionamento tarifário (fator M) mais os acréscimos (delta)

decorrentes do desconto das térmicas com ramal dedicado e sua incorporação já em 2018, além de considerar o consumo para tarifa (e margem) da primeira faixa da tarifa residencial social (Minha Casa Minha Vida), desconceituando o teto da primeira faixa (7 m<sup>3</sup>), o que acrescenta um delta ao reposicionamento, implicando em reajuste final da margem de 2,13%, a ser aplicado indistintamente a todos os segmentos e classes de consumo:



## PARTE V – DA ANÁLISE COMPARATIVA

Este Grupo de Trabalho inaugura a "Parte V – DA ANÁLISE COMPARATIVA" abordando, de início, a visão geral da concessão de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro, seguida das considerações acerca da regulação do setor e sua importância, discorrendo sobre as bases para a realização das Revisões Tarifárias, forma de atuação do Poder Regulatório.

Depois disso, serão realizadas ponderações sobre o Fluxo de Caixa Operacional, Cenários de Investimentos particularizados por segmento de mercado, estrutura tarifária, metodologia para o cálculo da margem (m), e Fator X. Tudo isso, cotejando as propostas apresentadas pela Concessionária CEG especialmente nos documentos de fls. 258/661 e 4884/4916 dos autos nº E-12/003/124/2017, e os relatórios da Consultoria realizada pela Universidade Federal Fluminense (UFF) às fls.4018/4136 e 5138/5176 do mesmo processo, aberto para o tratamento da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas da Delegatária (ciclo 2018/2022).

Vale dizer, a título de reforço e adiantamento, que uma fórmula para se calcular o reposicionamento da margem (m) é medida necessária como mais um dos vetores a fim de equilibrar a concessão e fazer valer os direitos dos usuários e da Concessionária. A equação deve equilibrar tanto o direito à modicidade tarifária quanto a justa remuneração da empresa que presta os serviços públicos de distribuição de gás canalizado.

Também é cediço que deve haver, nas revisões quinquenais, um fator de eficiência, inclusive por imposição legal. O fator de eficiência - Fator X - objetiva o compartilhamento de eventuais ganhos de eficiência obtidos pela Delegatária com os usuários dos serviços públicos. A ação visa reverter, em favor dos consumidores usuários, parcela de ganho de produtividade da Concessionária e, assim, se tornar mais um meio de alcance da modicidade tarifária, um dos pilares da concessão. Frise-se, nesse sentido, que esta Agência sempre o observou, ainda que implicitamente, através da metodologia por ela aplicada.

Tais medidas denotam a importância da regulação no setor de distribuição de gás e a firme atuação desta AGENERSA, que ora se faz por meio do presente relatório e será ressaltada mais adiante.

Outros tópicos a serem abordados no presente trabalho dizem respeito a: i) prognóstico do mercado de gás na área de cobertura da CEG; ii) faturamento; iii) OPEX (custos operacionais); iv) CAPEX (investimentos); v) taxa de remuneração de capital; vi) base de remuneração de ativos; vii) juros sobre o capital próprio; viii) subsídios; ix) cálculo do reposicionamento da margem (m); e x) receitas correlatas. Todas têm, por objetivo, o favorecimento da determinação do equilíbrio econômico-financeiro da Concessão e, por conseguinte, da modicidade tarifária.

Nesta parte, o Grupo de Trabalho apresenta seu entendimento acerca dos elementos tratados ao longo do processo. Constitui-se de um texto opinativo, não vinculado e, como tal, sujeito a reapreciações futuras, mas com o condão de sinalizar, devidamente



lastreado em descrições técnicas e legais, os eventuais caminhos que conduzam às decisões que serão tomadas na continuidade dos trabalhos.

Está dividido em tópicos e subitens, contendo as descrições dos pontos convergentes ou, caso ocorram, dos divergentes, indicando de forma direta os impactos nos cálculos finais. Sempre que o GT tiver um entendimento diverso do que foi proposto pela Delegatária ou apreciado pela Consultoria, serão expostos e fundamentados os motivos.

Destaque-se, preliminarmente, que o entendimento sobre a metodologia já está pacificado. O Fluxo de Caixa Descontado será aplicado. É uma metodologia que projeta para o futuro os fluxos de caixa líquidos, mais a base remunerável do final do período estudado, aplicando-se um desconto (taxa de remuneração), de onde se obtém os valores presentes para o início do período estudado. Tanto as propostas quanto os estudos contratados pela AGENERSA obedecem fielmente aos pressupostos técnicos da metodologia.

## **11. ASPECTOS GERAIS**

### **11.1. A regulação e sua importância**

Em linhas gerais, a ordem econômica brasileira não é só pautada na livre iniciativa e baseada nos valores econômicos. Considerando sua característica compromissória, a CF/88 conclama, nos termos do seu art. 170, a observância, também, aos valores sociais, a fim de equilibrar divergentes crenças e preceitos existentes em uma sociedade pluralista.

Por isso é que existe a intervenção do Estado na atividade econômica. O Estado brasileiro exige uma intervenção estatal nas atividades econômicas a fim de garantir-se, entre outros, princípios como a redução das desigualdades regionais e sociais e defesa do consumidor, sopesando a livre iniciativa (atividade puramente capitalista) com valores de justiça social. E a regulação é uma forma dessa intervenção, seja através da concessão de um serviço público (regulando sua utilização), seja através do poder de polícia quando normatiza e fiscaliza setores do mercado. A delegação (por concessão ou permissão) da execução de serviços públicos – não sua titularidade – pelo Poder Estatal à iniciativa privada, imprescinde, pois, de regulação.

Consoante dito no introito deste tópico, a pretensão aos valores sociais exige que o Estado atue para regular a atividade econômica. Em se tratando de serviço público, a regulação torna-se meio de intervenção muito mais necessário porque, ao delegar os serviços de sua titularidade, o Estado deve verificar com afinco como essa atividade está sendo prestada, inclusive porque, a depender do serviço público delegado, tem importância ímpar o acompanhamento quanto à efetivação das políticas públicas no setor.

Não se transfere a prestação da atividade de distribuição de gás, por exemplo, com o fim único de otimizar essa execução (visando à eficiência na prestação desse serviço) tendo, como consequência, o lucro do Delegatário. A regulação

objetiva, também, uma ponderação de interesses, a defesa dos usuários, mormente quando atua na fixação de preços a fim de propiciar tarifas módicas.

Realizando, outrossim, o exercício da ponderação, os investimentos em uma concessão não podem ser uma decisão meramente empresarial, mas vistos como metas de universalização, a fim de garantir a todos acesso aos serviços.

Diga-se que o acesso aos serviços públicos de gás, porquanto essenciais, é garantia assegurada até mesmo àqueles que, por deterem baixa renda, não podem pagar. Nesse sentido, registre-se que, no decorrer da instrução dos autos relativos à Revisão Quinquenal da CEG (os quais contaram com os procedimentos da Consulta e Audiência Públicas), houve sugestão, pela DPGE/RJ, da implantação de uma Tarifa Social que contemplasse um maior número de usuários beneficiários. Como tal não foi o norte dos trabalhos, entende este GT que a decisão sobre o presente feito deva incluir a abertura de um processo regulatório específico para tratar do tema “tarifa social”, de forma a colher uma maior gama de sugestões e alternativas para o estabelecimento de novos critérios, tanto para a tarifa em si como para a base de beneficiários, esta até comparativamente ao cadastro dos programas sociais governamentais. Deixe-se claro que os impactos deverão ser medidos e ponderados, e levados a uma eventual recomposição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Voltando à importância da regulação, é preciso ressaltar a relevância da atuação desta AGENERSA no que tange à atividade de distribuição de gás que é, lembre-se, de competência dos Estados, sendo certo que o poder regulatório cabe, ante o poder de polícia e o poder de autoridade dele decorrente, à Autarquia deste Estado – AGENERSA – dentro dos limites territoriais do Estado do Rio de Janeiro. E a regulação deve ser incisiva em razão de se tratar, no caso, de serviço público essencial, exercido sob monopólio natural, e porque faltantes apenas 08 (oito) anos para o término da concessão.

Essa afiada regulação se dá, entre outras formas, sob a fixação de tarifas, com o fito de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, ponderando-se não só o direito da Delegatária à justa remuneração, mas que os usuários dos serviços de gás tenham tarifas módicas<sup>1</sup>. Tais princípios, aliás, são pilares no exercício da regulação e encontram-se estabelecidos na legislação que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, especialmente na parte que trata da política tarifária.

O estabelecimento de preços é, então, valioso, evitando-se, em um monopólio natural, a livre definição de tarifas. A fixação tarifária deve garantir ao concessionário um lucro que possibilite a ele continuar operando de forma eficiente a prestação dos serviços, mas impedi-lo de utilizar o poder de mercado atuando na cobrança de tarifas abusivas.

Note-se que, em uma situação de monopólio, a prestadora opera em preço superior ao custo marginal e, ausente a concorrência/competição, pode haver um

---

<sup>1</sup> O equilíbrio econômico-financeiro constitui via de mão dupla à medida que preserva direitos da Delegatária e atua em prol dos usuários na questão da modicidade tarifária

prejuízo direto ao consumidor. Isso torna árdua a tarefa do regulador que, em suma, ao estabelecer a tarifa deve, ainda, zelar para que não haja perda da eficiência da Concessionária.

Esse controle de preços através da fixação tarifária torna-se significativo, também, considerando o período restante da concessão. É que na composição da tarifa incidem variáveis, em relação às quais não há controle do regulador, o que faz impor cautela quanto às bases tarifárias, objetivando, sobretudo, a modicidade das tarifas. Observe-se, nesse passo, que os 08 (oito) anos faltantes de concessão impõem, outrossim, rigorosa consideração dos componentes da tarifa (margem de distribuição), levando-se em conta os investimentos a serem realizados e sua devida depreciação ao longo da concessão.

A definição das bases tarifárias - modo de regulação -, com a adequada avaliação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, é realizada a cada 05 (cinco) anos, denominada que é de Revisão Tarifária. Ela difere do reajuste – que é a reposição periódica das tarifas pela perda do poder aquisitivo da moeda – e encontra-se disposta na legislação. No caso da CEG, está prevista também no Instrumento Concessivo que a rege.

A AGENERSA, então, deve se ater, nas Revisões Quinquenais Tarifárias, ao disposto na lei e contrato de concessão, definindo a adequada composição das bases tarifárias nos termos legais e contrato, o qual, diga-se, prevê os custos que devem compor a tarifa (margem de distribuição). É o que se verá no tópico seguinte.

## **11.2. As revisões tarifárias e suas previsões legais e contratuais.**

Uma Revisão Tarifária, como já subentendido no item anterior, é o momento adequado para avaliar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

É realizada pela AGENERSA nos termos da Lei estadual nº. 4556/2005 que, em seu art. 2º, estabelece o poder regulatório da Autarquia estadual na distribuição de gás canalizado e, no art. 4º, atribui à Agência Reguladora o poder de decidir sobre os pedidos de revisão de tarifas.

As Revisões Tarifárias foram previstas, ainda, nos arts. 9º, §2º, 23, IV, e 29, V, da lei 8987/95, legislação que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos e teve a pretensão de editar normas gerais sobre o assunto.

Por ser a distribuição de gás um serviço de competência dos Estados, a lei estadual 2752/97 delineou a preocupação com o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, tratando da revisão tarifária no seu art. 2º, dispositivo que também determinou a frequência da revisão tarifária a cada 05 (cinco) anos.

A Revisão Quinquenal de Tarifas está presente, ainda, no art. 7º e parágrafos do contrato de concessão da CEG, até porque, segundo a diretriz da lei 8987/95 e

seu art. 23 (consoante acima citado), é cláusula essencial do contrato a relativa aos critérios e procedimentos para a revisão tarifária.

Nos termos, então, do Instrumento Concessivo, foi definido o mecanismo de tarifação consistente no modelo "price cap", assim como foram estabelecidas as metodologias a serem empregadas na revisão quinquenal de tarifas, entre as quais estão os custos que devem ser considerados na revisão, o método a ser utilizado no cálculo dos componentes desses custos, e a exclusão de investimentos custeados diretamente pelos consumidores, ou por terceiros, bem como a depreciação decorrente de tais investimentos.

Ressalte-se que, como o Contrato foi firmado na década de 1990, refletindo a realidade daquela época, possui dispositivos que destoam das práticas mais modernas, sendo desejável que o Poder Concedente avalie a pertinência de efetuar mudanças estruturais. Destacamos a modicidade tarifária, a formalização do chamado Fator X, a eventual adoção do chamado Fator K, bem como especificidades técnicas como:

- a troca do CAPM pelo WACC, mais abrangente, na equação estabelecimento da taxa de remuneração;
- modificação das metas de redução de perdas de gás;
- separação dos mercados térmicos dos não térmicos nos processos revisionais, permitindo uma maior previsibilidade dos estudos revisionais;

Ademais, por se aproximar o fim dos Contratos, é de curial importância a contratação de consultoria especializada para levantar e avaliar os bens reversíveis, de forma que se tenha uma ideia mais efetiva de seus estados físicos e contábeis.

A Revisão detém, assim, contornos legais e contratuais sobre os quais a AGENERSA deve debruçar-se e este Grupo se balizou para o exercício da sugestão do que considerar para fixar as "melhores" tarifas a serem praticadas. Abaixo seguem as considerações que poderão servir de suporte à decisão do Conselho Diretor no pedido de Revisão Tarifária da CEG.

### **11.3. Caracterização da concessão**

O Estado do Rio de Janeiro já conta com 22 (vinte e dois) anos de concessão dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado. De titularidade dos Estados (art. 25, § 2º, da CF/88 e art. 72, § 2º, da CE/RJ), a prestação dos aludidos serviços foi delegada às Concessionárias CEG e CEG RIO em julho de 1997 a fim de, sobretudo, otimizar sua execução e expandi-la, porquanto a distribuição de gás é um serviço público essencial à população.

Os contratos de concessão foram firmados entre o Estado do Rio de Janeiro (Poder Concedente) e CEG e CEG RIO pelo prazo de 30 (trinta) anos e são dotados, nos termos das respectivas cláusulas segundas dos correspondentes instrumentos concessivos, de exclusividade. Diga-se exclusividade porque a distribuição de gás canalizado constitui monopólio natural. Não faria sentido econômico a existência de duas redes de distribuição, de diferentes

distribuidoras, no mesmo local. Por assim dizer, referido serviço conclama uma regulação eficaz. Mesmo porque a outorga de concessão para que o particular explore a atividade de distribuição de gás - atividade econômica que é, também, serviço público - deve ensejar regulação intensa, considerando o interesse público envolvido.

## 12. RECEITAS CORRELATAS

Por receitas correlatas entendemos aquelas que não possuem ligação direta com a prestação estrita do serviço concedido, mas que dele dependem para se consumir. A Concessionária apresentou suas projeções, que foram adotadas no Relatório Complementar da Consultoria. Comparamos com as projeções para o ciclo revisional anterior, levado à data base dezembro/2016, e verificamos que a previsão é de uma redução. O quadro que reproduzimos é o da CEG, que referendamos:

GT						
Receitas correlatas (R\$mil/ano) Base dezembro 2016						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
<b>Ingressos operativos</b>	<b>3.652,79</b>	<b>3.793,88</b>	<b>3.950,90</b>	<b>4.125,90</b>	<b>4.295,90</b>	<b>19.819,37</b>
<b>(-) Custos operativos</b>	<b>-2.230,03</b>	<b>-2.270,25</b>	<b>-2.315,02</b>	<b>-2.330,02</b>	<b>-2.349,52</b>	<b>-11.494,83</b>
<b>(+) Outros ingressos operativos</b>	<b>20.992,95</b>	<b>21.141,54</b>	<b>21.343,36</b>	<b>21.587,47</b>	<b>21.840,77</b>	<b>106.906,10</b>
Clientes	6.383,52	6.544,70	6.756,51	6.975,94	7.203,47	33.864,14
Contrato CEG-CEG-Rio Pessoal Intragrupo	6.016,83	6.001,14	5.986,04	5.986,04	5.986,04	29.976,08
Intragrupo	7.322,71	7.303,62	7.285,24	7.285,24	7.285,24	36.482,04
Ingressos vários	1.269,90	1.292,08	1.315,58	1.340,25	1.366,02	6.583,83
<b>Total</b>	<b>22.415,71</b>	<b>22.665,17</b>	<b>22.979,25</b>	<b>23.383,35</b>	<b>23.787,15</b>	<b>115.230,63</b>

## 13. COMPENSAÇÕES

As compensações são tratadas como recuperações de valores de eventos ocorridos ao longo do quinquênio, e que interferem na equação de equilíbrio, fazendo parte do cálculo da reposição da margem 'm'.

A Concessionária apresentou seus dados em três grupos: a compensação dos investimentos não realizados ao longo do IV ciclo, a retroatividade tarifária da III Revisão Quinquenal e as compensações autorizadas por processos regulatórios. Para o primeiro, apresenta uma metodologia lastreada em estudos da Fundação Getúlio Vargas - FGV e da Deloitte International. Para o segundo, baseado no atraso ocorrido nos trabalhos do ciclo anterior, apresenta os valores consolidados de seus registros. Para o terceiro, apresenta os processos específicos [em número de 03 (três), sendo que 02 (dois) tratando do mesmo tema] e os montantes correspondentes.

Este GT avalia item por item, como segue, destacando que serão devidamente apropriados na tabela do cálculo da margem de reposicionamento de forma individualizada:

### 13.1. Compensação dos Investimentos

O quadro apresentado pela CEG está no tópico 4.7., às folhas 34 deste Relatório, que destaca a consideração dos efeitos do III TA. Segundo a Concessionária e suas Consultorias, o método considera que o saldo dos investimentos não realizados deve ser trazido a valor presente, sendo posteriormente subtraído o mesmo da depreciação atrelada a esses investimentos não realizados, bem como subtraídos da base final, todos trazidos a valor presente, utilizando a taxa de remuneração previamente estabelecida no quinquênio anterior. Já este Grupo de Trabalho se fundamenta nos dados apontados ano a ano pelos Órgãos Técnicos desta AGENERSA, consolidados nos quadros abaixo, que destacam os efeitos com expurgo do III Termo Aditivo, conforme Deliberação 3139/2017, em seus artigos 1º e 2º<sup>2</sup>:

---

<sup>2</sup> Art. 1º - Considerar que as metas de investimentos físicos no montante de R\$ 1.108,07 milhões da CEG para o quinquênio 2013/2017 foram, pela assinatura do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG, alteradas para R\$ 977,23 milhões, devido à exclusão do valor de R\$ 130,84 milhões (Valores de Dez/2011), referente ao projetado para a construção dos dutos físicos para abastecer os Municípios de Mangaratiba e Maricá, que, por força do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG, foram substituídos pelo direito da Concessionária em fornecer a abastecer os Municípios de Mangaratiba e Maricá por GNC;

Art. 2º - Considerar que a meta de investimento financeiro para a CEG no quinquênio 2013/2017, no valor inicial de R\$ 1.108,07 milhões, foi alterada para sofrer o abatimento de R\$ 130,84 milhões, totalizando R\$ 977,23 milhões, a preços de (moeda dez/2011), tendo em vista a nova meta prevista pela assinatura do 3º Termo Aditivo;

Valores expressos em R\$ mil

Previsão de Investimentos Original

	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL 4Q
<b>TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>427.215,05</b>	<b>280.322,26</b>	<b>252.305,73</b>	<b>301.032,86</b>	<b>252.404,71</b>	<b>1.513.280,61</b>
<b>Redes</b>	<b>298.688,31</b>	<b>149.796,56</b>	<b>159.911,48</b>	<b>224.166,11</b>	<b>176.478,97</b>	<b>1.009.041,43</b>
Novas Redes AP	136.337,42	245,94	11.290,24	96.844,58	76.107,78	320.825,96
Novas Redes MP/BP	60.005,21	62.219,58	72.254,38	51.579,97	46.614,69	292.673,84
Renovação Redes MP/BP	98.330,17	83.315,52	72.351,34	71.726,05	49.740,98	375.464,07
Outros	4.015,51	4.015,51	4.015,51	4.015,51	4.015,51	20.077,57
<b>Ramais</b>	<b>21.089,58</b>	<b>21.847,49</b>	<b>23.050,69</b>	<b>22.430,36</b>	<b>19.837,87</b>	<b>108.255,99</b>
Novos Ramais	11.538,46	12.296,37	13.499,57	12.879,25	12.672,36	62.886,01
Renovação de Ramais	9.551,12	9.551,12	9.551,12	9.551,12	7.165,51	45.369,98
Outros - Ramais	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Construção de ERMs</b>	<b>19.356,26</b>	<b>9.859,32</b>	<b>3.894,25</b>	<b>3.894,25</b>	<b>3.894,25</b>	<b>40.898,34</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>13.319,72</b>	<b>7.157,19</b>	<b>5.589,50</b>	<b>3.074,66</b>	<b>2.740,80</b>	<b>31.881,86</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>74.761,17</b>	<b>91.661,70</b>	<b>59.859,82</b>	<b>47.467,49</b>	<b>49.452,82</b>	<b>323.203,00</b>
Aquisição de Medidores	23.481,56	31.151,92	33.344,87	32.215,51	33.582,18	153.776,03
Instalações Comunitárias	8.879,05	9.528,61	10.326,90	9.703,69	10.132,13	48.570,38
Terrenos e Edifícios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Máquinas e Equipamentos	942,03	951,01	960,41	970,22	980,48	4.804,16
Equipamentos Processo Informatização	10.259,97	4.928,28	578,75	578,75	578,75	16.924,50
Veículos	452,68	473,05	494,33	516,58	539,82	2.476,45
Outros	30.745,90	44.628,84	14.154,56	3.482,73	3.639,46	96.651,48
<b>TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>7.018,60</b>	<b>7.018,60</b>	<b>7.018,60</b>	<b>7.018,60</b>	<b>7.018,60</b>	<b>35.092,99</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS</b>	<b>434.233,65</b>	<b>287.340,86</b>	<b>259.324,33</b>	<b>308.051,46</b>	<b>259.423,31</b>	<b>1.548.373,61</b>

Expurgo do III Termo Aditivo

	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL 4Q
<b>TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>424.196,54</b>	<b>249.968,76</b>	<b>240.919,84</b>	<b>204.434,22</b>	<b>210.920,04</b>	<b>1.330.439,40</b>
<b>Redes</b>	<b>298.688,31</b>	<b>149.796,56</b>	<b>148.867,17</b>	<b>127.567,47</b>	<b>134.994,31</b>	<b>859.913,81</b>
Novas Redes AP	136.337,42	245,94	245,94	245,94	34.623,12	171.698,34
Novas Redes MP/BP	60.005,21	62.219,58	72.254,38	51.579,97	46.614,69	292.673,84
Renovação Redes MP/BP	98.330,17	83.315,52	72.351,34	71.726,05	49.740,98	375.464,07
Outros	4.015,51	4.015,51	4.015,51	4.015,51	4.015,51	20.077,57
<b>Ramais</b>	<b>21.089,58</b>	<b>21.847,49</b>	<b>23.050,69</b>	<b>22.430,36</b>	<b>19.837,87</b>	<b>108.255,99</b>
Novos Ramais	11.538,46	12.296,37	13.499,57	12.879,25	12.672,36	62.886,01
Renovação de Ramais	9.551,12	9.551,12	9.551,12	9.551,12	7.165,51	45.369,98
Outros - Ramais	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Construção de ERMs</b>	<b>19.356,26</b>	<b>9.859,32</b>	<b>3.894,25</b>	<b>3.894,25</b>	<b>3.894,25</b>	<b>40.898,34</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>13.319,72</b>	<b>7.157,19</b>	<b>5.589,50</b>	<b>3.074,66</b>	<b>2.740,80</b>	<b>31.881,86</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>71.742,67</b>	<b>61.308,20</b>	<b>59.518,23</b>	<b>47.467,49</b>	<b>49.452,82</b>	<b>289.489,40</b>
Aquisição de Medidores	23.481,56	31.151,92	33.344,87	32.215,51	33.582,18	153.776,03
Instalações Comunitárias	8.879,05	9.528,61	10.326,90	9.703,69	10.132,13	48.570,38
Terrenos e Edifícios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Máquinas e Equipamentos	942,03	951,01	960,41	970,22	980,48	4.804,16
Equipamentos Processo Informatização	10.259,97	4.928,28	578,75	578,75	578,75	16.924,50
Veículos	452,68	473,05	494,33	516,58	539,82	2.476,45
Outros	27.727,39	14.275,33	13.812,97	3.482,73	3.639,46	62.937,88
<b>TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>7.018,60</b>	<b>7.018,60</b>	<b>7.018,60</b>	<b>7.018,60</b>	<b>7.018,60</b>	<b>35.092,99</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS</b>	<b>431.215,14</b>	<b>256.987,35</b>	<b>247.938,44</b>	<b>211.452,82</b>	<b>217.938,64</b>	<b>1.365.532,39</b>



Contraprestação da Concessionária

	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL 4Q
<b>TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>209.976,714</b>	<b>250.096,868</b>	<b>265.462,190</b>	<b>241.182,226</b>	<b>249.230,258</b>	<b>1.215.948,255</b>
<b>Redes</b>	<b>147.477,186</b>	<b>154.266,827</b>	<b>176.413,243</b>	<b>137.144,520</b>	<b>131.846,395</b>	<b>747.148,171</b>
Novas Redes AP	59.030,797	47.579,258	26.605,506	17.237,291	9.110,175	159.563,028
Novas Redes MP/BP	22.964,061	32.715,760	58.000,484	36.395,166	40.315,576	190.391,045
Renovação Redes MP/BP	53.747,498	72.079,880	89.861,865	81.122,272	77.492,931	374.304,445
Outros	11.734,831	1.891,929	1.945,387	2.389,791	4.927,714	22.889,653
<b>Ramais</b>	<b>13.784,692</b>	<b>16.267,259</b>	<b>20.147,486</b>	<b>18.088,480</b>	<b>18.120,119</b>	<b>86.408,036</b>
Novos Ramais	10.810,450	12.465,635	14.593,077	14.151,971	13.124,182	65.145,316
Renovação de Ramais	2.974,242	3.801,623	5.554,409	3.936,510	4.995,936	21.262,720
<b>Construção de ERMs</b>	<b>3.374,263</b>	<b>13.253,520</b>	<b>6.316,635</b>	<b>5.040,785</b>	<b>6.773,202</b>	<b>34.758,406</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>6.969,629</b>	<b>7.717,391</b>	<b>12.155,789</b>	<b>14.389,490</b>	<b>24.347,684</b>	<b>65.579,983</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>38.370,944</b>	<b>58.591,871</b>	<b>50.429,036</b>	<b>66.518,951</b>	<b>68.142,857</b>	<b>282.053,660</b>
Aquisição de Medidores	23.303,925	32.185,893	34.271,317	41.164,147	40.901,803	171.827,085
Instalações Comunitárias	2.073,342	4.340,235	9.234,895	12.307,296	9.471,837	37.427,605
Terrenos e Edifícios	2.668,627	1.276,650	791,822	6.665,661	14.323,004	25.725,764
Máquinas e Equipamentos	2.013,875	1.871,292	1.820,466	2.591,838	1.508,180	9.805,651
Equipamentos Processo Informatização	1.082,656	4.798,187	810,798	0,000	0,000	6.691,642
Veículos	3.711,118	2.020,068	1.512,060	0,000	0,000	7.243,246
Outros	3.517,400	12.099,547	1.987,678	3.790,010	1.938,033	23.332,667
<b>TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>4.949,001</b>	<b>20.769,473</b>	<b>20.598,009</b>	<b>15.854,936</b>	<b>26.524,437</b>	<b>88.695,857</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS</b>	<b>214.925,715</b>	<b>270.866,341</b>	<b>286.060,199</b>	<b>257.037,162</b>	<b>275.754,695</b>	<b>1.304.644,112</b>

Investimentos não realizados - com expurgo do III TA

	DELIBERADO	REALIZADO CEG	DIFERENÇA A REALIZAR
<b>TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>1.330.439,399</b>	<b>1.216.070,030</b>	<b>114.369,368</b>
<b>Redes</b>	<b>859.913,813</b>	<b>747.251,777</b>	<b>112.662,035</b>
Novas Redes AP	171.698,344	159.563,028	12.135,316
Novas Redes MP/BP	292.673,837	190.494,651	102.179,186
Renovação Redes MP/BP	375.464,066	374.304,445	1.159,621
Outros	20.077,566	22.889,653	-2.812,087
<b>Ramais</b>	<b>108.255,990</b>	<b>86.408,036</b>	<b>21.847,954</b>
Novos Ramais	62.886,013	65.145,316	-2.259,302
Renovação de Ramais	45.369,976	21.262,720	24.107,256
Outros - Ramais	0	0	0
<b>Construção de ERMs</b>	<b>40.898,338</b>	<b>34.776,575</b>	<b>6.121,763</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>31.881,859</b>	<b>65.579,983</b>	<b>-33.698,124</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>289.489,400</b>	<b>282.053,660</b>	<b>7.435,740</b>
Aquisição de Medidores	153.776,031	171.827,085	-18.051,054
Instalações Comunitárias	48.570,379	37.427,605	11.142,774
Terrenos e Edifícios	0,000	25.725,764	-25.725,764
Máquinas e Equipamentos	4.804,157	9.805,651	-5.001,494
Equipamentos Processo Informatização	16.924,502	6.691,642	10.232,860
Veículos	2.476,454	7.243,246	-4.766,791
Outros	62.937,876	23.332,667	39.605,209
<b>TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>35.092,995</b>	<b>88.695,857</b>	<b>-53.602,862</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS</b>	<b>1.365.532,393</b>	<b>1.304.765,887</b>	<b>60.766,506</b>

A compensar: R\$ 60.766.506,00;

É importante destacar, relativamente aos investimentos, que as metas são aprovadas pelas deliberações que julgam os processos das revisões. Por ocasião dos trabalhos da III RQ, verificou-se que a CEG deixou de fazer um expressivo quantitativo de investimentos físicos e financeiros, havendo estudos tanto da FGV (Consultoria da CEG) quanto da Deloitte Brasil (Consultoria da AGENERSA) para a compensação dos mesmos. O modelo da Deloitte Brasil foi o adotado, por ser mais rigoroso, considerando-se, ainda, a ausência de uma metodologia contratual. No presente trabalho, por ter a FEC/UFF adotado o modelo proposto pela FGV, igualmente não contestado pelos demais agentes que participaram do processo, revimos o posicionamento, sem implicar em aceitação de reconsideração do que já foi decidido.

Refeitos os cálculos, o quadro consolidado é o seguinte:

COMPOSIÇÃO DO VALOR FINAL DA COMPENSAÇÃO POR INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS							
(Valores em mil R\$ - dez/2016)							
INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS							VPL
	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL	
<b>TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>214.219,830</b>	<b>-249,888</b>	<b>-24.542,352</b>	<b>-36.748,005</b>	<b>-38.310,217</b>	<b>114.369,368</b>	<b>114.369,368</b>
<b>Redes</b>	<b>151.211,127</b>	<b>-4.573,876</b>	<b>-27.546,072</b>	<b>-9.577,054</b>	<b>3.147,910</b>	<b>112.662,035</b>	<b>112.662,035</b>
Novas Redes AP	77.306,621	-47.333,322	-26.359,571	-16.991,355	25.512,943	12.135,316	12.135,316
Novas Redes MP/BP	37.041,151	29.400,218	14.253,899	15.184,803	6.299,115	102.179,186	102.179,186
Renovação Redes MP/BP	44.582,674	11.235,644	-17.510,526	-9.396,224	-27.751,948	1.159,621	1.159,621
Outros	-7.719,318	2.123,584	2.070,126	1.625,722	-912,201	-2.812,087	-2.812,087
<b>Ramais</b>	<b>7.304,888</b>	<b>5.580,231</b>	<b>2.903,202</b>	<b>4.341,882</b>	<b>1.717,751</b>	<b>21.847,954</b>	<b>21.847,954</b>
Novos Ramais	728,013	-169,262	-1.093,506	-1.272,725	-451,823	-2.259,302	-2.259,302
Renovação de Ramais	6.576,875	5.749,493	3.996,708	5.614,607	2.169,573	24.107,256	24.107,256
Outros - Ramais	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Construção de ERMs</b>	<b>15.982,001</b>	<b>-3.412,366</b>	<b>-2.422,385</b>	<b>-1.146,535</b>	<b>-2.878,952</b>	<b>6.121,763</b>	<b>6.121,763</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>6.350,089</b>	<b>-560,205</b>	<b>-6.566,289</b>	<b>-11.314,834</b>	<b>-21.606,885</b>	<b>-33.698,124</b>	<b>-33.698,124</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>33.371,726</b>	<b>2.716,327</b>	<b>9.089,191</b>	<b>-19.051,465</b>	<b>-18.690,039</b>	<b>7.435,740</b>	<b>7.435,740</b>
Aquisição de Medidores	177,634	-1.033,972	-926,450	-8.948,639	-7.319,626	-18.051,054	-18.051,054
Instalações Comunitárias	6.805,708	5.188,371	1.092,007	-2.603,602	660,291	11.142,774	11.142,774
Terenos e Edifícios	-2.668,627	-1.276,650	-791,822	-6.665,661	-14.323,004	-25.725,764	-25.725,764
Máquinas e Equipamentos	-1.071,850	-920,277	-860,058	-1.621,613	-527,697	-5.001,494	-5.001,494
Equipamentos Processo Informatização	9.177,312	130,095	-232,048	578,750	578,750	10.232,860	10.232,860
Veículos	-3.258,443	-1.547,022	-1.017,727	516,578	539,824	-4.766,791	-4.766,791
Outros	24.209,992	2.175,783	11.825,289	-307,277	1.701,423	39.605,209	39.605,209
<b>TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>2.069,598</b>	<b>-13.750,874</b>	<b>-13.579,410</b>	<b>-8.836,337</b>	<b>-19.505,838</b>	<b>-53.602,862</b>	<b>-53.602,862</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS</b>	<b>216.289,428</b>	<b>-14.000,762</b>	<b>-38.121,762</b>	<b>-45.584,342</b>	<b>-57.816,055</b>	<b>60.766,506</b>	<b>60.766,506</b>

DEPRECIÇÃO							
Investimentos	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL	
2013	216.289	3.605	7.210	7.210	7.210	7.210	32.443
2014	-14.001		-233	-467	-467	-467	-1.633
2015	-38.122		-635	-1.271	-1.271	-1.271	-3.177
2016	-45.584			-760	-1.519	-1.519	-2.279
2017	-57.816				-964	-964	-964
<b>Total</b>	<b>60.767</b>	<b>3.605</b>	<b>6.976</b>	<b>6.108</b>	<b>4.712</b>	<b>2.989</b>	<b>24.390</b>
<b>34% da Depreciação</b>	<b>1.226</b>	<b>2.372</b>	<b>2.077</b>	<b>1.602</b>	<b>1.016</b>	<b>8.293</b>	

BASE DE REMUNERAÇÃO						
Base Final	2013	2014	2015	2016	2017	Br
Br	0	212.685	191.708	147.478	97.181	
Investimento	216.289	-14.001	-38.122	-45.584	-57.816	
Depreciação	3.605	6.976	6.108	4.712	2.989	
<b>Br</b>	<b>212.685</b>	<b>191.708</b>	<b>147.478</b>	<b>97.181</b>	<b>36.376</b>	<b>36.376</b>

SALDO DO INVESTIMENTO NÃO REALIZADO							
(milhões reais - Moeda Dez.11)							
	Ano					Tx. Remuneração	9,76%
	2013	2014	2015	2016	2017	VPL	Total
VI = Investimentos	216.289	-14.001	-38.122	-45.584	-57.816	88.904	60.767
IV = 0,34*Depreciação	1.226	2.372	2.077	1.602	1.016	6.398	8.293
IX = Base Inicial							
X = Base Final	0	0	0	0	36.376	22.835	
				2013	2018		
<b>Saldo Investimento Não Realizado</b>				<b>59.671</b>	<b>95.058</b>		

Valor final a ser levado à compensação: R\$ 95.058.000,00;

### 13.2. Compensação da retroatividade da 3ª revisão quinquenal

A Concessionária apresenta o montante de R\$ 25,18 milhões de reais, base dezembro/2016, fundamentada nos seguintes cálculos:

2) RETROATIVIDADE			
Valores (R\$ mil) Base dezembro 2016			
	Total	Razões	
Montante a devolver aos clientes	94.507,98	R\$ em VP em jan/2013, base monetária dez/2011	
Montante devolvido aos clientes	82.996,24	Efet. até out/2017, est. nov-dez/2017; R\$ em VP em jan/2013, base monetária dez/2011	
Montante restante a devolver	11.511,74	R\$ em VP em jan/2013, base monetária dez/2011	
Diferença a compensar em valor presente	25.176,71	R\$ em VP em jan/2018, base monetária dez/2016	

O GT considera os cálculos adequados, até por terem sido utilizados pela FEC/UFF, e endossa o encaminhamento do valor de R\$ 25.176.706,62 para compensação na IV Revisão Quinquenal em desfavor da Delegatária;

### 13.3. Deliberações a compensar

a) Processo E-12/003.413/2015 - Implementação de melhorias no sistema de Call Center, pelo atendimento de ligações oriundas de telefones móveis. Sua decisão inicial foi a Deliberação AGENERSA 2855/2016, em seu artigo 4º. Não houve determinação prévia de valores. A Delegatária apurou o montante de R\$ 1.570.000,00, base dez/2016. Este GT concorda com os montantes apresentados;

b) Processo E-12/003.242/2016 - Acordo efetuado com a Defensoria Pública para atendimento ao Condomínio Fazenda Botafogo. As tratativas também estão contempladas no processo E-12/003.203/2016. Sua decisão inicial foi a Deliberação 2914/2016, em seus artigos 7º e 8º. Não houve determinação prévia de valores. A CEG apurou o montante de R\$ 2.080.000,00, base dez/2016. Este GT concorda com os montantes apresentados;

Os processos atingem o montante de R\$ 3.650.000,00, conforme quadro abaixo, valores que foram encampados pela Consultoria:

3) DELIBERAÇÕES		
Valores (R\$ mil) Base dezembro 2016		
Processos	Deliberação	Valor base dezembro/16
E-12/003.413/2015	2855/2016	1.570,00
E-12/003.203/2016	2914/2016	2.080,00
E-12/003.242/2016		
Diferença a compensar		3.650,00

### 13.4. Devolução de tarifa recebida para os investimentos suprimidos pelo III TA

O montante dos investimentos utilizados nos cálculos relativos ao tópico 13.1., acima, incluem o expurgo do III Termo Aditivo. Entretanto, tais valores foram devidamente relacionados no total dos investimentos que foram aprovados para a III Revisão Quinquenal, portanto, devidamente remunerados na equação de reequilíbrio. Tal saldo deverá ser levado à compensação na definição da margem de reposicionamento 'm', no montante de R\$ 182.841.214,64, anotado em rubrica própria, conforme quadro abaixo, e de acordo com o preconizado na Deliberação 3139/2017, em seu artigo 8º<sup>3</sup>:

<sup>3</sup> Determinar a devolução pela Concessionária CEG de R\$ 130,84 milhões, atualizados desde dez/2011 pelo IGP-M (índice Geral de Preços), em favor do consumidor, via modicidade tarifária, influndo negativamente no cálculo da variação da margem, por ter a CEG recebido na tarifa valores a maior no ciclo 2013/2017 a título de investimento para a construção de gasodutos físicos de alta pressão nos Municípios de Mangaratiba e Maricá, meta esta posteriormente alterada para menor, pela assinatura do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da CEG;

DEVOLUÇÃO DE TARIFA RECEBIDA PARA INVESTIMENTOS SUPRIMIDOS PELO III TA		
Outros investimentos materiais/outros		OIM-O
Redes de alta pressão/gás natural comprimido		AP/GNC
Valores		
	Nominais	Exercícios
OIM-O	2.160,146	2013
OIM-O	21.722,018	2014
OIM-O + AP/GNC	8.148,141	2015
AP/GNC	69.129,327	2016
AP/GNC	29.687,861	2017
<b>Total nominal</b>	<b>130.847,493</b>	
Valores base 01/12/2016		
182.841,21		
Fator de atualização		
1,3974		

## 14. ANÁLISE DOS CUSTOS OPERACIONAIS – OPEX

Por OPEX (Operational expenditures, ou custos operacionais) caracterizamos as despesas relacionadas diretamente à operação e manutenção das redes (OM), bem como aquelas que garantem a operação comercial e a gestão interna da Concessão. A Delegatária apresentou uma visão geral dos gastos que crê apropriados, devidamente abordados nos trabalhos da Consultoria. O comparativo entre o projetado para o quarto ciclo (levado à data base de dezembro/2016) e o projetado para o quinto ciclo embute uma previsão de incremento geral de 29,43%, com destaque para as rubricas de 'Conservação e manutenção' e 'Outras Despesas'.

A FEC/UFF, em seus cálculos, sugeriu a revisão de algumas rubricas e sub-rubricas, mas boa parte dos elementos foi considerada adequada, dentro da boa técnica. Propõe uma redução geral de 12,69% nas projeções.

O Grupo de Trabalho se associa parcialmente às fundamentações gerais da Consultoria, mas faz uma nova projeção, adotando-se uma série de valores efetivos dos exercícios de 2018 e 2019, conforme conferidos nos Demonstrativos Financeiros e nos balancetes publicados pela CEG, alguns deles incrementados na mesma proporção da projeção de aumento da base de clientes, que entendemos mais próximo da realidade observada. Entretanto, algumas rubricas foram objeto de reavaliação objetiva por este GT, notadamente as de:

- > aluguéis - considerados a partir de um realinhamento matemático do montante realizado no exercício de 2019;
- > jurídicos - considerados sob uma ponderação que leva em conta a existência de quadro próprio e bem dimensionado da Concessionária;
- > publicidade, propaganda e relações públicas - diminuído, em função das características monopolísticas do negócio, que reduzem as necessidades de promoção institucional;
- > gastos de atividade comercial - igualmente diminuído, com razões semelhantes à rubrica imediatamente acima;
- > despesas de pessoal - mesmas razões da rubrica 'aluguéis';
- > perdas de gás - reduzido para o montante de 1,5% do custo de compra de gás e serviços, registrado no balanço patrimonial de 2018/2017, na nota explicativa 23, 'Custo'. A motivação é a obrigação contratual de atingimento de metas de redução de perdas, não fazendo sentido inflar tais valores.

Note-se que não há mais reparos quanto às denominações contábeis, objeto de análise específica na III Revisão Quinquenal.

A tabela do OPEX consolidado pelo GT é a seguinte:

PROPOSTA GT						
CEG - OPEX (mil.R\$/ano) - Moeda de Dez/16						Total
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>226.077</b>	<b>186.299</b>	<b>173.065</b>	<b>176.114</b>	<b>179.406</b>	<b>940.960</b>
<b>Aluguéis</b>	<b>9.033</b>	<b>3.706</b>	<b>4.000</b>	<b>4.000</b>	<b>4.000</b>	<b>24.739</b>
<b>Manutenção e Conservação</b>	<b>39.425</b>	<b>35.648</b>	<b>33.155</b>	<b>33.422</b>	<b>33.936</b>	<b>175.586</b>
- Bens Imóveis e Construções	5.991	5.538	5.702	5.865	6.026	29.122
- Equipamento de Informática	4.063	3.810	3.184	3.184	3.184	17.425
- Veículos	1.438	1.323	855	855	855	5.326
- Instalações Técnicas	24.588	21.571	19.907	19.912	20.166	106.142
· Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	9.856	8.227	6.336	6.336	6.336	37.091
· Emergência	9.841	8.758	9.018	9.275	9.529	46.420
· Manutenção de Instalações Industriais	4.891	4.586	4.553	4.301	4.301	22.631
- Outro Imobilizado	3.345	3.406	3.507	3.607	3.706	17.570
<b>Utilidades e Serviços</b>	<b>14.243</b>	<b>13.495</b>	<b>12.085</b>	<b>12.276</b>	<b>12.464</b>	<b>64.563</b>
- Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	7.683	6.171	6.354	6.535	6.714	33.457
- Telefone e Outras Comunicações	6.506	6.999	5.397	5.397	5.397	29.696
- Correio	1.057	982	1.011	1.040	1.068	5.158
- Material de Escritório	526	336	345	355	365	1.928
- Outros	-1.529	-993	-1.022	-1.051	-1.080	-5.676
<b>Serviços Gerais, Corporativos e Royalties</b>	<b>26.538</b>	<b>28.233</b>	<b>25.224</b>	<b>25.792</b>	<b>26.382</b>	<b>132.169</b>
- Serviços Gerais	13.187	11.060	11.387	11.711	12.032	59.378
- Serviços Corporativos	12.607	16.381	13.021	13.242	13.488	68.739
- Royalties	744	792	816	839	862	4.053
<b>Serviços Profissionais Independentes</b>	<b>16.264</b>	<b>13.611</b>	<b>10.992</b>	<b>11.287</b>	<b>11.579</b>	<b>63.734</b>
- Auditorias	898	758	501	501	501	3.158
- Assessorias Técnicas	438	269	127	127	127	1.088
- Jurídicos	8.194	6.404	4.000	4.114	4.227	26.938
- Outros Serviços	6.735	6.181	6.364	6.545	6.724	32.549
<b>Publicidade, Propaganda e Relações Públicas</b>	<b>7.873</b>	<b>6.767</b>	<b>6.000</b>	<b>6.171</b>	<b>6.340</b>	<b>33.152</b>
<b>Seguros</b>	<b>2.690</b>	<b>2.523</b>	<b>2.597</b>	<b>2.597</b>	<b>2.597</b>	<b>13.004</b>
<b>Despesas de Viagem, Transporte e Fretes</b>	<b>1.478</b>	<b>862</b>	<b>887</b>	<b>913</b>	<b>938</b>	<b>5.078</b>
- Despesas de Viagem	1.318	741	763	785	806	4.413
- Transportes e Fretes	160	121	124	128	132	665
<b>Gastos de Atividade Comercial</b>	<b>31.514</b>	<b>20.032</b>	<b>20.000</b>	<b>20.000</b>	<b>20.000</b>	<b>111.546</b>
<b>Gastos Serviço a Cliente</b>	<b>44.219</b>	<b>43.045</b>	<b>39.658</b>	<b>40.768</b>	<b>41.866</b>	<b>209.557</b>
- Leitura de Medidores	16.058	13.059	13.446	13.829	14.208	70.600
- Cobrança Bancária	9.143	9.648	9.934	10.217	10.497	49.437
- Inspeções Periódicas	1.118	1.071	1.102	1.134	1.165	5.590
- Serviços de Teleatendimento	7.419	7.226	7.440	7.652	7.861	37.597
- Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	8.313	6.032	6.210	6.387	6.562	33.504
- Custo de Atendimento ao Cliente	1.029	5.213	707	707	707	8.363
- Controle de Qualidade de Serviços	1.141	796	819	843	866	4.464
<b>Outros Serviços Exteriores</b>	<b>15.599</b>	<b>12.846</b>	<b>13.226</b>	<b>13.603</b>	<b>13.976</b>	<b>69.249</b>
- Subscrições, documentos e Outros Serviços	12.375	9.585	9.868	10.150	10.428	52.406
- Colaborações Externas	3.224	3.261	3.357	3.453	3.548	16.843
- Custo do Pessoal Expatriado	0	0	0	0	0	0
<b>Outros</b>	<b>15.860</b>	<b>4.511</b>	<b>4.191</b>	<b>4.205</b>	<b>4.219</b>	<b>32.988</b>
- Outros Gastos de Exploração	14.298	486	500	514	528	16.326
- Tributos	1.563	4.026	3.691	3.691	3.691	16.662
<b>Gastos de GNC</b>	<b>1.340</b>	<b>1.019</b>	<b>1.049</b>	<b>1.079</b>	<b>1.109</b>	<b>5.596</b>
<b>DESPESAS DE PESSOAL</b>	<b>127.597</b>	<b>92.184</b>	<b>94.913</b>	<b>97.618</b>	<b>100.293</b>	<b>512.606</b>
<b>OUTRAS DESPESAS</b>	<b>52.960</b>	<b>54.179</b>	<b>55.783</b>	<b>57.373</b>	<b>58.945</b>	<b>279.239</b>
- Provisões	10.844	10.844	11.165	11.483	11.798	56.134
- Perdas de Gás	41.113	42.375	43.630	44.873	46.103	218.094
- Custos de odorizantes	1.003	960	988	1.016	1.044	5.011
<b>Total - OPEX</b>	<b>406.634</b>	<b>332.662</b>	<b>323.760</b>	<b>331.105</b>	<b>338.644</b>	<b>1.732.805</b>
<b>Base de Clientes</b>	<b>945.909</b>	<b>978.841</b>	<b>1.011.718</b>	<b>1.044.486</b>	<b>1.077.037</b>	
Incremento da base de clientes		1,0348152	1,0335877	1,0323885	1,0311646	
		3,07%	2,96%	2,85%	2,74%	

## 15. CENÁRIOS DE INVESTIMENTOS

Apesar da perspectiva de incremento de investimentos nos próximos anos, há um período de planejamento e de construção longo, até que estes se tornem operacionais. Bem provavelmente, só impactarão o próximo ciclo quinquenal. Esta constatação poderá ser apreciada nos dados da proposição da UFF, que relembramos abaixo, comparados com o ciclo quinquenal anterior, devidamente corroborada pelos relatórios de demonstrativos de resultado publicados pela CEG até o 1º semestre de 2019, aos quais já temos acesso, inclusive pelo site da empresa, onde os níveis de investimento estão menores do que aqueles teoricamente previstos, inclusive por conta de Decisão do Colegiado da AGENERSA.

Além destes aspectos, temos que ressaltar que a CEG teve grande dificuldade de cumprir com o programa de investimentos do ciclo anterior e, desta forma, será forçosa a adoção de medidas compensatórias, nos mesmos moldes teóricos da III Revisão Quinquenal, caracterizando-se um excedente tarifário em relação às projeções do período de 2013 a 2017, as quais a realidade provou que estavam superdimensionadas.

Desta maneira, o Grupo de Trabalho entende que a projeção deve ser conservadora, em face do ambiente de incerteza que vivemos na economia atualmente, onde não há disponibilidade de fontes de financiamento privado e público (este ainda condicionado ao ajuste fiscal em curso), bem como o prenúncio de uma desaceleração da economia mundial (restringindo o fluxo de capital externo). Somando-se a este cenário, ainda podemos citar as reduções das taxas de remuneração dos investimentos internos (em virtude das reduções da taxa SELIC e do risco Brasil) e o cenário de inflação controlada, o que nos impele a considerar projeções mais conservativas de crescimento do investimento, que são as mais adequadas para complementar a projeção do equilíbrio da Concessão.

Por fim, cabe ressaltar que projeções futuras em países ainda em desenvolvimento têm riscos quanto à consistência, em face da turbulência de seus ambientes internos. Dificilmente os solavancos de eventuais choques político-econômicos são captados nos modelos macroeconômicos, desenvolvidos para ambientes mais estáveis e perenes.

Desta maneira, o Grupo de Trabalho não entende que seja possível um "boom" de investimentos para os 03 (três) anos finais do ciclo, o que, se eventualmente ocorrer, pode ser corrigido por uma Revisão Extraordinária, elemento contratualmente previsto e mais conveniente para não sobrecarregar as tarifas antecipadamente.

Destacamos os investimentos realizados no último quinquênio pela CEG, conforme anotações dos Órgãos Técnicos que fundamentaram as decisões do colegiado:

	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL 4Q
Investimento deliberado	434.233,647	287.340,860	259.324,333	308.051,462	259.423,306	1.548.373,608
Investimento deliberado s/gasodutos (3º TA)	431.215,143	256.987,354	247.938,437	211.452,820	217.938,640	1.365.532,393
Investimento realizado	214.925,715	270.866,341	286.060,199	257.037,162	275.754,695	1.304.644,112

Relevamos as perspectivas derivadas de algumas notícias que podem fundamentar a distorção da análise que fizemos, reforçando que o grupo de trabalho entende que o impacto efetivo tem mais possibilidade de ocorrer no próximo ciclo tarifário:

## 15.1. Comparativo dos diversos tipos de combustível

A convergência dos preços de GN em relação aos preços de GLP em botijão - no médio prazo, impactará, principalmente, os setores residenciais e comerciais.

A) Em 07/05/19 09:47

**Preço do botijão de gás chega a R\$ 85 no Rio. Valor médio ao consumidor final fica em R\$ 70**



Botijões de gás: preço subiu com o reajuste da Petrobrás nesta semana Foto: Paulo Bravos Patrícia Valle

O Extra fez um levantamento em alguns pontos de venda do Estado do Rio e da capital e constatou que o botijão de gás de 13 kg está sendo vendido ao consumidor por R\$ 70, em média. O valor, no entanto, pode chegar a R\$ 85, como no caso da Barra da Tijuca. O valor elevado já é um reflexo do reajuste no preço do GLP residencial para as distribuidoras anunciado pela Petrobras — de R\$ 25,33 para R\$ 26,20 —, com validade desde domingo, dia 5. Neste caso, a correção aplicada pela estatal foi de 3,43%.

No caso do preço fixado às distribuidoras, trata-se do maior valor cobrado desde o fim de setembro de 2017, quando o GLP residencial era comercializado a R\$ 18,98. De lá para cá, o gás de cozinha acumula um avanço de 38%.

### COMO CONVERTER A QUANTIDADE DE UM ENERGÉTICO PARA A EQUIVALENTE EM GÁS NATURAL (gasmIG)

TABELA DE CONVERSÃO DE COMBUSTÍVEIS				
Quantidades equivalentes				
Combustível	Unidade	PCS (kcal/kg)	Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	Fator de conversão (m <sup>3</sup> /kg)
Óleo combustível A1	kg	10.130	1.000,00	1,08
GLP	kg	11.750	550,00	1,25
Óleo Diesel	kg	10.750	840,00	1,14
Carvão vegetal	kg	6.900	250,00	0,73
Lenha mista	kg	3.330	345,00	0,35
Carvão mineral 6000	kg	6.000	-	0,64
Carvão mineral 4500	kg	4.500	-	0,48
Coque de petróleo	kg	8.500	-	0,90
Gás natural	m <sup>3</sup>	9.400	0,71	1,00

**Utilização:** multiplique a quantidade do combustível em análise pelo FATOR de CONVERSÃO para obter a quantidade equivalente em m<sup>3</sup> de gás natural.

**Exemplo:** se o consumo atual de GLP é de 100.000 kg por mês,  $100.000 \times 1,25 = 125.000$  m<sup>3</sup> por mês de Gás Natural.

=> botijão GLP 13,0 Kg = R\$ 70,00 <=> 16,25 metros cúbicos de GN => R\$ 4,30/metro cúbico.  
=> R\$ 35,00/mês

tarifa CEG = R\$ 6,1267 / metro cúbico (vigência a partir de: 01/08/2019) =>  $7,0 \times 6,1267 =$  R\$ 42,88/mês = diferença 22,51 %.



tarifa CEG-RIO = R\$ 4,7712 / metro cúbico (vigência a partir de: 01/08/2019) => 7,0 x 4,7712 = R\$ 33,40/mês

social CEG = R\$ 3,8763 / metro cúbico (vigência a partir de: 01/08/2019) => 7,0 x 3,8763 = R\$ 27,13/mês

social CEG-RIO = R\$ 3,6804 / metro cúbico (vigência a partir de: 01/08/2019) => 7,0 x R\$ 3,6804 = R\$ 25,76 /mês

fator de conversão= 1,25 metros cúbicos por Kg

GN = mínimo 7,0 metros cúbicos/mês

B) Em 20 de fevereiro de 2015, às 21:07

O consumo per capita dos botijões de até 13 kg com gás de cozinha cresceu apenas 3,21% nos últimos cinco anos. Em 2010 cada brasileiro utilizava 2,5140 kg por mês, enquanto em 2014 essa média aumentou para 2,5948 kg/mês.

<http://www.abragas.com.br>

# Premissa utilizada na comparação acima entre os preços de GN e GLP.

Número médio de habitantes por residência = 3,31 ( tabela 552) do IBGE - Cidade do RJ) = 3,31 x 2,5948 = 8,3213 Kg/ mês => 01 botijão de 13 Kg a cada 1,5622 = extrapolando 1 botijão de 13 Kg a cada 02 meses.

## 15.2. Novo mercado do gás

Outro aspecto que pode distorcer a análise mais conservativa que o Grupo de Trabalho efetuou acima é o programa da redução do custo do gás, ação Governamental chamada de 'NOVO MERCADO DO GÁS'. Se o custo do gás natural for reduzido conforme as expectativas do programa, o GN ficará muito competitivo em relação ao GLP e, bem provavelmente ganhará mercado em relação a este concorrente. Os elementos deste programa governamental, apresentamos a seguir:

**Vladimir Goitia**

**Colaboração para o UOL, em São Paulo**

18/05/2019 04h00

O ministro da Economia, Paulo Guedes, prometeu reduzir o preço do gás natural pela metade em 60 dias. Quem seria beneficiado com isso? Tem a ver com o botijão de gás para cozinhar? Os carros que utilizam o combustível também teriam vantagem? Ou é só para indústrias?

Especialistas ouvidos pelo UOL comentam se esse objetivo de Guedes é viável. Segundo eles, são necessárias medidas de impacto para conseguir a redução de preço. Não é só com uma canetada.

O gás natural produzido no Brasil é considerado o mais caro do mundo. Segundo a Gas Energy, uma das principais empresas de consultoria do país em gás natural, a Petrobras cobra em média das distribuidoras US\$ 9,85 (cerca de R\$ 40) por 1 milhão de BTU (MMBTU), o equivalente a 26,8 m<sup>3</sup>.

Esse mesmo MMBTU nos Estados Unidos custa US\$ 2,92 (cerca de R\$ 12), ou seja, um terço do preço. Na Europa, o valor do MMBTU é de US\$ 7,99 (aproximadamente R\$ 33).

*Gás natural não está em botijões*

O gás natural não é o usado em botijões de cozinha. Esse é o GLP (gás liquefeito de petróleo). O gás natural é o que chega por encanamento às casas e ao comércio. É usado em fogões e chuveiros. Mas tem uma participação irrisória no mercado brasileiro de energia.

O consumo residencial e comercial de gás natural no Brasil representa apenas 2,6% do total. Na Argentina, só a participação residencial é de 27%, principalmente para o aquecimento nos meses de frio.

Outro segmento que deve ser beneficiado é o de veículos movidos a gás natural veicular (GNV), já que é usado como alternativa à gasolina e ao álcool. O gás natural substitui ainda o óleo combustível, o diesel, o carvão mineral e o vegetal e o urânio nas centrais termoelétricas.

#### *Indústria usa muito gás, e preço menor é importante*

O gás natural que chega à indústria é caro. Para consumidores industriais de 10 mil m<sup>3</sup>/dia, o preço cobrado pelas distribuidoras por 1 milhão de BTU varia de US\$ 12,62 (cerca de R\$ 52) a US\$ 19,13 (aproximadamente R\$ 79), conforme a região do país e a distribuidora, segundo dados de março (última atualização) da Gas Energy.

"O ministro [Guedes] está correto em atacar esse problema, pois a oferta de gás natural a preços competitivos é indispensável para que o parque industrial do país saia do marasmo atual, em especial a indústria petroquímica", afirmou Adilson de Oliveira, professor titular da UFRJ (Universidade Federal do Rio de Janeiro).

O gás natural é matéria-prima fundamental na indústria petroquímica, competindo com a nafta. Pode ser utilizado para a produção de solventes e fertilizantes, como a amônia e ureia e respectivos derivados. Serve ainda na siderurgia (produção de aço).

#### *Preço não cai só com uma canetada*

Para o professor da UFRJ, a questão agora é como conseguir construir um processo de progressiva reestruturação do setor de gás natural e, paralelamente, como definir um novo regime regulamentar no qual essa nova estrutura institucional irá operar. "Não é possível alcançar esses objetivos apenas com uma canetada", disse.

Especialistas dizem que a redução pela metade no preço do gás natural não tem mágica. Precisa apenas de competição (liberalização do mercado), regulamentação (regras bem definidas e segurança jurídica) e ambiente atrativo (ampliação do mercado de consumo), considerado ainda tímido.

José Tavares de Araújo Jr., diretor do Centro de Estudos de Integração e Desenvolvimento (Cindes) e sócio da Ecostrat Consultores, disse que a decisão do governo de desregulamentar e liberalizar o mercado de gás natural é extremamente positiva para o país, cujo efeito será sentido na redução nos preços do gás natural praticados hoje.

"É difícil calcular qual seria a redução de fato com essas medidas, se 20%, se 30% ou 50%. Até porque, os preços do gás natural variam de estado a estado, de região a região, e de distribuidora a distribuidora. Mas certamente haverá uma queda nos preços", disse Araújo. Para ele, a liberalização do mercado de gás devia ter sido feito bem antes, já durante o governo de Fernando Henrique Cardoso.

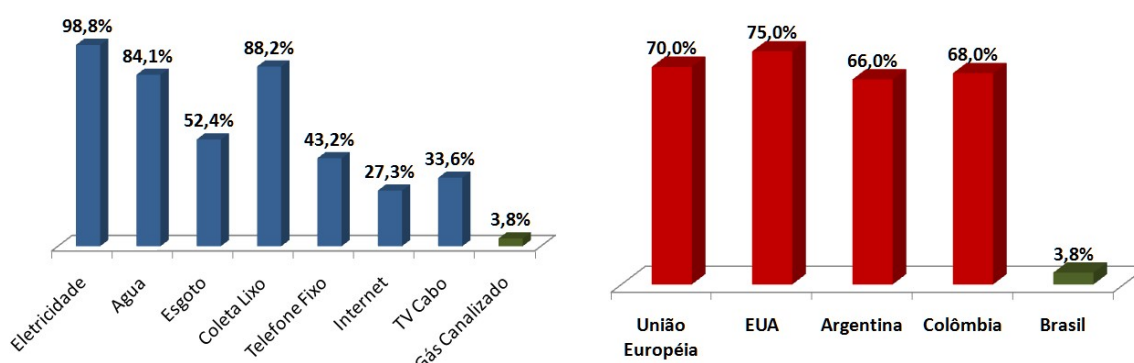
O professor da UFRJ também lamentou que a decisão de liberalizar o mercado de gás natural venha com atraso. Ele atribui isso ao excesso de atenção dos governos dado apenas ao petróleo, à falta de infraestrutura de dutos e ao pouco interesse da Petrobras em comercializar o gás natural.

## 16. PROGNÓSTICO DO MERCADO DE GÁS NA ÁREA DE COBERTURA DA CEG

Apesar da oportunidade que oferece o mercado brasileiro, se comparado com outros países, o Grupo de Trabalho entende que este desenvolvimento só se dará no próximo ciclo quinquenal, em face da escassez de investimentos, principalmente, em transporte e logística. Consoante com este quadro de estagnação, tanto a proposta da CEG quanto o estudo da UFF, apontam para retração do investimento, o que já se observa no resultado do 2º trimestre de 2019, apresentado pela CEG, onde os investimentos estão bem aquém do projetado. Talvez, com o eventual sucesso dos programas implementados pelos Governos Federal e Estadual, esta janela de oportunidade poderá se concretizar no próximo quinquênio.

Durante os eventos públicos do presente ciclo revisional, a ABEGÁS apresentou o quadro que transcrevemos, que reforça essa impressão:

- Enorme potencial para alavancar novos investimentos nos próximos anos



Resumidamente, entendemos que o aumento de oferta de gás no mercado, a priori, deverá ser fortemente direcionado ao setor termelétrico, que não depende diretamente de investimentos da Concessionária, tendo em vista as novas diretrizes implementadas no mercado dos Consumidores Livres, autoprodutores e autoimportadores.

### 16.1. Projeções de demanda por segmento

O trabalho do GT parte da observação de convergência entre as projeções da CEG, em sua proposta reformada (que, dentre outros aspectos, prevê que a redução de investimentos acarretará redução na expansão da base de clientes) e a avaliação da Consultoria, que acolhe os pressupostos.

O segmento termelétrico foi objeto de exame específico, onde o trabalho da Consultoria projeta partidas diferentes das estimadas pela CEG, mesmo partindo de uma base comum (justificada pela adesão, pela Concessionária, da moda da simulação correspondente ao percentil 25 da distribuição de possibilidades, enquanto a FEC/UFF se utilizou da média).

Em sua explanação, a Consultoria leciona que a moda seria adequada se o Regulador tivesse como objetivo o acerto preciso do montante despachado, mas

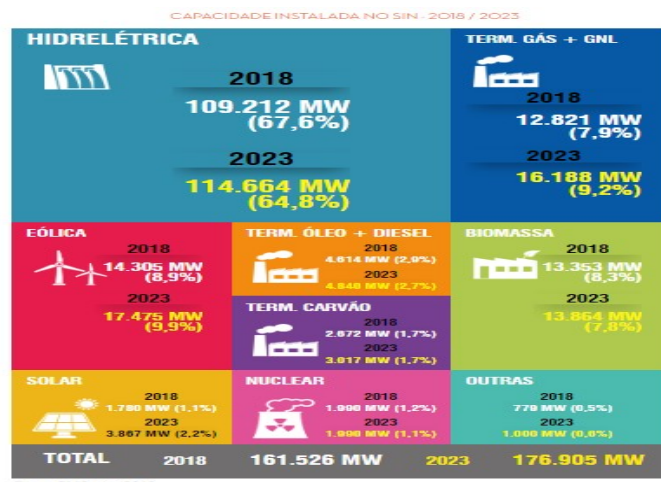
a própria escolha do percentil 25 exporia os consumidores a um risco maior do que aquele atribuível à Delegatária. Já a média traduz o volume esperado, pois é a função que permite a minimização dos erros de previsão, por aproximá-los dos valores observados, uma medida mais equilibrada para consumidores e Delegatária.

O Grupo de trabalho entende que as previsões de demanda do Relatório 4 revisado, da UFF, são as que têm mais possibilidade de acontecer, exceto quanto à demanda do setor Termelétrico, ao qual nos remeteremos aos valores dispostos no Relatório 2, patamar superior. As razões para estas escolhas estão abaixo, nos itens específicos;

As análises efetuadas por todos aqueles que, durante o transcurso da Revisão Quinquenal, contribuíram com estudos sobre este tema, foram, em sua totalidade, fundamentadas no panorama hídrico e nas séries estatísticas, que apontam para o diagnóstico de menor risco hídrico. Quanto a este aspecto, não há melhor metodologia que a apresentada tanto pela PSR quanto pela UFF.

Mas o Grupo de Trabalho gostaria de olhar o tema com outra visão. O Brasil, a partir de 2015, viveu a pior recessão de sua história, com o PIB (Produto Interno Bruto) despencando em redução próxima de 10,0% no período, onde a capacidade instalada ociosa das empresas aumentou consideravelmente. Sendo assim, uma retomada de crescimento pode se dar muito rapidamente, em face de não ser necessário aumentar o parque produtivo já instalado. Deste modo, como entendemos que a probabilidade de haver quadro similar ao que passamos neste último ciclo quinquenal pode ser desconsiderada, mesmo com a perspectiva de crescimento mediano/residual da economia para o próximo ciclo quinquenal, entendemos que o cenário apresentado pela UFF no relatório 2, na denominação 'cenário superior', é o mais provável de acontecer.

Outro aspecto a se observar é a projeção da ONS para o período, onde sinaliza o acréscimo de carga do sistema até 2023, conforme abaixo:

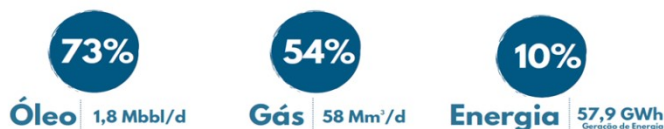


Outro ponto a ser destacado é a postura do Governo do Estado do Rio de Janeiro, que está determinado a desenvolver políticas de atração de investimento

no seguimento de GN para geração térmica de eletricidade, com o intuito de manter sua posição de destaque no atual cenário nacional, como pode ser apreciado pelos slides apresentados no XI Congresso da ABAR, a seguir:

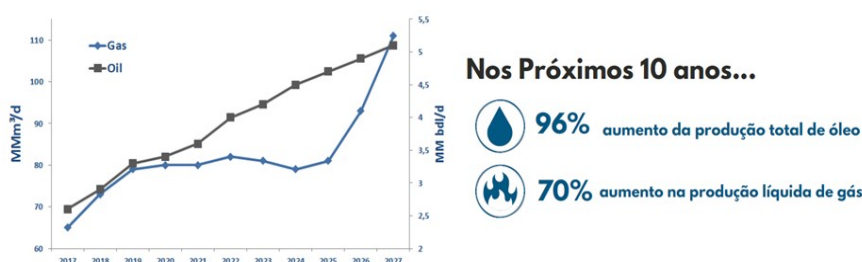
## Rio Capital da Energia

### PARTICIPAÇÃO NACIONAL



\*Brasil: 9º Maior Produtor de Petróleo do Mundo  
Rio de Janeiro: 13º  
Rio de Janeiro exporta 33% da energia gerada no estado para o resto do país

## Projeção da Produção Nacional de O&G



Há uma grande expectativa quanto à expansão do setor de O&G ao longo da próxima década.

Para que este potencial se realize, será necessário dar destinação econômica ao gás associado ao óleo.

Fonte Slide apresentado por Marise Grinstein no XI Congresso de Regulação

## 16.2. Térmicas CL, AP e AI

O quinquênio 2013-2017 foi marcado por um forte despacho termelétrico, notadamente registrado até 2015. Diante desse cenário pregresso, a Consultoria parte da situação projetada pela CCEE para a Concessionária, admitindo-a plausível para vigorar até 2019. Daí em diante foram elaborados 03 (três) cenários para os demais anos do quinquênio (2020-2022): o primeiro (dito superior) considera a manutenção da situação de despacho projetada para 2018-2019; o segundo (dito intermediário) estabelece uma projeção de convergência para a média de longo prazo; o terceiro (dito inferior) é a proposta pura e simples da CEG. Destaque-se que esta foi modificada, desta vez lastreada em estudo da Consultoria PSR, por sua vez fundamentado na matriz de despacho das centrais e dados do Operador Nacional do Sistema - ONS.

A FEC/UFF destaca a grande incerteza que encerra as projeções para um quinquênio, notadamente por serem as termelétricas consideradas, ainda, uma fonte suplementar a ser acionada de acordo com o regime hidrológico brasileiro, muito instável. Propõe algumas considerações de modo geral, sendo

particularmente sensível à adoção de medidas revisionais extraordinárias para compensar eventuais estimativas superiores ou inferiores demais, o que poderia ocasionar prejuízos ou benefícios significativos, respectivamente.

Tais argumentos e razões é que levam o GT ao entendimento de que o cenário mais plausível para ocorrer no próximo ciclo é o Superior para as termelétricas;

### **16.3. Residencial**

Outro segmento em que as dinâmicas dos estudos da FEC/UFF e da CEG apresentam convergência. Destaque-se a tendência, observada por ambas, de que há uma evidente mudança no padrão de consumo do cliente residencial, não havendo qualquer sinal de que possa haver uma reversão significativa, bem como o trabalho comparativo feito com os combustíveis concorrentes, notadamente o GLP. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

### **16.4. Comercial**

O segmento Comercial foi um em que o resultado final proposto pela FEC/UFF teve melhor convergência de resultado final com a proposta da CEG. É um setor que apresenta grande sazonalidade dentro de cada exercício, com ligeiros registros de retração, mas com projeção de retomada gradual de demanda. A pouca divergência se deu no caminho do crescimento, com a Consultoria apresentando projeção mais conservadora do que a Concessionária. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

### **16.5. Climatização**

Não se verifica uma tendência de expansão no segmento, ainda que as projeções da Concessionária tenham sido bem inferiores àquelas da Consultoria. Aparentemente, mantém-se a falta de competitividade do gás natural frente à energia elétrica para este mercado. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

### **16.6. Cogeração**

A Concessionária projeta um crescimento constante ao longo do ciclo, em valores menores do que os projetados pela Consultoria. Observe-se que esta infere um pico de demanda em 2020, ponto culminante de um mini ciclo de expansão, com redução em sequência. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

### **16.7. Geração Distribuída**

A Concessionária faz sua projeção para o segmento. A Consultoria projeta uma pequena demanda de 2018 a 2020, com acentuado incremento a partir de 2021. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

## **16.8. GNV**

Neste segmento, a Concessionária aponta uma estabilização das vendas, considerando que a explosão da demanda se deu a partir de 2015, com o fim da política de preços administrados dos derivados do petróleo. A Consultoria entende que fatores recentes, com forte impacto na economia, permitem antever um crescimento constante. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

## **16.9. Industrial**

A Consultoria comentou sobre a queda no consumo do segmento industrial, na esteira da retração do setor no âmbito do Estado do Rio de Janeiro. Avalia, entretanto, que as perspectivas indicam uma reversão do quadro, ainda que não justifique uma projeção nos moldes daquela da III Revisão Quinquenal, entendimento contrário ao que havia sido exposto pela Concessionária. Este GT endossa a perspectiva de relativa estabilidade na demanda;

## **16.10. Vidreiras**

A Concessionária entende ser necessária uma projeção com totalizações oscilantes. A Consultoria entende que o segmento vai apresentar decréscimo de demanda ao longo do período. O GT endossa as projeções da FEC/UFF;

## **16.11. Petroquímico**

Na projeção da proposta, a demanda do setor dos mercados industrial/petroquímico é realizada cliente a cliente, com base nas demandas particulares verificadas no quinquênio anterior. Entretanto, dentro do cenário de desindustrialização verificado, a concessionária projetou ausência total de clientes em todo o quinquênio presente. A posição é acatada pela FEC/UFF. Assim, temos uma projeção de ausência de consumo para o período;

## **16.12. GLP**

Tanto a Concessionária quanto a Consultoria entendem que há uma curva decrescente de demanda para o segmento, que apresenta uma demanda caminhando para o residual. Entretanto, divergem nos montantes, maiores para a FEC/UFF, cujas projeções são endossadas por este GT;

## **16.13. Cenário proposto**

Por todo o exposto, filiamo-nos aos cálculos efetuados pela FEC/UFF, na revisão do Relatório 4, consolidados no quadro abaixo:

Mil R\$/ano	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	110.732	110.039	109.255	108.382	107.414
Residencial MCMV	3.980	4.768	5.524	6.245	6.933
Comercial	51.806	5.271	53.596	54.478	55.354
Climatização	6.633	6.622	6.576	6.506	6.489
Cogeração	96.770	98.174	99.832	98.757	98.442
Geração Distribuída	866	922	1.325	3.199	3.930
GNV	911.664	922.656	936.101	952.595	972.893
GNV Transporte Público	0	0	0	0	0
Industrial	347.572	346.819	345.791	346.256	346.575
Vidreiras	80.030	79.911	79.696	79.342	79.276
Petroquímico	0	0	0	0	0
Térmicas	0	0	0	0	0
ATR	0	0	0	0	0
GLP Residencial	1.157	1.143	1.127	1.111	1.093
GLP Industrial	0	0	0	0	0
<b>Subtotal</b>	<b>1.611.209</b>	<b>1.576.324</b>	<b>1.638.824</b>	<b>1.656.870</b>	<b>1.678.399</b>
Térmicas CP/AI/AP	2.551.088	1.549.360	1.105.698	892.894	988.194
Industrial CP/AI/AP	0	0	0	0	0
Petroquímico CP/AI/AP	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>4.162.297</b>	<b>3.125.685</b>	<b>2.744.521</b>	<b>2.549.764</b>	<b>2.666.594</b>



## 17. ANÁLISE FINANCEIRA DOS INVESTIMENTOS - CAPEX

O peso específico dos investimentos na consolidação da equação de reequilíbrio econômico-financeiro da Concessão é considerável e bastante conhecido, se constituindo em elemento de elevado impacto em quaisquer estudos que se façam sobre o tema.

Tecnicamente, podemos inferir que a política de investimentos descrita nos eventos revisionais vai ser o sinalizador das atividades desenhadas para o futuro próximo, quando devidamente aprovada. Deve-se observar, igualmente, o peso das compensações, trazidas aos trabalhos por ocasião da III Revisão Quinquenal, cujos fundamentos foram aprovados pelo colegiado, por significarem reparação devida aos clientes, devidamente tratado no item 13., acima.

Passamos, então, à análise prospectiva da proposta de investimentos para o próximo quinquênio, com a projeção dos investimentos para o V Ciclo Contratual.

A exemplo dos ciclos revisionais anteriores, o Plano de Investimentos elaborado pela Concessionária está subdividido nas modalidades de singulares, fixos e variáveis.

No primeiro, são descritos os principais projetos, tais como a construção de gasodutos e grandes obras de infraestrutura. Especificamente no presente estudo, são listados 04 (quatro) projetos:

- > reforço Santa Cruz (atendimento do Distrito Industrial do mesmo bairro);
- > reforço AMBEV (atendimento ao projeto de expansão deste cliente);
- > estação de compressão para o projeto de GNC da CEG;
- > e o desenvolvimento de rede para possibilitar a utilização de biometano;

Já os investimentos fixos são aqueles que, de forma direta, não induzem aumento de demanda e nem possuem relação de dependência com as altas e baixas dos clientes. Tais investimentos são necessários para o gerenciamento da rede de distribuição, visando à melhoria contínua da sua operação e manutenção para aumento dos níveis de segurança. São exemplos de investimentos fixos a substituição de ativos obsoletos e a modernização dos sistemas informáticos e de gerenciamento da rede de distribuição.

Nesse subitem destacam-se:

- > Renovação de Rede MP / BP, que corresponde à substituição de rede de material obsoleto;
- > Renovação de Ramais: corresponde à substituição de ramais associados às redes obsoletas renovadas;
- > Sistemas Informáticos: Desenvolvimento de projetos, soluções e manutenções evolutivas para as diversas direções da empresa através do suporte tecnológico às ações e adequações dos seus respectivos processos de negócio, assim como a viabilização do cumprimento de novas obrigações jurídicas, fiscais e regulatórias. Inclui a aquisição de licenças de software microinformático, a aquisição de hardware (infraestrutura central do CPD, microinformática, equipamentos de telecomunicações, redes de dados e segurança da informação), a renovação de hardware obsoleto (plano cíclico e recorrente de renovação da infraestrutura central do CPD, microinformática e equipamentos de telecomunicações, redes de dados e segurança da informação);

> Veículos e Outros: necessário para substituir equipamentos depreciados e garantir a capacidade máxima de prestação de serviços de manutenção, construção e atendimento a clientes. Dessa forma, serão necessários investimentos em veículos, mobiliários, equipamentos e adequações físicas, incluindo novos mobiliários nos escritórios;

Já os investimentos variáveis são aqueles que, de forma direta, induzem aumento de demanda e possuem relação de dependência com as altas e baixas dos clientes. São necessários para permitir a captação dos novos clientes. São aqueles englobados nos planos de expansão comercial, vinculados às mesmas rubricas dos investimentos fixos.

Considerando-se a decisão do Colegiado de impor condicionantes à execução dos investimentos nos exercícios de 2018 e 2019, adotamos os montantes consolidados no quadro abaixo, com uma única modificação, a adoção dos valores reais dos exercícios de 2018 e 2019, levados à data base dezembro de 2016. Para os demais exercícios, e considerando-se a prudência de considerar um quadro mais conservador, optamos pela manutenção dos dados projetados pela própria CEG:

PROPOSTA GT						
CEG: INVESTIMENTOS PROJETADOS PARA O 5º QUINQUÊNIO						
(Valores em mil R\$ - dez/2016)						
	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL 5Q
<b>TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>136.169,17</b>	<b>129.529,31</b>	<b>174.685,33</b>	<b>162.730,03</b>	<b>155.251,63</b>	<b>758.365,47</b>
<b>Redes</b>	<b>69.500,05</b>	<b>65.475,55</b>	<b>96.466,60</b>	<b>83.301,76</b>	<b>83.166,46</b>	<b>397.910,42</b>
Novas Redes AP	2.574,63	3.145,51	11.527,47	827,18	2.621,14	20.695,92
Novas Redes MP/BP	23.929,67	18.462,17	31.081,52	32.956,05	32.609,12	139.038,52
Renovação Redes MP/BP	40.854,73	41.235,81	52.990,17	48.628,03	47.110,50	230.819,23
Outros	2.141,04	2.632,06	867,45	890,51	825,69	7.356,75
<b>Ramais</b>	<b>13.120,41</b>	<b>11.042,52</b>	<b>22.880,25</b>	<b>23.690,05</b>	<b>24.362,94</b>	<b>95.096,17</b>
Novos Ramais	10.478,58	8.067,91	18.886,02	19.695,81	20.368,71	77.497,02
Renovação de Ramais	2.641,83	2.974,61	3.919,40	3.919,40	3.919,40	17.374,65
Outros - Ramais	0,00	0,00	74,83	74,83	74,83	224,49
<b>Construção de ERMs</b>	<b>1.825,51</b>	<b>2.455,05</b>	<b>4.672,69</b>	<b>6.555,25</b>	<b>1.959,61</b>	<b>17.468,11</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>14.277,56</b>	<b>11.173,47</b>	<b>15.439,21</b>	<b>14.409,08</b>	<b>9.664,46</b>	<b>64.963,77</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>37.445,65</b>	<b>39.382,72</b>	<b>35.226,58</b>	<b>34.773,89</b>	<b>36.098,16</b>	<b>182.927,01</b>
Aquisição de Medidores	25.496,66	25.633,70	22.844,23	23.484,28	23.869,67	121.328,54
Instalações Comunitárias	5.533,38	2.821,10	9.798,80	10.045,78	10.300,23	38.499,28
Terrenos e Edifícios	117,00	0,00	1.107,67	393,44	431,15	2.049,26
Máquinas e Equipamentos	2.514,50	8.251,24	460,15	313,18	613,13	12.152,20
Equipamentos Processo Informatização	1.670,94	824,12	552,35	375,96	735,97	4.159,34
Veículos	0,00	0,00	177,90	58,21	54,79	290,90
Outros	2.113,18	1.852,57	285,48	103,04	93,23	4.447,49
<b>TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>7.879,88</b>	<b>14.620,90</b>	<b>10.099,34</b>	<b>10.011,86</b>	<b>10.119,99</b>	<b>52.731,96</b>
<b>TOTAL INVESTIMENTOS</b>	<b>144.049,05</b>	<b>144.150,21</b>	<b>184.784,67</b>	<b>172.741,88</b>	<b>165.371,62</b>	<b>811.097,43</b>

As metas financeiras segregadas por município e por tipo de investimento estão consolidadas nos quadros abaixo, no total de R\$ 811.097.434,00:

2018		Redes				Ramais			Construção de ERM'm	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Materiais
Município (RS)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação	Outros	Aquisição de Medidores			Instalações Comunitária	Outros		
CEG - Belfôrd Roxo	17	258.522	0	0	846	0	0	0	0	486.503	182.474	0	0	
CEG - Duque de Caxias	94.234	473.780	2.200.915	0	70.588	0	0	195.082	0	763.601	79.542	0	0	
CEG - Guapimirim	0	0	0	0	1.646	0	0	0	0	93	0	0	0	
CEG - Itaboraí	0	95.491	0	0	73.530	0	0	0	0	80.818	87	0	0	
CEG - Itaguaí	0	0	0	0	123	0	0	0	0	9.549	92	0	0	
CEG - Japeri	0	1.067.004	0	0	35.762	0	0	304.444	0	34.863	0	0	0	
CEG - Magé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Mangaratiba	0	589	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Maricá	0	1.407.641	0	0	0	0	0	813.431	0	14.031	0	0	0	
CEG - Mesquita	0	72.436	0	0	72.267	0	0	0	0	4.643	109	0	0	
CEG - Nilópolis	0	1.253	0	0	0	0	0	0	0	12.551	4.731	0	0	
CEG - Niterói	0	849.346	0	0	541.620	0	0	0	8.867	3.006.832	1.169.722	0	0	
CEG - Nova Iguaçu	0	2.830.355	622.488	0	386.400	0	0	124.717	0	981.471	324.653	0	0	
CEG - Paracambi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Queimados	0	1.756.439	0	1.442.990	44.843	0	0	3.418	0	104.854	182.614	0	0	
CEG - Rio de Janeiro	3.643.557	16.299.286	34.260.906	1.113.311	8.869.137	2.641.832	0	384.416	14.268.688	19.530.607	3.489.409	6.415.610	7.879.875	
CEG - São Gonçalo	0	829.237	0	0	360.358	0	0	0	0	431.992	99.946	0	0	
CEG - São João de Meriti	0	180.258	0	0	21.457	0	0	0	0	34.251	0	0	0	
CEG - Seropédica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - VÁRIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Totais	3.737.808	26.121.637	37.084.309	2.556.301	10.478.577	2.641.832	0	1.825.509	14.277.555	25.496.658	5.533.378	6.415.610	7.879.875	
Total do Exercício	144.049.049													

2019		Redes				Ramais			Construção de ERM'm	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Materiais
Município (RS)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação	Outros	Aquisição de Medidores			Instalações Comunitária	Outros		
CEG - Belfôrd Roxo	61.127	168.913	2.542	0	17.524	0	0	152.741	8.175	82.258	4.594	0	369.594	
CEG - Duque de Caxias	182.930	1.203.976	688.961	0	110.187	0	0	345.450	9.966	268.876	121.022	0	0	
CEG - Guapimirim	0	4.884	375	0	6.115	0	0	2.989	18.440	0	6.196	0	0	
CEG - Itaboraí	0	-2.790	18.005	11.076	5.492	0	0	5.901	57.381	113.063	33.119	0	0	
CEG - Itaguaí	0	23.181	2.659	0	6.229	0	0	3.552	11.478	26.582	2.169	0	0	
CEG - Japeri	0	83.574	4.130	16.883	6.699	0	0	53.379	9.933	11.610	17.342	0	0	
CEG - Magé	0	6.258	1.544	0	4.787	0	0	3.131	7.814	0	1.740	0	0	
CEG - Mangaratiba	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Maricá	0	20.826	1.373	0	5.352	0	0	21.814	6.822	14.123	6.636	0	0	
CEG - Mesquita	0	17.809	3.352	0	3.502	0	0	16.268	11.127	30.293	57.552	0	0	
CEG - Nilópolis	0	23.254	3.570	0	6.729	0	0	6.342	8.610	17.271	1.224	0	0	
CEG - Niterói	0	162.038	267.369	0	114.254	0	0	179.938	88.096	846.148	300.275	0	0	
CEG - Nova Iguaçu	0	154.863	113.378	0	13.598	0	0	3.349	11.947	399.837	224.337	0	0	
CEG - Paracambi	0	12.924	772	0	4.218	0	0	16.101	16.533	0	2.185	0	0	
CEG - Queimados	0	4.191	658	572.761	10.505	0	0	8.835	11.690	57.252	5.655	0	0	
CEG - Rio de Janeiro	2.878.520	16.329.909	40.077.225	2.031.339	7.657.381	2.974.610	0	1.459.636	10.757.666	23.403.888	1.771.363	10.927.926	14.251.304	
CEG - São Gonçalo	22.929	224.884	47.945	0	70.968	0	0	172.274	113.297	342.815	220.635	0	0	
CEG - São João de Meriti	0	13.305	1.144	0	11.666	0	0	2.196	14.916	19.683	39.029	0	0	
CEG - Seropédica	0	10.168	812	0	12.703	0	0	6.153	9.577	0	6.026	0	0	
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - VÁRIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Totais	3.145.507	18.462.167	41.235.813	2.632.058	8.067.910	2.974.610	0	2.455.051	11.173.467	25.633.699	2.821.100	10.927.926	14.620.898	
Total do Exercício	144.150.207													

2020		Redes				Ramais			Construção de ERM'm	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Materiais
Município (RS)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação	Outros	Aquisição de Medidores			Instalações Comunitária	Outros		
CEG - Belfôrd Roxo	0	818.584	0	0	442.397	0	0	0	0	346.266	555.255	0	0	
CEG - Duque de Caxias	217.105	1.227.783	0	0	817.056	0	0	2.901.979	285.555	526.937	918.101	0	0	
CEG - Guapimirim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Itaboraí	0	334.358	0	0	301.289	0	0	0	0	174.623	73.131	0	0	
CEG - Itaguaí	0	51.896	0	0	61.649	0	0	0	0	26.099	5.987	0	0	
CEG - Japeri	0	0	0	0	0	0	0	0	3.132.267	0	0	0	0	
CEG - Magé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Mangaratiba	0	31.588	0	0	37.454	0	0	0	0	3.580	0	0	0	
CEG - Maricá	0	67.125	0	0	79.591	0	0	0	0	7.607	0	0	0	
CEG - Mesquita	0	42.346	0	0	66.411	0	0	0	0	24.413	17.525	0	0	
CEG - Nilópolis	0	439.965	0	0	174.948	0	0	45.000	0	68.878	86.076	0	0	
CEG - Niterói	0	6.368.844	0	0	1.445.104	0	0	0	0	1.626.142	622.987	0	0	
CEG - Nova Iguaçu	0	2.352.847	0	0	278.376	0	0	0	0	249.756	205.240	0	0	
CEG - Paracambi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Queimados	0	648.120	0	0	336.142	0	0	0	0	258.600	349.425	0	0	
CEG - Rio de Janeiro	1.956.167	15.486.736	39.818.688	0	13.411.224	3.919.404	0	461.128	0	17.896.201	5.978.770	2.536.243	10.099.341	
CEG - São Gonçalo	0	1.110.133	0	0	879.895	0	0	0	0	812.441	437.327	0	0	
CEG - São João de Meriti	0	1.692.057	0	0	464.481	0	0	0	0	209.000	548.976	0	0	
CEG - Seropédica	9.157.827	0	0	0	90.000	0	0	90.000	0	0	0	10.412	0	
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - VÁRIOS	196.366	409.137	13.171.479	0	0	0	74.830	1.174.581	12.021.391	613.683	0	904.348	0	
Totais	11.527.465	31.081.520	52.990.166	0	18.886.016	3.919.404	74.830	4.672.689	15.439.212	22.844.225	9.798.800	3.451.003	10.099.341	
Total do Exercício	184.784.673													

2021		Redes				Ramais			Construção de ERM'm	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Materiais
Município (RS)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação	Outros	Aquisição de Medidores			Instalações Comunitária	Outros		
CEG - Belfôrd Roxo	0	839.465	0	0	454.005	0	0	0	0	355.246	568.894	0	0	
CEG - Duque de Caxias	341.002	2.497.245	0	0	774.508	0	0	5.145.742	0	549.644	938.251	0	0	
CEG - Guapimirim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Itaboraí	0	350.215	0	0	320.710	0	0	0	0	181.364	75.568	0	0	
CEG - Itaguaí	0	52.880	0	0	62.259	0	0	0	0	26.932	6.175	0	0	
CEG - Japeri	0	0	0	0	0	0	0	0	1.853.213	0	0	0	0	
CEG - Magé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Mangaratiba	0	31.588	0	0	37.454	0	0	0	0	3.580	0	0	0	
CEG - Maricá	0	71.074	0	0	84.273	0	0	0	0	8.055	0	0	0	
CEG - Mesquita	0	42.802	0	0	66.991	0	0	0	0	25.120	17.828	0	0	
CEG - Nilópolis	0	149.258	0	0	152.617	0	0	0	0	65.596	87.621	0	0	
CEG - Niterói	0	5.966.814	0	0	1.510.789	0	0	0	0	1.681.367	639.670	0	0	
CEG - Nova Iguaçu	170.501	2.407.262	0	0	345.682	0	0	90.000	0	241.400	209.810	0	0	
CEG - Paracambi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - Queimados	0	665.240	0	0	345.109	0	0	0	0	265.935	357.692	0	0	
CEG - Rio de Janeiro	113.667	15.839.758	40.128.422	0	14.008.604	3.919.404	0	0	0	18.328.183	6.132.790	1.413.555	10.011.857	
CEG - São Gonçalo	0	2.624.950	0	0	1.060.709	0	0	90.000	0	853.570	449.674	0	0	
CEG - São João de Meriti	0	998.791	0	0	472.102	0	0	0	0	213.424	561.807	0	0	
CEG - Seropédica	0	0	0	0	0	0	0	0	126.455	0	0	0	0	
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CEG - VÁRIOS	202.008	418.704	8.499.605	0	0	0	74.830	1.229.507	12.429.411	684.866	0	720.790	0	
Totais	827.179	32.956.045	48.628.027	0	19.695.811	3.919.404	74.830	6.555.250	14.409.078	23.484.280	10.045.779	2.134.345	10.011.857	
Total do Exercício	172.741.884													

2022	Redes				Ramais			Construção de ERM/m	Instalações Auxiliares de Rede	Outros Investimentos			Materiais
	Município (RS)	AP / GNC	MP / BP	Renovação	Outros	Novos Ramais	Renovação			Outros	Aquisição de Medidores	Instalações Comunitária	
CEG - Belford Roxo	0	860.910	0	0	465.368	0	0	0	0	365.073	582.209	0	0
CEG - Duque de Caxias	717.070	1.715.058	0	0	761.860	0	0	0	0	553.524	960.585	0	0
CEG - Guapimirim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Itaboraí	0	359.264	0	0	326.085	0	0	0	0	186.955	78.005	0	0
CEG - Itaguaí	0	53.863	0	0	62.869	0	0	0	0	27.514	6.362	0	0
CEG - Japen	0	0	0	0	0	0	0	0	435.950	0	0	0	0
CEG - Magé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Mangaratiba	0	35.537	0	0	42.136	0	0	0	0	4.028	0	0	0
CEG - Maricá	0	75.023	0	0	88.954	0	0	0	0	8.502	0	0	0
CEG - Mesquita	0	45.983	0	0	72.832	0	0	0	0	26.094	18.432	0	0
CEG - Nilópolis	0	152.533	0	0	154.771	0	0	0	0	67.167	90.107	0	0
CEG - Niterói	0	3.746.462	0	0	1.558.647	0	0	0	0	1.732.879	656.842	0	0
CEG - Nova Iguaçu	227.335	387.490	0	0	341.616	0	0	90.000	0	248.372	214.925	0	0
CEG - Paracambi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - Queimados	0	683.835	0	0	354.991	0	0	0	0	274.141	366.241	0	0
CEG - Rio de Janeiro	1.488.314	16.365.919	39.382.547	0	14.631.721	3.919.404	0	406.422	0	18.778.724	6.288.888	1.775.882	10.119.987
CEG - São Gonçalo	0	6.972.474	0	0	1.031.693	0	0	225.000	0	869.172	461.417	0	0
CEG - São João de Meriti	0	795.862	0	0	475.166	0	0	0	0	214.079	576.217	0	0
CEG - Seropédica	0	0	0	0	0	0	0	0	697.520	0	0	0	0
CEG - Tanguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEG - VÁRIOS	188.422	358.910	7.727.954	0	0	0	74.830	1.238.186	8.530.992	513.449	0	978.074	0
Totais	2.621.141	32.609.122	47.110.501	0	20.368.709	3.919.404	74.830	1.959.608	9.664.462	23.869.673	10.300.228	2.753.956	10.119.987
Total do Exercício	165.371.621												

## **18. FATURAMENTO**

Este item representa o somatório de um conjunto de parâmetros tais como: despacho de termelétricas, conjuntura econômica, nível de investimento, taxa de remuneração de investimento, políticas públicas do Poder Concedente, efetividade administrativa do Concessionário, atratividade econômica representada pelo preço do gás natural em relação às demais fontes alternativas de energia, dentre outras. Desta maneira, o Grupo de Trabalho optou em tirar uma fotografia do momento presente que serve como indicador e elemento de reflexão na definição dos diversos parâmetros contidos neste relatório.

A partir dos dados do demonstrativo de resultado do 2º semestre publicado pela CEG na internet, levados à base de dez 2016, retirando-se os impostos e o custo do gás, mas acrescentando a correção pelo IGP-M, além da comparação com os dados que a UFF compilou, identificamos que há uma superavaliação da receita em torno de 5,0 %, que provavelmente será aumentada no fim do ano em curso, em face de ser período de maior despacho termelétrico. Desta forma, o Grupo de Trabalho entende que a receita está superestimada, razão pela qual optamos pela base superior apresentada pela UFF, para o despacho termelétrico. O número da receita que o Grupo de Trabalho entende ser o mais provável será apresentado na planilha do cálculo da margem, na sequência deste relatório.

## 19. BASE DE ATIVOS REMUNERADOS

A Base de Ativos Remunerados foi objeto de processo e análise específicas, a cargo de Grupo de Trabalho regimentalmente estabelecido para tal fim, no âmbito do processo E-33/120.231/2006, além dos Órgãos Técnicos desta AGENERSA. Possui uma conceituação técnica relativamente pacificada, mas com nuances relacionadas às particularidades de cada concessão.

Uma das premissas estabelecidas para a elaboração do trabalho era definir quais tipos de ativos seriam considerados como reversíveis ao Poder Concedente, lacuna existente no contrato de concessão original, datado dos primórdios da regulação no Brasil. Outra premissa era definir claramente as diretrizes para classificação de quais tipos de ativos seriam considerados como operacionais, no momento de calcular a remuneração da Concessionária.

O Grupo de Trabalho sugeriu a adoção do entendimento macro de que o rol de todos os ativos físicos (ligados à atividade fim ou ligados à atividade meio) vinculados às Concessões da CEG e da CEG RIO deveriam ser entendidos como Bens Vinculados à Concessão e divididos em dois grupos: Bens Reversíveis e Bens Não Reversíveis. O GT traçou uma divisória entre reversível e não reversível e definiu:

**Bem Reversível é todo e qualquer ativo físico com emprego eminentemente operacional, cuja eliminação afetaria diretamente a atividade de distribuição gás; todo e qualquer ativo cuja subtração impediria o recebimento de gás por parte ou pela totalidade dos clientes da CEG ou da CEG RIO.**

A classificação alinhou-se harmoniosamente com importantes dispositivos legais, tais como a Lei Federal nº 8.987/95, o Edital de Venda PED/ERJ nº 02/97) e com as regras contábeis vigentes, protegendo **todos** os ativos/bens da Concessão, mesmo aqueles sobre os quais não exista a obrigatoriedade de reversão ao Poder Concedente.

A definição é objetiva. Os ativos ou bens efetivamente utilizados à prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado, considerados essenciais ou indispensáveis à distribuição de gás, são considerados reversíveis. Já os ativos ou bens utilizados em ações assessorias, como atividades de apoio, representação ou administrativas integram o grupo dos Bens Não Reversíveis, por não serem essenciais à prestação do serviço.

Já o trabalho da Consultoria da FEC/UFF focou em abordagens conceituais e pontuais, produzindo um quadro diverso daquele que habitualmente consta dos processos revisionais. Há de se destacar, também, o reordenamento dos investimentos, tomando por base os processos E-12/003.402/2017 (Reajuste ordinário 01/01/2018) e E-12/003.100238/2018 (Reajuste ordinário 01/01/2019), que também orienta este trabalho.

Destacamos quatro posicionamentos técnicos que adotamos:

- Consideraremos o "imobilizado até 4Q inicial" apontado pela FEC/UFF e a consequente "Depreciação do imobilizado inicial";
- Consideraremos o montante apontado pela FEC/UFF a título de "Reposição da Depreciação do Imobilizado 4Q";
- Consideraremos os investimentos de acordo com os valores disponíveis no quadro final do CAPEX, disposto no tópico 17.1., acima;

- Consideraremos a depreciação dos investimentos pelo mesmo padrão percentual apontado pela Concessionária, referendado pela FEC/UFF;

Traremos algumas considerações sobre o tema, objeto do processo específico, ainda neste tópico.

O novo quadro, fundamentado nos trabalhos desta Casa, fica como segue:

PROPOSTA GT						
CEG - Evolução da Base de Ativos (R\$ mil/Ano)						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Imobilizado até 4Q Inicial	3.199.380,00	3.118.150,00	2.951.072,57	2.784.206,76	2.617.526,02	2.453.179,73
Reposicao da Dep. Imobilizado 4Q	80.240,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Depreciação Imobilizado Inicial	161.470,00	167.077,43	166.865,81	166.680,74	164.346,29	162.633,22
Imobilizado até 4Q Final	3.118.150,00	2.951.072,57	2.784.206,76	2.617.526,02	2.453.179,73	2.290.546,51
Imobilizado 5Q Inicial	0,00	271.158,78	404.150,09	544.402,53	706.578,57	850.753,06
(+) Investimentos	275.754,69	144.049,05	157.161,95	184.784,67	172.741,88	165.371,62
(-) Depreciação Investimentos	4.595,91	11.057,73	16.909,51	22.608,62	28.567,40	34.202,63
Imobilizado 5Q Final	271.158,78	404.150,09	544.402,53	706.578,57	850.753,06	981.922,05
Imobilizado Total Inicial	3.199.380,00	3.389.308,78	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79
Imobilizado Total	3.389.308,78	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79	3.272.468,56
Diferido até 4Q Inicial	19.453,46	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização Dif Ini	16.689,42	2.764,04				
Diferido até 4Q Final	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferido Total Inicial	19.453,46	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferido Total Final	2.764,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Intangível Inicial	26.456,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização Intangível	26.456,63					
Intangível Final	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Intangível inicial 4ºQ (3º Aditivo Contratual)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Amortização dos gasodutos não obrigatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Depreciação intangível 4ºQ (3º Aditivo contratual)	0,00					
Intangível final 4ºQ (3º Aditivo contratual)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Base Remunerável Inicial	3.218.833,46	3.392.072,82	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79
Base Remunerável Final	3.392.072,82	3.355.222,67	3.328.609,29	3.324.104,60	3.303.932,79	3.272.468,56

## 19.1. Das pendências na apuração da Base de Ativos

Uma série de itens que consta da listagem de bens, remetida pela Concessionária após trabalho de Consultoria por ela contratada, levado a cabo pela Fundação Getúlio Vargas, está em uma espécie de *zona cinzenta*, não sendo objetiva sua classificação. Destacamos do trabalho do GT a necessidade de esclarecimentos sobre:

- No caso de edificações, os endereços das mesmas, bem como a identificação dos órgãos e instalações da Concessionária ocupantes das mesmas;
- Identificar quais as edificações e lojas próprias ou quais as alugadas;
- Localizar e identificar precisamente onde foram realizadas obras, reformas, adequações, estruturas, montagens, benfeitoras, cercas, urbanização, infraestrutura etc. registradas como ativos;
- Identificar precisamente as glebas registradas como ativos, fornecendo cópias das respectivas escrituras dos registros de imóveis;
- Fornecer cópias das averbações de direitos de passagem e direitos de uso registrados como ativos;
- Identificar indenizações pagas e os respectivos beneficiários;
- Identificar os ativos registrados como mão de obra;
- Identificar precisamente ativos registrados por siglas e abreviações, com alguns exemplos;
- Identificar onde se localizam as instalações elétricas registradas;

- j) Esclarecer o significado de captação e transformação;
- k) Esclarecer o significado de expansão de ramais;
- l) Esclarecer o significado de máquinas e equipamentos.

## **19.2. Do trabalho da Fundação Getúlio Vargas para a CEG**

Desta, cabe observar os seguintes tópicos:

- a) O contrato de Concessão, por ser antigo, não tratava em suas cláusulas das diretrizes de classificação de quais tipos de ativos seriam considerados como reversíveis ao Poder Concedente e quais tipos de ativos seriam considerados como operacionais, no momento de calcular a remuneração da Concessionária;
- b) A AGENERSA ainda não possui instrumento normativo sobre a matéria;
- c) Além de tópicos sobre as ações desta AGENERSA, ressalta que o Grupo de Trabalho, em sua conclusão do relatório, indica que a metodologia contábil para a base dos ativos da Companhia está diferente da metodologia regulatória empregada nas revisões quinquenais quanto à existência e ativos que podem ou não entrar na base de remuneração regulatória para efeitos de Revisão Tarifária, o que para a FGV é compreensível;
- d) Detalha, ainda, que um bem não vinculado deve ser remunerado nas revisões tarifárias quinquenais através de cálculo efetivo destes custos, ou seja, mesmo aqueles ativos que não sejam classificados como reversíveis, deverão ser considerados na base de remuneração regulatória para fins de revisão tarifária;
- e) Visualiza dois trabalhos distintos a serem realizados:
  - e1) Definição da correta classificação de quais tipos de ativos devem ser considerados como bens vinculados, o que deve estar regulamentado em aditivo contratual;
  - e2) Base de ativos regulatória, utilizada para cálculo da remuneração da concessionária, devendo a AGENERSA definir, no momento da composição da base de revisão tarifária, quais ativos devem ser considerados;Sugere, ainda, que a AGENERSA, a exemplo do que adota a ANEEL, faça uso do princípio de blindagem da Base de Ativos da CEG validada nas Revisões Quinquenais pretéritas pela própria agência;
- f) Entende que o Ativo Diferido não deve ser mais incluído, a partir do ciclo tarifário de 2013/2017, tendo em vista nova regulamentação, já que a conta contábil de diferido foi extinta pela Medida Provisória nº 449/2008, transformada na Lei Federal nº 11.941/2009, que determinou que os gastos diferidos passassem a ser contabilizados como custos operacionais (OPEX);
- g) Entende como inexequível a realização de uma auditoria em todas as movimentações executadas na base de ativos da CEG anteriores a dezembro de 2011, uma vez que qualquer alteração irá impactar nos resultados das revisões tarifárias anteriores já regulamentadas por esta Agência;
- h) No limite, a FGV sugere que sejam desenvolvidos estudos a partir da base de ativos da última revisão tarifária, no sentido de programar uma metodologia de determinação da base de ativo regulatório para o prazo restante da concessão;



### **19.3. Pronunciamento do Órgão Técnico da AGENERSA**

Efetuada pela Câmara de Política Econômica e Tarifária - CAPET, depois de concluídos os trabalhos do GT, consiste nas seguintes ponderações:

- a) De acordo com os estudos do Grupo de Trabalho relativo à portaria nº 294, a orientação da OCPC 05 esclarece que os bens vinculados à concessão são aqueles construídos ou adquiridos pelo concessionário e efetivamente utilizados na prestação de serviços públicos a qual se encontra no parágrafo 4º da cláusula 12 do contrato de concessão. Em consonância com a resolução CFC nº 1318/10, aprovada em 09/12/10, na qual aprova a CTG 05 - contratos de concessão, no item 40 (bens vinculados à concessão), a delegatária deverá lançar os bens não vinculados à concessão (não operacionais) no grupo de ativo imobilizado considerado as normas vigentes. A base de cálculo de remuneração do ativo, de acordo com a cláusula sétima do parágrafo 5º, item iii (depreciação dos ativos operacionais) do contrato de concessão, e 6º item A (a parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados na contabilidade da concessionária, ao final do quarto ano de cada quinquênio) se consideramos o ativo não operacional haverá um aumento do ativo, a qual favorecerá concessionária na revisão tarifária. Com a nova regra os ativos definidos como bens reversíveis (utilizados na prestação de serviços ou operacionais) devem ser registrados na conta ativo intangível e os bens não reversíveis (não utilizados diretamente na prestação de serviço ou administrativo devem ser registrados na conta de imobilizado;
- b) A equipe técnica da Fundação Getúlio Vargas sugere, e também esta câmara Técnica está de acordo, que os procedimentos do inventário dos bens reversíveis e não reversíveis sejam efetuadas de acordo com os aplicados pela ANEEL, pois segue o molde similar ao Grupo de Trabalho, a qual também opina que os trabalhos sejam executados por uma "auditoria técnica" obedecendo as normas explicitadas no item 1 (um) das conclusões (obs.: aqui, letra 'a');
- c) De acordo com os entendimentos do Grupo de Trabalho verificado no referido processo, em seu anexo, foi constatado na Base de remuneração enviada pela CEG, o valor total de R\$ 2.151.942.662,62, sendo R\$ 502.255.696,47 como bens não reversíveis, R\$ 1.645.607.917,98 como bens reversíveis e R\$ 4.079.048,17 a definir, sendo que os valores não operacionais devem ter impactado a tarifa do último ciclo revisional;
- d) Esta Câmara Técnica sugere que o alinhamento dos bens reversíveis e não reversíveis seja efetivado no próximo ciclo revisional;

## 20. TAXA DE REMUNERAÇÃO DE CAPITAL

Segundo Damodaran, “*Nas avaliações pelo fluxo de caixa descontado, as taxas de desconto devem refletir o grau de risco dos fluxos de caixa. Em especial (...) o custo do patrimônio deve incluir um prêmio pelo risco do patrimônio líquido*”.<sup>4</sup> A partir de tal premissa, fazemos a avaliação dos componentes da equação da taxa de remuneração de capital.

A premissa contratual indica a adoção da metodologia do CAPM, já descrita na Parte I do presente estudo, em seu tópico 2.4.. No caso em avaliação, os cálculos serão feitos já considerando a complementação metodológica de adaptação para países emergentes (country spread model). A fórmula básica é:

$$r_e = r_f + \beta (\text{prm}_g) + r_b$$

Onde:

- >  $r_e$  = custo do capital próprio;
- >  $r_f$  = taxa livre de risco;
- >  $\beta$  = Índice de sensibilidade;
- >  $\text{prm}_g$  = prêmio por risco de mercado;
- >  $r_b$  = risco Brasil;

A Consultoria debruçou-se sobre os dados da proposta da Concessionária, muitos dos quais considerou adequados, mas fez algumas restrições técnicas que, por sua vez, foram objeto de ponderações por parte da CEG. Optamos por seguir o caminho indicado pela Consultoria, como segue, destacando quando houver divergências entre as partes:

### 20.1. Taxa livre de risco - $r_f$

É um elemento sem diferenças conceituais e técnicas. A FEC/UFF considerou adequado o uso do Bônus do Tesouro Americano de 10 anos (*US 10y Treasury Constant Maturity*) como expressão de título de liquidez garantida e sem riscos expressivos aos investidores.

A despeito de a série histórica começar em 1962, o corte temporal é feito a partir de 1987, levando-se a leitura até 2016, um intervalo total de 30 anos. A média obtida é de 5,12 %.

### 20.2. Índice de sensibilidade - $\beta$

Aderimos ao prescrito no Contrato de Concessão, igualmente seguido pela Consultoria, desconsiderando o adicional proposto pela Delegatária, com base em estudo de sua contratada, por não vislumbrarmos razoabilidade e oportunidade para sua adoção. Acatado o valor de 0,537.

---

<sup>4</sup> Damodaran, Aswath, Avaliação de Empresas, 2ª Edição, Person – Capítulo 2.

### **20.3. Prêmio de Risco de Mercado - $pr_{m_g}$**

Para o Prêmio de Mercado, seguimos a Consultoria e acatamos o sugerido pela Concessionária, em sua proposta, no valor de 6,94%. Trazemos um extrato da descrição contida no relatório da FEC/UFF:

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

### **20.4 - Risco Brasil – $R_b$**

Para o Risco Brasil, a Consultoria, que partiu dos mesmos dados e princípios que a Concessionária, propôs a adoção de uma mediana da série histórica de 15 anos, de dezembro de 2001 a dezembro de 2016, contemplando um período de leitura menor do que o proposto pela CEG. A motivação, com a qual concordamos, é que o país está experimentando um ciclo de estabilidade, que deve ser refletido nos cálculos de risco. O percentual calculado pela FEC/UFF, que adotaremos, é da ordem de 2,44%;

### **20.5. Inflação americana**

Para a inflação americana, novamente a Consultoria se lastreou na metodologia trazida pela Concessionária, com uma janela de 10 anos (2007 a 2016) do Índice de Preços ao Consumidor daquele país referência (CPI – Consumer Price Index for All Urban Consumers), cujo resultado é 1,82%, que adotamos;

### **20.6. Quadro de indicadores**

As séries históricas estão no quadro de indicadores abaixo, com dados obtidos no site <https://www.macrotrends.net/2016/10-year-treasury-bond-rate-yield-chart>, que contém o fechamento médio anual dos T-Bonds 10Y, o registro da inflação americana, e as médias anuais das taxas mensais do EMBI+ Brasil:

Exercício	T-Bond 10Y	Inflação (CPI-U)	EMBI+	Exercício	T-Bond 10Y	Inflação (CPI-U)	EMBI+
1962	0,040	0,0120	-	1991	0,079	0,0430	-
1963	0,040	0,0120	-	1992	0,070	0,0300	-
1964	0,042	0,0130	-	1993	0,059	0,0300	-
1965	0,043	0,0160	-	1994	0,071	0,0260	-
1966	0,049	0,0300	-	1995	0,066	0,0280	11,18%
1967	0,051	0,0280	-	1996	0,064	0,0290	6,90%
1968	0,056	0,0430	-	1997	0,064	0,0230	4,45%
1969	0,067	0,0550	-	1998	0,053	0,0160	8,00%
1970	0,074	0,0580	-	1999	0,057	0,0220	10,34%
1971	0,062	0,0430	-	2000	0,060	0,0338	7,27%
1972	0,062	0,0330	-	2001	0,050	0,0283	8,92%
1973	0,069	0,0620	-	2002	0,046	0,0159	13,78%
1974	0,076	0,1100	-	2003	0,040	0,0227	8,33%
1975	0,080	0,0920	-	2004	0,043	0,0268	5,38%
1976	0,076	0,0580	-	2005	0,043	0,0339	3,97%
1977	0,074	0,0650	-	2006	0,048	0,0324	2,34%
1978	0,084	0,0760	-	2007	0,046	0,0285	1,80%
1979	0,094	0,1120	-	2008	0,037	0,0385	2,99%
1980	0,114	0,1360	-	2009	0,033	-0,0034	3,04%
1981	0,139	0,1040	-	2010	0,032	0,0164	2,01%
1982	0,130	0,0620	-	2011	0,028	0,0316	1,90%
1983	0,111	0,0320	-	2012	0,018	0,0207	1,83%
1984	0,125	0,0430	-	2013	0,024	0,0147	2,03%
1985	0,106	0,0360	-	2014	0,025	0,0162	2,30%
1986	0,077	0,0190	-	2015	0,021	0,0012	3,46%
1987	0,084	0,0370	-	2016	0,018	0,0126	3,82%
1988	0,089	0,0410	-	2017	0,023	0,0213	2,68%
1989	0,085	0,0480	-	2018	0,029	0,0244	2,72%
1990	0,086	0,0540	-	2019	0,021	0,0177	2,44%

## 20.7. Taxa final calculada

FEC/UFF	
> $r_f$ = taxa livre de risco;	5,12%
> $\beta$ = Índice de sensibilidade;	0,537
> $pr_m$ = prêmio por risco de mercado;	6,94%
> $r_b$ = risco Brasil;	2,44%
inflação americana	1,82%
Custo do Capital Próprio Real	9,43%

## 21. JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

A FEC/UFF calculou os juros sobre o capital próprio pelos dados dos demonstrativos da CEG, projetando valores padrão, aos quais nos fiamos, expressos no quadro abaixo:

Juros sobre Capital Próprio					
CEG					
Valores em R\$ mil					
Ano	2018	2019	2020	2021	2022
JSCP	100.661,00	113.046,00	126.379,00	126.379,00	126.379,00

## 22. METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DA MARGEM (m)

A metodologia aprovada para o cálculo da margem (m) é o Fluxo de Caixa Descontado (FCD), contratualmente estabelecido e aplicado desde a primeira revisão quinquenal.

O método do FCD tenciona determinar um fluxo de caixa adequado para a concessionária, com base em cenários alternativos para variáveis de receitas e despesas da mesma, sem esquecer as necessárias análises de sensibilidade sobre os parâmetros críticos. Cenários elaborados, o fluxo de caixa descontado será determinado a partir da adoção de um custo de oportunidade de capital, a taxa de retorno.

Este método trabalha com um olhar para o futuro (adaptação livre do termo “forward looking”), a partir de premissas e dados já conhecidos, a partir dos quais são realizadas projeções sobre a evolução de demanda, do mercado, dos investimentos e do potencial de eficiência na gestão dos custos da concessionária, com base nas melhores práticas da experiência local e internacional disponível.

O fluxo de caixa projetado da empresa possibilita determinar o nível de receita capaz de permitir sua operação com margem razoável sobre seus custos, investimentos, impostos, taxas, etc. Descontando tal fluxo a uma taxa igual ao custo de capital da empresa, lhe é assegurada uma rentabilidade sobre seus ativos e investimentos equivalente ao custo de oportunidade de seu capital.

Esse mecanismo constitui-se na definição de um preço-teto para a empresa, reajustado de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, menos um percentual equivalente a um fator de produtividade X, para um período prefixado de anos, e pode envolver, também, um fator Y de repasse de custos para os consumidores, como custos variáveis sobre os quais a empresa não tem controle. O preço teto segue a fórmula:  $RPI - X + Y$ .

O cálculo do X deve considerar a combinação de três aspectos relevantes:

- necessidade da concessionária de autofinanciar suas operações;
- dinâmica tecnológica do segmento industrial; e
- a defesa dos interesses dos consumidores, evitando-se a prática abusiva de preços e assegurando a apropriação de ganhos de produtividade;

Cabe ao regulador determinar o Fator X de forma que este parâmetro expresse o ganho de produtividade esperado para a empresa em um ambiente concorrencial. Se o fator X selecionado for muito baixo, os preços cobrados serão muito elevados em relação aos respectivos custos, causando perda de bem-estar social. Se, por outro lado, o fator X selecionado for muito alto, os preços cobrados serão baixos em relação aos custos, causando prejuízo econômico para a empresa regulada.

Por fim, o FCD permite quantificar a gestão econômica da Concessionária, durante todo o ciclo tarifário através do valor presente líquido (VPL) das receitas e despesas, calculado considerando as premissas a seguir:

- As projeções para o ciclo tarifário de custos operacionais (OPEX) e custos dos investimentos (CAPEX);

- O valor da Base de Remuneração de Ativos ao início do ciclo tarifário ( $BRA_i$ ) e seu valor ao fim do ciclo tarifário ( $BRA_f$ );
- O valor da Taxa de Remuneração (CAPM) sobre o capital investido no ciclo tarifário, determinado no processo de revisão tarifária quinzenal.

Ressalta-se que os parâmetros acima mencionados e que compõem o cálculo do FCD são determinados em termos reais.

Ressalte-se, também, que as apropriações de algumas partículas obedecem a pesos específicos, sendo representadas em 66% ou 34% dos valores projetados. Para a primeira grandeza, são apropriados os valores relativos a Margem Não Reposicionada, Custos e Despesas Operacionais e Receitas Correlatas. Para a segunda, temos a Depreciação e os Juros sobre o Capital Próprio.

Assim, o cálculo do “m” para o ciclo tarifário pode ser expresso pela fórmula paramétrica básica a seguir:

$$m = \frac{(BRA_i + 0,66 * OPEX - 0,66 * RC - 0,34 * DEP - 0,34 * JSCP + INVEST + RR + CD - CIR - DTR - BRA_f)}{(1 + (r_{capm}))} \cdot \frac{(0,66 * MNR)}{(1 + (r_{capm}))}$$

Onde:

$BRA_i$ : valor da base de remuneração de ativos inicial;

OPEX: valor do OPEX reconhecido para o ciclo tarifário;

RC: valor das receitas correlatas projetadas para o ciclo tarifário;

DEP: valor da depreciação referente à movimentação da Base de Remuneração de Ativos no ciclo tarifário;

JSCP: juros sobre capital próprio;

INVEST = Valor dos investimentos projetados para o ciclo tarifário;

RR = Recuperação da retroatividade do ciclo anterior;

CD = Compensações de Deliberações autorizadas;

$BRA_f$ : valor da base de remuneração de ativos ao final do ciclo tarifário;

MNR: Margem não Reposicionada

$r_{capm}$ : taxa de remuneração calculada para o ciclo tarifário.

CIR = Compensação dos investimentos não realizados

DTR = Devolução tarifa recebida por investimentos suprimidos III TA

Ressalte-se que o as particularidades do processo de revisão quinzenal obrigam a adaptações pontuais da fórmula, para incluir valores tratados em tópicos particulares dos trabalhos.

O valor de “m” é a solução da equação do FCD, o que permite definir a condição de equilíbrio econômico-financeiro associada à revisão tarifária. Essa condição assegurará à Concessionária que esta poderá ter um retorno sobre seus investimentos, igual ao valor determinado do custo de capital.

A equação do FCD permite estabelecer trajetórias regulatórias para a implementação gradual dos resultados da revisão tarifária nas tarifas a aplicar no ciclo seguinte. Isso pode ser realizado através da definição de combinações dos valores do parâmetro “m” e

do Fator X (produtividade), incorporando previamente este fator ao valor da receita requerida em cada ano em que é aplicado o reajuste tarifário. Os valores do “m” e do “X” são determinados de forma que seja cumprida a equação do FCD.

O método do FCD permite restabelecer de forma objetiva e transparente a condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, caso ela venha a ser alterada pelo descumprimento das metas físicas aprovado na Revisão Tarifária. Ressalta a Deloitte Consultores que a proposta apresentada pela CEG para a 3ª Revisão Tarifária Quinquenal, utiliza para o cálculo do “m” a metodologia do FCD, metodologia esta aprovada em deliberação AGENERSA mencionada anteriormente.



### 23. CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO DA MARGEM (m)

O índice de reposicionamento da margem obtido pelo Grupo de Trabalho, considerando as alterações no OPEX, CAPEX e Taxa de Remuneração, está consolidado no seguinte quadro:

CÁLCULO DE m						
Em R\$ milhões	Ano					Valor Presente
	2018	2019	2020	2021	2022	
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	662,08	564,83	649,00	650,80	653,59	2.442,32
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	268,38	219,56	213,68	218,53	223,50	886,49
III = 0,66*Receitas Correlatas	14,79	14,96	15,17	15,43	15,70	58,35
IV = 0,34*Depreciação	61,51	62,48	64,36	65,59	66,92	245,89
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	153,51
VI = Investimentos	144,05	144,15	184,78	172,74	165,37	618,87
VII = Recuperação da Retroatividade	25,18					
VIII = Compensação das Deliberações	3,65					
IX = Base Inicial de Ativos Regulatórios	3.392,07					
X = Base Final de Ativos Regulatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	3.272,47	2.085,42
XI = Compensação de Investimentos não realizados	95,06					86,87
XII = Devolução tarifa recebida p/invest suprimidos III TA	182,84					
$m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) + VP(VII) + VP(VIII) - VP(X) - VP(XI) - VP(XII)] / VP(I)$						
<b>m =</b>	0,8653194					
					Taxa de Remuneração:	9,43%

## 24. MARGEM REDESENHADA E REPOSICIONADA

O Contrato de Concessão inclui, entre os direitos e deveres da Concessionária, a propositura de um novo redesenho da estrutura tarifária, para análise nos trabalhos de revisão quinquenal. A CEG apresentou uma sugestão, que não recebeu críticas graves ou reparos pela Consultoria, mas que este GT não acata integralmente, por modificar a Deliberação 2056/2014<sup>5</sup>, que criou a diferenciação das tarifas dos setores industrial e vidreiro apenas pela aplicação do custo de gás, e não pela modificação da margem. A partir destes dados, combinados com a margem de reposicionamento por nós calculada, propomos o seguinte quadro:

Segmentos de Consumo	Faixas de Consumo (m³/mês)	Margem Unitária Vigente: Jan-Dez/16	Margem Unitária Redesenhada: Jan-Dez/16	Margem Unitária Resenhada Reposicionada: Jan-Dez/16	Margem Unitária Resenhada Reposicionada: Jan-Dez/20
		Sem Retroatividade R\$/m³	Sem Retroatividade R\$/m³	Sem Retroatividade R\$/m³	Sem Retroatividade R\$/m³
Residencial	0 - 7	2,9930	3,1196	2,6994	3,2688
	8 - 23	4,2077	4,3856	3,7949	4,5953
	24 - 83	5,3065	5,5308	4,7859	5,7953
	acima de 83	5,6548	5,8938	5,1001	6,1757
Residencial Social MCMV	0 - 7	1,4791	1,4791	1,2799	1,5498
	8 - 23	1,5905	1,5905	1,3763	1,6666
	24 - 83	5,3065	5,3065	4,5918	5,5602
	acima de 83	5,6548	5,6548	4,8932	5,9252
Comercial e Outros	0 - 200	2,8988	1,5943	1,3796	1,6706
	201 - 500	2,7863	1,5324	1,3260	1,6057
	501 - 2.000	2,6741	1,4707	1,2727	1,5411
	2001 - 20.000	2,5619	1,4090	1,2193	1,4764
	20.001 - 50.000	2,4495	1,3472	1,1658	1,4116
	acima de 50.000	2,3373	1,2855	1,1124	1,3470
Climatização	0 - 200	1,6654	1,6654	1,4411	1,7450
	201 - 5.000	0,7464	0,7464	0,6458	0,7821
	5.001 - 20.000	0,6016	0,6016	0,5206	0,6304
	20.001 - 70.000	0,4024	0,4024	0,3482	0,4217
	70.001 - 120.000	0,3244	0,3244	0,2807	0,3399
	120.001 - 300.000	0,2410	0,2410	0,2086	0,2525
	300.001 - 600.000	0,1424	0,1424	0,1232	0,1492
	600.001 - 1.500.000	0,1399	0,1399	0,1210	0,1466
	> 1.500.000	0,1326	0,1326	0,1147	0,1389
Cogeração	0 - 200	0,9278	0,9278	0,8028	0,9722
	201 - 5.000	0,8615	0,8615	0,7454	0,9027
	5.001 - 20.000	0,2916	0,2916	0,2523	0,3055
	20.001 - 70.000	0,1735	0,1735	0,1502	0,1818
	70.001 - 120.000	0,1874	0,1874	0,1622	0,1964
	120.001 - 300.000	0,1867	0,1867	0,1616	0,1956
	300.001 - 600.000	0,1859	0,1859	0,1609	0,1948
	600.001 - 1.500.000	0,1856	0,1856	0,1606	0,1944
	> 1.500.000	0,1246	0,1246	0,1078	0,1306
Geração Distribuída Emergencial	0 - 200	1,7309	1,7309	1,4978	1,8137
	201 - 5.000	0,7645	0,7645	0,6615	0,8011
	5.001 - 20.000	0,5878	0,5878	0,5086	0,6159
	20.001 - 70.000	0,3614	0,3614	0,3127	0,3787
	70.001 - 120.000	0,2721	0,2721	0,2355	0,2852
	120.001 - 300.000	0,2655	0,2655	0,2297	0,2782
	300.001 - 600.000	0,2374	0,2374	0,2055	0,2488
	600.001 - 1.500.000	0,2331	0,2331	0,2017	0,2443
> 1.500.000	0,2211	0,2211	0,1913	0,2317	
Geração Distribuída	0 - 200	1,7309			
	201 - 5.000	0,7645			
	5.001 - 20.000	0,5878			
	20.001 - 70.000	0,3614			
	70.001 - 120.000	0,2721			
	120.001 - 300.000	0,2655			
	300.001 - 600.000	0,2374			
	600.001 - 1.500.000	0,2331			
> 1.500.000	0,2211				
Geração Distribuída	faixa única		0,2100	0,1817	0,2200
GNV	faixa única	0,1838	0,2100	0,1817	0,2200
GNV Transporte Público	faixa única	0,1838	0,2100	0,1817	0,2200
Industrial	0 - 200	0,9940	0,8909	0,7709	0,9335
	201 - 2000	0,9278	0,8314	0,7194	0,8712
	2001 - 10000	0,8879	0,7958	0,6887	0,8339
	10001 - 50000	0,6707	0,5497	0,4756	0,5760
	50001 - 100000	0,5406	0,4432	0,3835	0,4644
	100001 - 300000	0,4017	0,3294	0,2850	0,3451
	300001 - 600000	0,2374	0,1946	0,1684	0,2039
	600001 - 1500000	0,2331	0,1909	0,1651	0,2000
	1500001 - 3000000	0,2210	0,1810	0,1566	0,1896
	> 3000000	0,1803	0,1480	0,1280	0,1550

<sup>5</sup> Art. 1º - Aprovar a criação e aplicação da nova estrutura de custo de gás, incluindo as categorias “Custo de gás Industrial” e “Custo de gás Vidreiro”;

Vidreiras	0 - 200		0,9940		0,8909		0,7709		0,9335
	201 - 2000		0,9278		0,8314		0,7194		0,8712
	2001 - 10000		0,8879		0,7958		0,6887		0,8339
	10001 - 50000		0,6707		0,5497		0,4756		0,5760
	50001 - 100000		0,5406		0,4432		0,3835		0,4644
	100001 - 300000		0,4017		0,3294		0,2850		0,3451
	300001 - 600000		0,2374		0,1946		0,1684		0,2039
	600001 - 1500000		0,2331		0,1909		0,1651		0,2000
	1500001 - 3000000		0,2210		0,1810		0,1566		0,1896
Ind > 3000000		0,1803		0,1480		0,1280		0,1550	
Petroquímico	faixa única		0,0306						
Petroquímico	0 - 200				0,8909		0,7709		0,9335
	201 - 2000				0,8314		0,7194		0,8712
	2001 - 10000				0,7958		0,6887		0,8339
	10001 - 50000				0,5497		0,4756		0,5760
	50001 - 100000				0,4432		0,3835		0,4644
	100001 - 300000				0,3294		0,2850		0,3451
	300001 - 600000				0,1946		0,1684		0,2039
	600001 - 1500000				0,1909		0,1651		0,2000
	1500001 - 3000000				0,1810		0,1566		0,1896
> 3000000				0,1480		0,1280		0,1550	
Térmicas	fórmula		$M = \left( \frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{KGPM_{12}}{KGPM_0}$		$M = \left( \frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{KGPM_{12}}{KGPM_0}$		$M = \left( \frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{KGPM_{12}}{KGPM_0} \times 0,9009 + CG$		$M = \left( \frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{KGPM_{12}}{KGPM_0} \times 0,9009 + CG$
GLP Residencial (R\$/Kg)	faixa única		2,6496		2,6496		2,2928		2,7763
GLP Industrial (R\$/Kg)	faixa única		2,4580		2,4580		2,1269		2,5755
Térmicas CL, AI, AP	fórmula		$M = \left( \frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{KGPM_{12}}{KGPM_0}$		$M = \left( \frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{KGPM_{12}}{KGPM_0}$		$M = \left( \frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{KGPM_{12}}{KGPM_0} \times 0,9009$		$M = \left( \frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{KGPM_{12}}{KGPM_0} \times 0,9009$
Industrial CL, AI, AP	0 - 200		0,9940		0,8909		0,7709		0,9335
	201 - 2000		0,9278		0,8314		0,7194		0,8712
	2001 - 10000		0,8879		0,7958		0,6887		0,8339
	10001 - 50000		0,6707		0,5497		0,4756		0,5760
	50001 - 100000		0,5406		0,4432		0,3835		0,4644
	100001 - 300000		0,4017		0,3294		0,2850		0,3451
	300001 - 600000		0,2374		0,1946		0,1684		0,2039
	600001 - 1500000		0,2331		0,1909		0,1651		0,2000
	1500001 - 3000000		0,2210		0,1810		0,1566		0,1896
> 3000000		0,1803		0,1480		0,1280		0,1550	
Petroquímico CL, AI, AP	faixa única		0,0306						
Petroquímico CL, AI, AP	0 - 200				0,8909		0,7709		0,9335
	201 - 2000				0,8314		0,7194		0,8712
	2001 - 10000				0,7958		0,6887		0,8339
	10001 - 50000				0,5497		0,4756		0,5760
	50001 - 100000				0,4432		0,3835		0,4644
	100001 - 300000				0,3294		0,2850		0,3451
	300001 - 600000				0,1946		0,1684		0,2039
	600001 - 1500000				0,1909		0,1651		0,2000
	1500001 - 3000000				0,1810		0,1566		0,1896
> 3000000				0,1480		0,1280		0,1550	

\* Térmicas Consumidores livres não enquadrados no §18 da cláusula sétima do Contrato de Concessão.

\*\* Considera a migração das Térmicas BLS (Barbosa Lima Sobrinho), GLB (Governador Leonel Brizola), Fumas Santa Cruz e Baixada Fluminense para categoria de agentes autoprodutores/auto-

## 25. ESTRUTURA TARIFÁRIA PROPOSTA

Considerados os cenários explicitados neste capítulo do Relatório, notadamente a margem redesenhada e reposicionada exposta no item 24, apresentamos o novo quadro tarifário, com data de referência de 01/01/2020:

Segmentos de Consumo	Faixas de Consumo	Margem Reposicionada 01/01/2016	Margem Reposicionada 01/01/2020	Tarifa Reposicionada 01/01/2020
	(m³/mês)			
Residencial	0 - 7	2,6994	3,2688	5,7974
	8 - 23	3,7949	4,5953	7,4903
	24 - 83	4,7859	5,7953	9,0216
	acima de 83	5,1001	6,1757	9,5071
Residencial Social MCMV	0 - 7	1,2799	1,5498	3,6037
	8 - 23	1,3763	1,6666	3,7527
	24 - 83	4,5918	5,5602	8,7216
	acima de 83	4,8932	5,9252	9,1874
Comercial e Outros	0 - 200	1,3796	1,6706	3,7578
	201 - 500	1,3260	1,6057	3,6751
	501 - 2.000	1,2727	1,5411	3,5926
	2001 - 20.000	1,2193	1,4764	3,5101
	20.001 - 50.000	1,1658	1,4116	3,4274
	acima de 50.000	1,1124	1,3470	3,3449
Climatização	0 - 200	1,4411	1,7450	4,1394
	201 - 5.000	0,6458	0,7821	2,9105
	5.001 - 20.000	0,5206	0,6304	2,7170
	20.001 - 70.000	0,3482	0,4217	2,4507
	70.001 - 120.000	0,2807	0,3399	2,3463
	120 001 - 300 000	0,2086	0,2525	2,2348
	300 001 - 600 000	0,1232	0,1492	2,1029
	600 001 - 1 500 000	0,1210	0,1466	2,0996
	> 1 500 000	0,1147	0,1389	2,0898
Cogeração	0 - 200	0,8028	0,9722	3,1531
	201 - 5.000	0,7454	0,9027	3,0645
	5.001 - 20.000	0,2523	0,3055	2,3024
	20.001 - 70.000	0,1502	0,1818	2,1446
	70.001 - 120.000	0,1622	0,1964	2,1632
	120 001 - 300 000	0,1616	0,1956	2,1622
	300 001 - 600 000	0,1609	0,1948	2,1611
	600 001 - 1 500 000	0,1606	0,1944	2,1607
> 1 500 000	0,1078	0,1306	2,0791	
Geração Distribuída Emergencial	0 - 200	1,4978	1,8137	4,2271
	201 - 5.000	0,6615	0,8011	2,9348
	5.001 - 20.000	0,5086	0,6159	2,6985
	20.001 - 70.000	0,3127	0,3787	2,3958
	70.001 - 120.000	0,2355	0,2852	2,2764
	120 001 - 300 000	0,2297	0,2782	2,2675
	300 001 - 600 000	0,2055	0,2488	2,2300
	600 001 - 1 500 000	0,2017	0,2443	2,2242
> 1 500 000	0,1913	0,2317	2,2082	
Geração Distribuída	faixa única	0,1817	0,2200	2,1933
GNV	faixa única	0,1817	0,2200	2,1933
GNV Transporte Público	faixa única	0,1817	0,2200	2,1933
Industrial	0 - 200	0,7709	0,9335	3,1699
	201 - 2000	0,7194	0,8712	3,0903
	2001 - 10000	0,6887	0,8339	3,0428
	10001 - 50000	0,4756	0,5760	2,7136
	50001 - 100000	0,3835	0,4644	2,5713
	100001 - 300000	0,2850	0,3451	2,4190
	300001 - 600000	0,1684	0,2039	2,2388
	600001 - 1500000	0,1651	0,2000	2,2338
	1500001 - 3000000	0,1566	0,1896	2,2206
> 3000000	0,1280	0,1550	2,1764	

Vidreiras	0 - 200	0,7709	0,9335	2,9126
	201 - 2000	0,7194	0,8712	2,8330
	2001 - 10000	0,6887	0,8339	2,7855
	10001 - 50000	0,4756	0,5760	2,4563
	50001 - 100000	0,3835	0,4644	2,3139
	100001 - 300000	0,2850	0,3451	2,1617
	300001 - 600000	0,1684	0,2039	1,9815
	600001 - 1500000	0,1651	0,2000	1,9765
	1500001 - 3000000	0,1566	0,1896	1,9633
	Ind > 3000000	0,1280	0,1550	1,9191
Petroquímico	0 - 200	0,7709	0,9335	3,1038
	201 - 2000	0,7194	0,8712	3,0243
	2001 - 10000	0,6887	0,8339	2,9767
	10001 - 50000	0,4756	0,5760	2,6475
	50001 - 100000	0,3835	0,4644	2,5052
	100001 - 300000	0,2850	0,3451	2,3530
	300001 - 600000	0,1684	0,2039	2,1727
	600001 - 1500000	0,1651	0,2000	2,1677
	1500001 - 3000000	0,1566	0,1896	2,1545
	> 3000000	0,1280	0,1550	2,1104
Térmicas	fórmula	$M = \left( \frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPM_n}{IGPM_o} \times 0,9009 + CG$		
GLP Residencial (R\$/Kg)	faixa única	2,2928	2,7763	10,4587
GLP Industrial (R\$/Kg)	faixa única	2,1269	2,5755	10,2568
Térmicas CL, AI, AP	fórmula	$M = \left( \frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPM_n}{IGPM_o} \times 0,9009$		
Industrial CL, AI, AP	0 - 200	0,7709	0,9335	0,9335
	201 - 2000	0,7194	0,8712	0,8712
	2001 - 10000	0,6887	0,8339	0,8339
	10001 - 50000	0,4756	0,5760	0,5760
	50001 - 100000	0,3835	0,4644	0,4644
	100001 - 300000	0,2850	0,3451	0,3451
	300001 - 600000	0,1684	0,2039	0,2039
	600001 - 1500000	0,1651	0,2000	0,2000
	1500001 - 3000000	0,1566	0,1896	0,1896
	> 3000000	0,1280	0,1550	0,1550
Petroquímico CL, AI, AP	0 - 200	0,7709	0,9335	0,9335
	201 - 2000	0,7194	0,8712	0,8712
	2001 - 10000	0,6887	0,8339	0,8339
	10001 - 50000	0,4756	0,5760	0,5760
	50001 - 100000	0,3835	0,4644	0,4644
	100001 - 300000	0,2850	0,3451	0,3451
	300001 - 600000	0,1684	0,2039	0,2039
	600001 - 1500000	0,1651	0,2000	0,2000
	1500001 - 3000000	0,1566	0,1896	0,1896
	> 3000000	0,1280	0,1550	0,1550

## 26. NOTAS ADICIONAIS

Este estudo teve como base a proposta da CEG e as análises a cargo da FEC/UFF, sem se limitar a estas, considerando-se os diversos eventos externos realizados, cujas colaborações foram devidamente tabuladas e consideradas, mesmo que não tenham o caráter de aceitação absoluta. Não se pode esquecer, igualmente, a necessária observância dos aspectos legais e regulamentares que conduzem, condicionam e impactam diretamente as tarefas a nosso cargo.

Por força da investidura do Grupo de Trabalho, este Relatório e, principalmente, a análise comparativa disposta no Tópico V, são caracterizados pela expressão de um entendimento conclusivo, mas preservam a característica de não vinculação, pois não condicionam os rumos a serem seguidos pelo Processo. São, regimentalmente, uma proposta dos Membros do Grupo de Trabalho e, para tanto, podem fundamentar a opção por quaisquer cenários que se apresentem, obedecidos critérios técnicos como os seguidos ao longo dos trabalhos.

Sugerimos, ainda, que seja incluída na decisão final uma regra de compensação dos valores tarifários cobrados a maior durante os exercícios de 2018, 2019 e 2020, que sugerimos sejam levantadas em conjunto pela Concessionária e pelos Órgãos Técnicos da AGENERSA. Nossa proposta, de antemão, é que a compensação seja feita através de um redutor tarifário, em mecanismo similar em tudo àquele praticado após a decisão da III Revisão Quinquenal. A aplicação do redutor deverá se dar nos exercícios de 2021 e 2022.

Grupo de Trabalho

Rio de Janeiro, 12 de novembro de 2020



Documento assinado eletronicamente por **Fábio Côrtes do Nascimento, Gerente**, em 09/11/2020, às 15:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento nos art. 21º e 22º do [Decreto nº 46.730, de 9 de agosto de 2019](#).



Documento assinado eletronicamente por **Jorge Luiz Gomes Calfo, Gerente**, em 09/11/2020, às 16:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento nos art. 21º e 22º do [Decreto nº 46.730, de 9 de agosto de 2019](#).



Documento assinado eletronicamente por **Washington Luiz de Souza Monteiro, Assistente**, em 09/11/2020, às 17:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento nos art. 21º e 22º do [Decreto nº 46.730, de 9 de agosto de 2019](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Isabella Peralta Vaz, Assessora**, em 11/11/2020, às 10:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento nos art. 21º e 22º do [Decreto nº 46.730, de 9 de agosto de 2019](#).

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.fazenda.rj.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=6](http://sei.fazenda.rj.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=6), informando o código verificador **10128928** e o código CRC **1A6DE7A5**.

---

Referência: Processo nº SEI-220007/001955/2020

SEI nº 10128928