

CEG

Relatório Geral Complementar 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas 2018-2022

(Setembro/2018)

ÍNDICE

1. Introdução	4
2. Taxa de Remuneração de Capital	4
3. Projeção de Margem Total Não Reposicionada	5
3.1. Projeção de Demanda	5
3.1.1. Mercado Residencial	5
3.1.2. Mercado Comercial	6
3.1.3. Mercado Industrial e Petroquímico	8
3.1.4. Mercado de Cogeração, Geração Distribuída e Climatização	9
3.1.5. Mercado Automotivo - GNV	10
3.1.6. Mercado Termelétrico	11
3.1.6.1. Metodologia Utilizada pela PSR	11
3.1.6.2. Projeção de Vendas das UTE's para o Quinquênio 2018-2022	13
3.1.7. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado	14
3.2. Projeção de Margem Total Não Reposicionada	16
3.2.1. Mercado Residencial	16
3.2.2. Pequeno Comércio	17
3.2.3. Grande Comércio e Industrial	17
3.2.4. Gás Natural Veicular - GNV	17
3.2.5. Projeção de Margem Térmicas	17
4. Custos Operacionais - OPEX	18
4.1. Despesas Operacionais	18
4.2. Despesas de Pessoal	29
4.3. Outras Despesas	29
4.3.1. Provisões	29
4.3.2. Perdas de Gás	30
4.3.2.1. Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Mercado Convencional no Período 2018- 2022	30
4.3.3. Gastos com Odorante	34
4.4. Resumo de Projeções de OPEX	34
5. Receitas Correlatas	34
6. Plano de Investimentos	35
6.1. Investimentos Singulares	35
6.2. Investimentos Fixos	36
6.3. Investimentos Variáveis	38
7. Base de Remuneração dos Ativos - BRA	40
8. Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior 2013-2017	42
8.1. Apuração do saldo de investimentos não realizado no quinquênio 2013 -2017	42
8.2. Cálculo da Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior	42

9. Deduções da Base de Cálculo dos Impostos	44
10. Compensação de Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária	45
11. Compensação de Custos Autorizados pela Agencia Reguladora	45
12. Do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão	45
13. Índice de Reposicionamento Tarifário - <i>m</i>	47
14. Estrutura Tarifária Proposta	49
15. Anexos	51
15.1. Documentos Anexos deste Relatório	51
15.2. Documentos de Referência	51

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

1. Introdução

A finalidade deste documento é apresentar à Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA a complementação da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas da CONCESSIONÁRIA, entregue em 27/11/2017, que definirá o Índice de Reposicionamento Tarifário – *m* a ser aplicado às tarifas limite que irão vigorar no quinquênio 2018-2022, conforme prazo estabelecido no cronograma publicado pela AGENERSA, em 06/09/2018, no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro.

A elaboração desta proposta tomou por base os preceitos estabelecidos no Contrato de Concessão e nas posteriores diretrizes derivadas dos processos regulatórios das Revisões Quinquenais de Tarifas anteriores.

Cabe ressaltar que, todos os valores monetários utilizados para o cálculo das tarifas limite estão em moeda de dezembro de 2016.

A seguir são apresentados os principais elementos desta 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, utilizados na metodologia de Fluxo de Caixa Livre da Empresa onde é determinado o índice de reposicionamento da margem proposto.

2. Taxa de Remuneração de Capital

O cálculo da taxa de remuneração de capital indicado no Relatório 4 da consultoria UFF, contratada pela Agência Reguladora, propõe a exclusão do risco regulatório e altera a janela temporal do cálculo do “risco Brasil”, que haviam sido calculados pela Boston Consulting Group (BCG).

A exclusão do risco regulatório é justificada pela UFF por considerar que o regime tarifário da CEG não impõe riscos significativos à empresa que justifiquem tal adoção. E a redução da janela temporal do cálculo do “risco Brasil”, que passa a ser considerada a partir de 2001, é justificada por considerar que o cenário macroeconômico brasileiro mais recente difere do período 1995 a 2000.

A concessionária neste documento propõe ao regulador a adoção da taxa de remuneração calculada pela BCG, considerando a proposta da UFF quanto a exclusão do risco regulatório. No entanto, a Concessionária não está de acordo com a alteração da janela temporal do “risco Brasil” adotada pela UFF, uma vez que esta exclui um período importante ao qual o capital investido foi submetido. A janela temporal deve capturar o horizonte do investimento, uma vez que existem bens que compõem a Base de Remuneração de Ativos atual e que foram realizados ao longo desse período. Em resumo, a janela temporal do risco Brasil deve ser tal que capture o risco médio a que o ativo fica exposto ao longo da sua vida útil.

Dessa forma, como alternativa ao índice proposto pelo estudo da Consultoria Boston, apresentado pela Concessionária no relatório entregue em 27/11/2017, a Concessionária propõe a adoção da taxa de remuneração de capital próprio real de 10,87%, conforme indicado na Tabela 1 abaixo.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Tabela 1 - Demonstrativo da Taxa de Remuneração de *Capital*

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 (β)	Beta desalavancado	0,5365
Prêmio de Risco	Ibbotson de 1926 a 2016	6,94%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana da média de 1999 a 2016	4,04%
Inflação Norte Americana	CPI US média de 2007 a 2016	1,82%
Taxa de Remuneração Nominal		12,88%
Taxa de Remuneração Real		10,87%

3. Projeção de Margem Total Não Reposicionada

Para obtenção da margem total não reposicionada toma-se por base a projeção de demanda por mercado para o quinquênio 2018-2022 e as margens unitárias vigentes em 31/12/2016 sem a parcela da retroatividade de - 3,60% determinada pelas Deliberações AGENERSA nº 1881 de 19/12/2013 e nº 2035 de 28/04/2014, conforme indicada no Anexo 1 deste relatório.

3.1. Projeção de Demanda

A projeção da demanda, apresentada no relatório da proposta entregue em 27/11/2017, foi revisada visando contemplar as análises apresentadas pela UFF em seu Relatório 4 e, ainda, a atualização do cenário macroeconômico previsto anteriormente, tendo em vista que, apesar da crise econômica apresentar uma pequena recuperação no crescimento do PIB se comparado com 2017, as projeções de crescimento do PIB para 2018 das principais fontes do mercado, como o relatório Focus, estão sendo revisadas para baixo este ano. O Rio de Janeiro é o Estado que fechou mais postos de trabalho formal no país em 2018 e a crise fiscal ainda causa efeitos em atrasos no pagamento de servidores, reduzindo ainda mais o poder de compra afetando efetivamente no aumento da morosidade e redução da demanda do gás natural.

A seguir são descritas as novas projeções de demanda por mercado.

3.1.1. Mercado Residencial

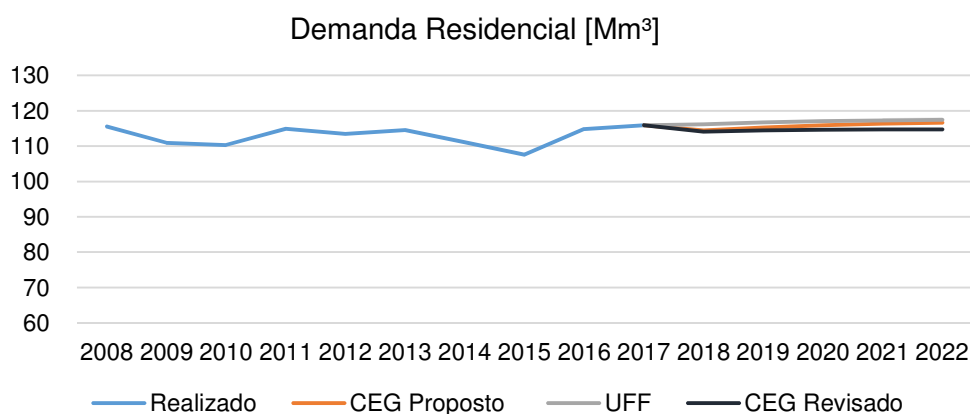
A Concessionária revisou sua projeção de captações de clientes no mercado residencial apresentada em seu Relatório entregue em 27/11/2017, onde previa um total de 360 mil captações no período entre 2018 e 2022. Nessa revisão, tendo em vista a nova perspectiva de cenário macroeconômico, a nova previsão é de 341 mil captações de clientes para o período 2018 a 2022, o que representa uma captação 10% superior ao número registrado nos últimos 5 anos (2013-2017), onde verificou-se 310 mil captações no mercado residencial.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

A demanda do mercado residencial foi projetada multiplicando a quantidade de clientes pelo consumo unitário do mercado residencial, considerando as segmentações por tarifas e tipos de clientes coletivos e individuais.

O Gráfico 1 demonstra o resultado da nova projeção da Concessionária, comparada com a projeção estimada no Relatório de 27/11/2017 e com a projeção estimada no Relatório 4 da UFF.

Gráfico 1 - Projeção de Demanda do Mercado Residencial



Nota: Tarifa Residencial Limite, Tarifa Residencial Social MCMV e Tarifa residencial GLP
Elaboração Própria

Dessa forma, considerando a nova projeção de captação de clientes e a tendência de queda de -2,8% a.a. nos consumos unitários do estudo da Quantum, a expectativa é de um crescimento médio de vendas da ordem de 0,1% a.a. entre 2018 a 2022. Este crescimento projetado é superior ao crescimento médio das vendas do período 2008 a 2017, onde observa-se um incremento médio de 0,03% a.a.

Cabe comentar que, conforme indicado no Relatório 4 da consultoria da UFF, a projeção da demanda Residencial proposta pela Concessionária em 27/11/2017 estava muito próxima da projeção realizada pela UFF, mesmo utilizando metodologias diferentes. A indicação da tendência de queda histórica do consumo unitário, mencionada pela consultoria Quantum em seu relatório, foi comprovada na análise de regressão realizada pela UFF.

3.1.2. Mercado Comercial

A Concessionária revisou sua projeção de captações de clientes no mercado comercial apresentada em seu Relatório entregue em 27/11/2017, onde previa um total de 7,7 mil captações no período entre 2018 e 2022. Nessa revisão, tendo em vista a nova perspectiva de cenário macroeconômico, a nova previsão é de 5,4 mil captações de clientes para o período 2018 a 2022, o que representa uma captação 30% superior ao número registrado nos últimos 5 anos (2013-2017), onde verificou-se 4 mil captações no mercado comercial.

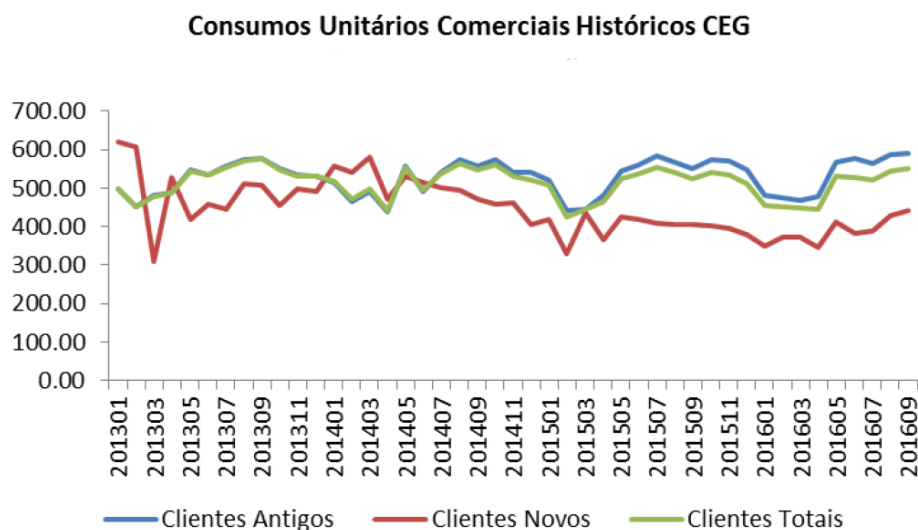
Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

A demanda do mercado comercial foi projetada multiplicando a quantidade de clientes pelo consumo unitário médio, considerando os consumos unitários segmentados em clientes individuais e coletivos, e clientes novos com um perfil de pequeno comércio.

Cabe comentar que, conforme indicado no Relatório 4 da consultoria da UFF, os consumos unitários do mercado comercial estão em tendência de queda, conforme verificado também no estudo da Quantum Consultoria, apesar da utilização de modelos econométricos distintos.

A Concessionária, porém, em sua projeção de demanda total, além da diferenciação de consumos entre clientes individuais e coletivos, considerou que os novos clientes possuem um perfil de consumo muito inferior ao da média da base de clientes existentes, visto que, a base existente possui alguns clientes com grandes consumos que distorcem a média do consumo unitário para ser utilizado como base como consumo médio do novo cliente. O Gráfico 2 a seguir representa as médias dos consumos unitários segmentadas em clientes novos e antigos, a média total histórica no início do ano de 2013 é praticamente igual a média dos clientes antigos, por eles terem uma representatividade maior, é possível observar que com o passar do tempo os clientes novos puxam a média de consumo total para baixo conforme sua representatividade vai aumentando ao longo dos anos.

Gráfico 2 - Consumos Unitários Comerciais Históricos



Nota: Tarifa Comercial Limite

Fonte Quantum Consultoria

Desta forma, a CEG considerou como consumo unitário para os novos clientes a média das faixas 1 e 2 da tarifa comercial e manteve a média total para a base de clientes existentes, considerando a tendência de queda do consumo unitário de -0,9% a.a. apresentada pela Quantum Consultoria.

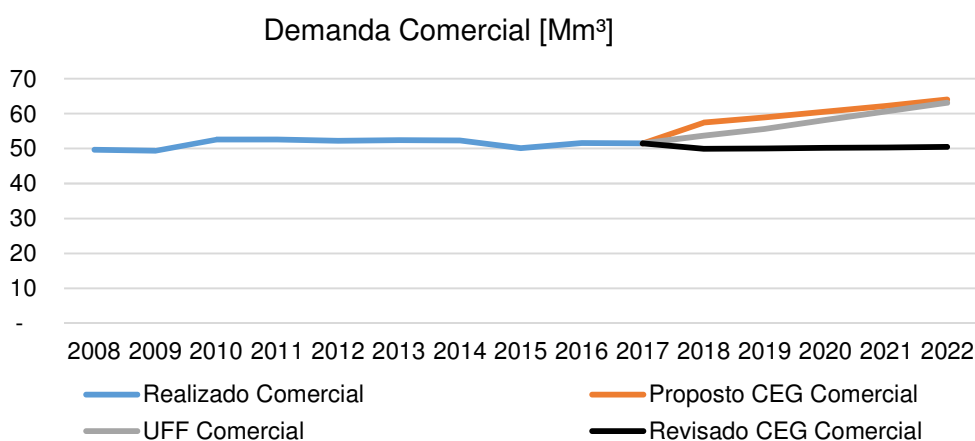
Portanto, considerando a nova projeção de captação de clientes e a tendência de queda nos consumos unitários apontada pelo estudo da Quantum, a expectativa é de um crescimento anual médio de vendas da ordem de 0,3% a.a. entre 2018 a 2022, impactada pela redução das captações de clientes. Este crescimento

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

projetado está muito próximo ao crescimento médio das vendas do período 2008 a 2017, onde observa-se um incremento médio de 0,4% a.a.

O Gráfico 3 demonstra o resultado da projeção da Concessionária, comparada com a projeção estimada no Relatório de 27/11/2017 e com a projeção estimada no Relatório 4 da UFF.

Gráfico 3 - Projeção de Demanda do Mercado Comercial



Nota: Tarifa Comercial Limite
Elaboração Própria

3.1.3. Mercado Industrial e Petroquímico

O mercado industrial, para o uso combustível, se apresenta como o segmento mais afetado pela recessão econômica passada nos últimos anos. Em 2017, a demanda por gás natural demonstrou um breve suspiro frente a 2016, depois de apresentar um histórico de 6 anos de quedas consecutivas, tendo sua demanda reduzida em -28% de 2010 a 2017. A UFF, em seu Relatório 4, também comenta sobre a crise econômica no setor e observa a evolução da demanda em queda no seu quadro histórico.

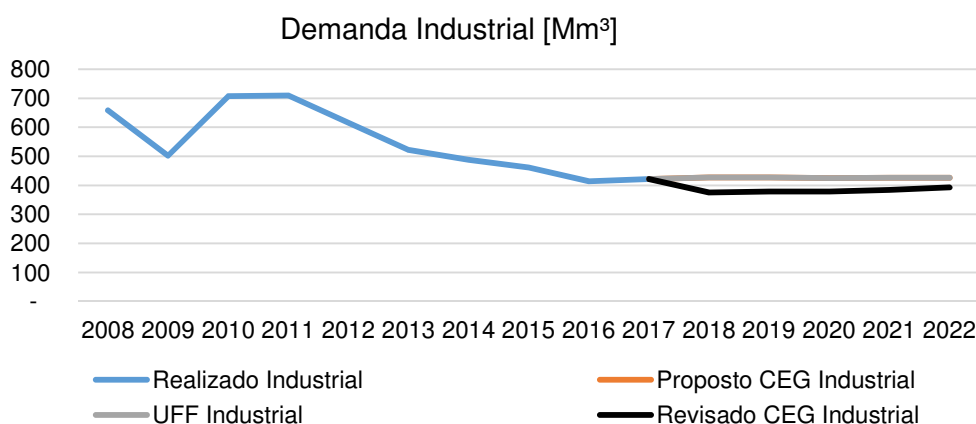
A Concessionária, ao revisar sua projeção de demanda, cliente a cliente, para o ano de 2017 apresentada no Relatório de 27/11/2017, verificou que a expectativa de recuperação não foi totalmente atingida e nem todos os clientes previstos firmaram contrato de fornecimento. Adicionalmente, observou que no primeiro trimestre de 2018, a demanda por gás natural registrou uma queda de -9%, quando comparada ao mesmo período de 2017 (sendo -8% na tarifa industrial e -16% na tarifa vidreiras), demonstrando que não houve recuperação no setor.

Desta forma, a Concessionária revisou sua projeção de demanda industrial considerando os consumos mensais clientes a cliente com base nas expectativas recentes de 2017 e início de 2018, os pedidos de encerramento de fornecimento projetados e as previsões de contratações de clientes novos. No Gráfico 4, pode ser observado a comparação do resultado da nova projeção da Concessionária, comparada com a projeção estimada no

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Relatório de 27/11/2017 e com a projeção considerada no Relatório 4 da UFF (que adotou a projeção proposta pela Concessionária).

Gráfico 4 - Projeção de Demanda do Mercado Industrial



Nota: Inclui Tarifa Industrial Limite e Tarifa Vidreiras Limite
Elaboração Própria

Portanto, a expectativa é de uma fraca recuperação, com um crescimento anual médio de vendas da ordem de 1,1% a.a. entre 2018 a 2022. O comportamento projetado das vendas está bastante superior ao histórico do período 2008 a 2017, onde observa-se uma tendência de queda, com uma variação anual média das vendas industriais de -4,8% a.a.

Em relação ao mercado petroquímico, cabe comentar que não há mais cliente neste segmento de consumo na área de concessão da Concessionária e também não há previsão de captação no quinquênio em questão.

3.1.4. Mercado de Cogeração, Geração Distribuída e Climatização

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

A decisão por esta substituição depende de condições de preços mais elevados e estáveis no setor elétrico, desfavorecendo a obtenção de energia elétrica da rede e tornando mais atrativa a decisão de investimento de longo prazo em algumas dessas soluções energéticas. Desta forma, a falta de estabilidade de preços no longo prazo faz com que a decisão de investimento em soluções energética dependa, quase que exclusivamente, da segurança de suprimento de energia elétrica, fundamental para determinados segmentos, tanto da indústria como do comércio. Estas condições mercadológicas descritas acima inibem uma expansão mais consistente destes segmentos, o que impacta diretamente nas perspectivas de venda de gás natural, ainda que haja competitividade de tarifas.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Diante do acima exposto, a Concessionária considerou a demanda cliente a cliente observada em 2017, onde a expectativa de recuperação não foi totalmente atingida e nem todos os clientes previstos firmaram contrato de fornecimento. No primeiro trimestre de 2018, a demanda por gás natural registrou uma queda de -17% se comparada ao mesmo período de 2017 (sendo -14% na tarifa de climatização, -17% na tarifa de cogeração e -26% na tarifa de geração distribuída), demonstrando que não houve recuperação no setor. Desta forma, a Concessionária revisou sua projeção de demanda, cliente a cliente, com base nas expectativas recentes de 2017 e início de 2018, considerando os pedidos de encerramento de fornecimento projetados e as previsões de contratações de clientes novos.

A expectativa é de uma fraca recuperação, chegando em 2022 com um volume inferior ao registrado em 2017. O crescimento anual médio de vendas é da ordem de 2,4% a.a. entre 2018 a 2022. O comportamento projetado das vendas está bastante superior ao histórico do período 2008 a 2017, onde observa-se uma tendência de queda, com uma variação anual média das vendas industriais de -1,1% a.a.

3.1.5. Mercado Automotivo - GNV

A Concessionária, em seu Relatório de 27/11/2017, apresentou uma projeção de manutenção das vendas de GNV, com crescimento médio anual próximo a zero para o período de 2018 a 2022. No entanto, a UFF, em seu Relatório 4, apresenta uma projeção 7% superior à realizada pela Concessionária para o quinquênio. O crescimento anual médio apresentado pelo estudo da UFF para o quinquênio fica em torno de 1,6% a.a.

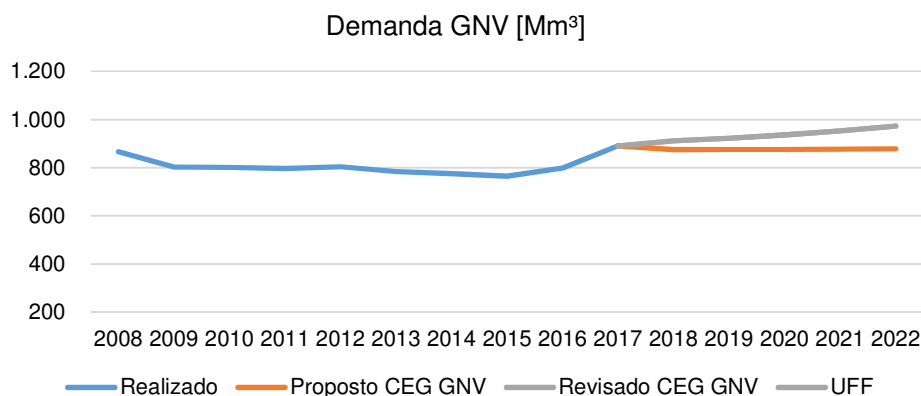
Cabe comentar que a projeção realizada pela Concessionária está baseada em sua análise do mercado, no qual observa:

- O fim efeito dos aplicativos de transporte, que gerou um incremento nas conversões de GNV entre 2015 e 2016, e que não deverá continuar em crescimento tendo em vista que esta atividade econômica alcançou seu equilíbrio entre oferta e demanda.
- O cenário de incremento dos preços de petróleo afeta não só os preços da gasolina como também os preços do GNV que são atrelados a cesta de óleos internacional. Portanto, um cenário de elevação de preços da gasolina é acompanhado pela elevação dos preços do GNV, não gerando um incremento na demanda por este combustível.
- A tendência à intensificação do uso de veículos híbridos elétrico/gasolina e elétrico/álcool, que deverão ter sua utilização incrementada no horizonte do quinquênio 2018-2022, afetando diretamente as vendas de GNV.

No entanto, diante da grande dificuldade encontrada pela Concessionária para realizar uma estimativa da demanda veicular para o quinquênio de 2018 a 2022, tendo em vista que as bases de dados disponíveis sobre conversões de GNV não apresentarem o incremento real da frota de GNV (apresentam apenas as novas conversões sem desconsiderar as baixas da frota), a Concessionária optou por adotar a estimativa realizada pela UFF, em seu Relatório 4.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Gráfico 5 - Projeção de Demanda do Mercado GNV



No Gráfico 5, pode ser observado a comparação da projeção estimada no Relatório de 27/11/2017, com a projeção considerada no Relatório 4 da UFF e a nova projeção da Concessionária (que adotou a projeção proposta pela UFF).

3.1.6. Mercado Termelétrico

A projeção da demanda Termelétrica foi atualizada frente ao apresentado no Relatório da Proposta entregue em 27/11/2017. A Concessionária solicitou à consultoria da “PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda.” atualização do seu estudo de despacho das térmicas para o quinquênio 2018-2022, cujos detalhes são apresentados no Documento Referência 1.

Conforme mencionado no Relatório anterior, a predição de despacho de usinas termelétricas na região sudeste do Brasil, apresenta grande dificuldade em função da necessidade de análise combinada dos diversos fatores a serem considerados, dos quais destacamos como os mais relevantes: a projeção dos cenários hidrológicos, disponibilidade e custo do gás natural e o comportamento da demanda elétrica.

Abaixo, segue um resumo da metodologia utilizada pela PSR para definição do despacho das térmicas no próximo Quinquênio.

3.1.6.1. Metodologia Utilizada pela PSR

Considerando os 1.200 (hum mil e duzentos) cenários de despacho total (despacho por ordem de mérito e fora da ordem de mérito) do parque gerador do Rio de Janeiro e as informações de despacho elétrico programado disponibilizado pelo ONS, foram utilizadas métricas estatísticas para a escolha do cenário mais provável. Esta métrica foi aplicada no despacho total (incluindo o despacho elétrico programado) e com isso apenas um cenário de despacho foi escolhido para todo o período do estudo (2018-2022): o percentil 25%.

A escolha do cenário da PSR foi baseada na distribuição de densidade de probabilidade (gráfico mostrado abaixo) de geração média dos 5 (cinco) anos do horizonte estudado (2018-2022). Ressalte-se que os

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

despachos mensal e anual podem variar bastante e que para fins de revisão tarifária o importante é quanto de geração média se teria nesse horizonte de 5 anos.

No gráfico abaixo se observa que, dentro da amostra de 1.200 cenários de despacho total, o valor com maior probabilidade relativa de geração média quinquenal é de 686 MW médios. Esse valor é próximo do percentil 25% da amostra e, dessa forma, extrapolamos que o percentil mais representativo é o 25%.

Gráfico 6 - Distribuição de densidade de probabilidade da projeção de geração do parque termelétrico do Rio de Janeiro para o horizonte de 5 anos

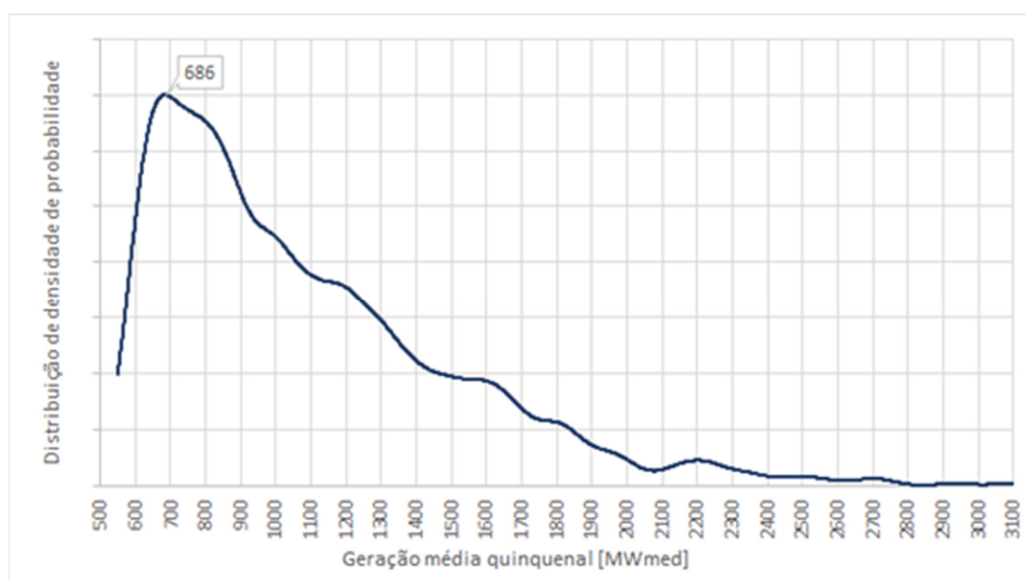


Tabela 2 - Despacho total médio estimado por termelétrica para o período de 2018-2022

Despacho Total Médio	UTE Norte Fluminense	UTE Baixada Fluminense	UTE Santa Cruz	UTE GLB	UTE BLS	UTE Mario Lago
Período de 5 anos (MW médio) Percentil de 25%	479	90	23	133	41	76

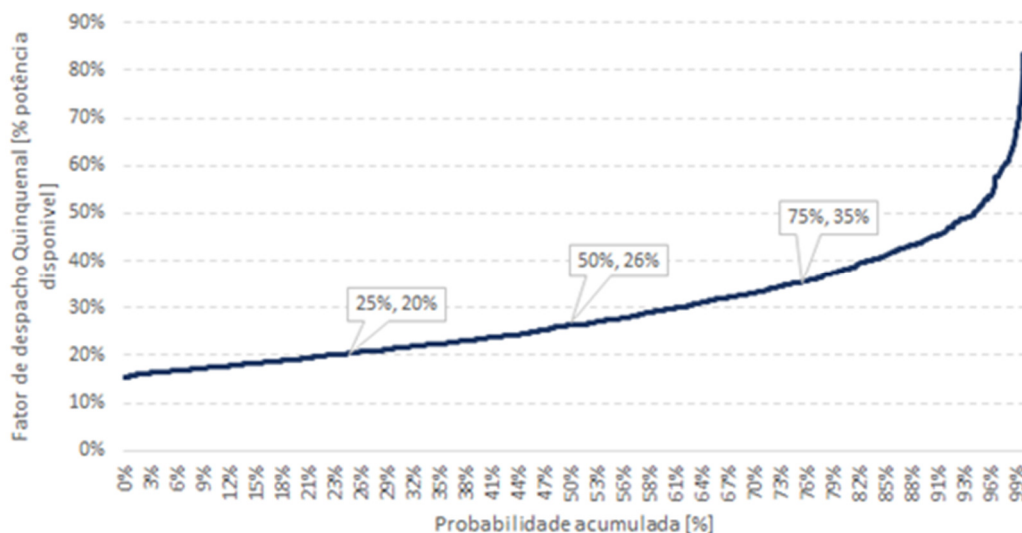
GLB = Governador Leonel Brizola e BLS = Barbosa Lima Sobrinho

Observa-se no gráfico 7 a seguir, a distribuição de probabilidade acumulada do fator de despacho total no período de 5 anos estudados. Este gráfico mostra como os fatores de despacho tendem a ser em geral baixos e, em alguns cenários hidrológicos mais extremos, o despacho apontado pelo modelo pode ser elevado. O entendimento do gráfico é descrito abaixo:

- 1) Existe uma probabilidade de 25% de que o fator de despacho total das usinas seja abaixo 20%
- 2) Existe uma probabilidade de 50% de que o fator de despacho total das usinas seja abaixo 26%
- 3) Existe uma probabilidade de 75% de que o fator de despacho total das usinas seja abaixo 35%

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Gráfico 7 - Distribuição de probabilidade acumulada (curva de permanência) da projeção de geração do parque termelétrico do Rio de Janeiro para o horizonte de 5 anos



3.1.6.2. Projeção de Vendas das UTE's para o Quinquênio 2018-2022

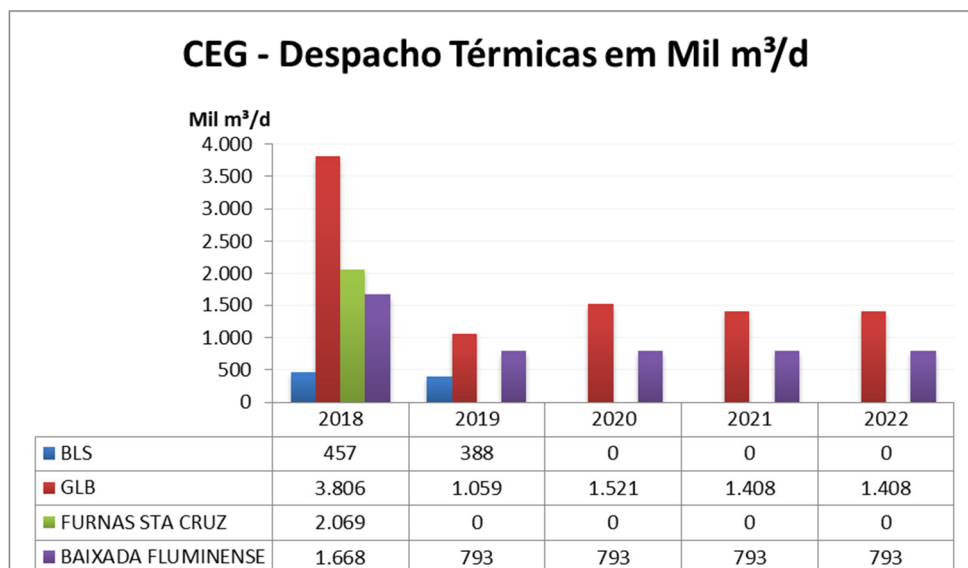
Para o ano de 2018, utilizou-se os dados reais até o mês de junho e a melhor estimativa, naquele momento, considerando a parada programada realizada pela Petrobras. A partir de 2019 e considerando a geração média (MWmed) apresentada no relatório da PSR, com o cenário de maior probabilidade (percentil 25%) foi estimada a projeção de vendas individualizada de cada UTE, aplicando fatores de conversão de MW para m³/dia, obtidos pelo histórico de consumo de cada usina termelétrica, para cada mês e cada termelétrica. Considerando ainda o “heat rate” de cada usina e as inflexibilidades contratuais junto ao serviço de distribuição de gás natural e às questões operacionais, a saber:

- Baixada Fluminense: estimada a projeção de vendas de acordo com os compromissos com a distribuidora de gás,
- GLB: estimada a projeção de vendas de acordo com histórico devido sua geração de vapor para a REDUC.

Atualmente existem 4 (quatro) Usinas Termelétricas (UTE's) na área de concessão da Concessionária; são elas: UTE Governador Leonel Brizola (GLB), UTE Barbosa Lima Sobrinho (BLS), UTE Baixada Fluminense e UTE Furnas (Santa Cruz).

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Gráfico 8 - Projeção de despacho de termelétricas da área de concessão da CEG para o quinquênio (2018-2022)



Dessa forma, as projeções de consumo das usinas termelétricas ficam acima da definida pela consultoria PSR como cenário mais provável, especialmente em 2018, em função do baixo nível dos reservatórios. Esta previsão de consumo de 2018 está em linha com as previsões elaboradas pela CCEE para o PLD.

3.1.7. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado

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

Tabela 3 - Projeção de Altas de Clientes por Segmento (2018-2022)

CEG	Nº de Altas de Clientes por Segmento (nº clientes/ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Mercado					
Residencial (*)	64.229	66.166	68.213	70.324	72.503
Comercial	988	1.037	1.089	1.144	1.201
Climatização	-	-	-	-	-
Geração Distribuída	3	1	5	3	3
Cogeração	-	2	-	1	1
GNV	17	20	13	19	21
Industrial	5	2	2	3	3
Vidreiras	-	-	-	-	-
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	-	-	-	-	-
Total Clientes	65.242	67.228	69.322	71.494	73.732

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

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

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Tabela 4 - Projeção de Incremento Líquido de Clientes por Segmento (2018-2022)

CEG	Nº de Incremento Líquido de Clientes por Segmento (nº clientes/ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Mercado					
Residencial (*)	29.380	29.207	28.990	28.710	28.318
Comercial	587	613	634	657	683
Climatização	-1	-1	-	-	-
Geração Distribuída	2	1	5	3	2
Cogeração	-	2	-	1	1
GNV	13	16	10	18	19
Industrial	1	-3	-2	2	-
Vidreiras	-	-	-	-	-
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	-	-	-	-	-
Total Clientes	29.982	29.835	29.637	29.391	29.023

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

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

Tabela 5 - Projeção de Clientes por Segmento - posição dez/ano (2018-2022)

CEG	Nº de Clientes Total por Segmento (Posição Dez/ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Mercado					
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
Total Clientes	970.269	1.000.104	1.029.741	1.059.133	1.088.156

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

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

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Tabela 6 - Projeção de Demanda em Milhões de m³ por Segmento (2018-2022)

CEG	Demanda Projetada (Mm ³ /ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Mercado					
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
Total Vendas Projetada	4.458,81	2.371,84	2.415,76	2.399,45	2.430,07

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

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

3.2. Projeção de Margem Total Não Reposicionada

No Anexo 4, é apresentada a projeção da margem total não reposicionada por faixa de consumo para o quinquênio 2018-2022, considerando:

- O Anexo 2, que apresenta volume faturado por faixa de consumo e a projeção de faturas por faixa de consumo, com os devidos ajustes aplicados aos itens 3.2.1 e 3.2.2, utilizado para a conversão de número de clientes em número de faturas. A relação entre clientes e faturas é obtida utilizando um fator de conversão histórico.
- O Anexo 3, que apresenta as margens unitárias médias por faixa de consumo que são calculadas com base nas margens unitárias limites vigentes em 31/12/2016, indicada no Anexo 1, sem a parcela da retroatividade de -3,60% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 1881 de 28/04/2014.

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

3.2.1. Mercado Residencial

A margem residencial total é calculada a partir da projeção do consumo unitário médio mensal multiplicado pela projeção do número de faturas emitidas, considerando a aplicação do cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente.

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

3.2.2. Pequeno Comércio

Assim como no mercado residencial, a margem para o pequeno comércio é calculada a partir do consumo médio mensal de cada faixa de consumo e cada tipo de tarifa, considerando a aplicação do cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente.

3.2.3. Grande Comércio e Industrial

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

3.2.4. Gás Natural Veicular - GNV

A margem total foi calculada a partir da aplicação da margem limite deste segmento pelo volume projetado, em função deste segmento possuir tarifa única.

3.2.5. Projeção de Margem Térmicas

A margem para as térmicas foi calculada cliente a cliente, multiplicando a margem unitária pelo volume projetado. A margem unitária foi obtida através da seguinte fórmula, sem a parcela da retroatividade de -3,60% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 1881 de 28/04/2014:

$$M = \left(\frac{37.898}{(c + 40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPMn}{IGPMo}$$

Onde “c” é o volume mensal em milhões de m³ e IGPMo = 183,745.

R = varia de acordo com o contrato de cada UTE. Aqui, cabe um comentário. Na proposta anterior, havia um equívoco considerando R=1 para todas as UTEs.

Em que pese o fato da Concessionária ter garantido o direito de cobrar a mesma margem de distribuição para consumidores que sejam supridos diretamente pelo fornecedor de gás natural, conforme determina §18 da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, para efeitos do quinquênio 2018-2022, a Concessionária está utilizando em sua proposta o que determina a Deliberação AGENERSA nº 3243 de 19/10/2017.

A Deliberação AGENERSA nº 3243/2017 estabelece o expurgo de parcela relativa aos encargos de comercialização das margens de distribuição aos agentes autoprodutores, auto importadores e consumidores livres não enquadrados na hipótese da cláusula sétima, parágrafo 18, do Contrato de Concessão, as margens calculadas para os clientes termelétricos UTE FURNAS (Santa Cruz), UTE Baixada Fluminense, UTE Governador Leonel Brizola e UTE Barbosa Lima Sobrinho, já contemplam a aplicação do desconto de 1,9%

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

sobre suas margens de distribuição, a partir de 2019, sendo estes considerados como auto importadores e autoprodutores, em função de prever-se a migração destes consumidores para estas novas categorias.

4. Custos Operacionais - OPEX

4.1. Despesas Operacionais

As despesas operacionais apresentadas no Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, foram revisadas, onde pertinente, para refletir as mudanças de cenário associadas às novas projeções de captação de clientes e de vendas para o período de 2018 a 2022.

Os itens das despesas operacionais que sofreram alteração foram:

- **Manutenção e Conservação:** a projeção dos gastos com Manutenção e Conservação foi reduzida frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, tendo em vista que os custos de manutenção associados às Estações de GNC foram realocados para a linha de “Gastos para GNC”.

Com maior relevância, a manutenção e conservação de Instalações Técnicas é composta pela manutenção e vistorias das redes do sistema de distribuição de gás natural, departamento e sistemas de emergência e manutenção de instalações industriais. Este item também engloba a manutenção de terrenos e edifícios (aluguel, manutenção, energia elétrica, água e impostos), de máquinas e ferramentas, bem como de equipamentos de informática e despesas com a frota de veículos (combustível, manutenção e impostos).

- **Utilidades e Serviços:** a projeção dos gastos com Utilidades e Serviços foi reduzida frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, tendo em vista que os custos de energia elétrica associados às Estações de GNC foram realocados para a linha de “Gastos para GNC”.
- **Gastos de atividade comercial:** a projeção dos gastos com Gastos de Atividade Comercial foi reduzida frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, tendo em vista que o número de altas de clientes foi reduzido, conforme a revisão da projeção de clientes descrita no item 3.1 deste relatório.

Os “gastos de atividade comercial” referem-se aos gastos atrelados à captação de clientes residenciais e comerciais. Estes gastos são distribuídos de acordo com cada perfil de cliente, compostos por um custo de comercialização e um custo de adequação. Os custos de comercialização incluem a remuneração do agente comercial e, quando é necessário realizar, a construção das ramificações secundárias de gás compreendidas entre o medidor e os equipamentos de consumo dos clientes, cujo trecho após o medidor é de propriedade do cliente. Os custos de adequação interna do ambiente são necessários, a fim de deixá-los aptos ao uso do gás natural, que incluem o serviço de ligação do gás, as peças necessárias para conectar o fogão ou aquecedor a tubulação de gás, e adequação de

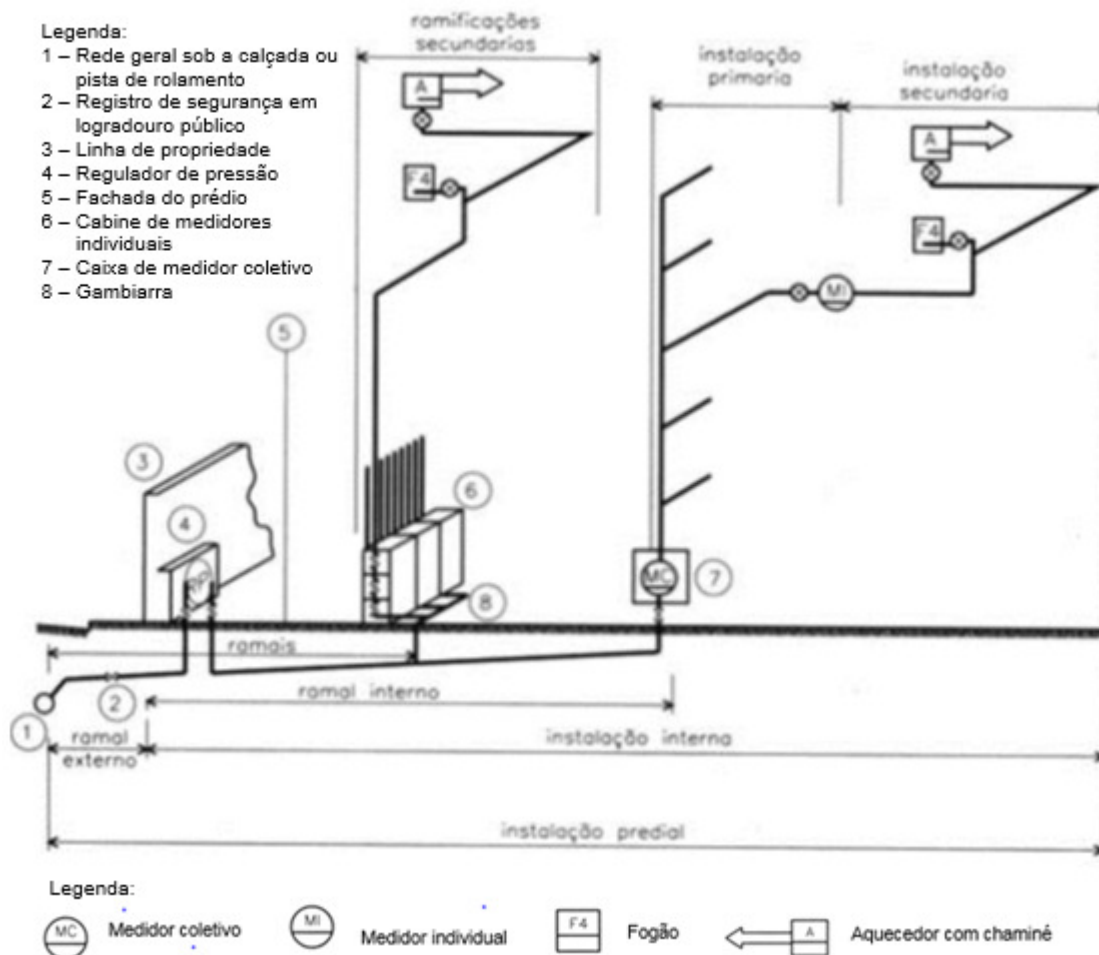
Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

ventilação ambiente e reparo da pintura do ambiente se necessário, conforme estabelece o Regulamento de Instalações Prediais (RIP). A concessionária incorre nesses gastos de atividade comercial, pois a experiência mostra que, em não o fazendo, não teria sucesso na captação de clientes.

Nas captações de clientes de Novas Construções (captações nas quais são realizados acordos com os construtores), de Espontâneas (captações derivadas de clientes baixados em prazo inferior a 1 ano) e na maioria dos casos de Saturação Vertical (captações que não requerem construção de nova rede nem de ramal) não são contemplados custos com as ramificações secundárias, pois estas habitações já possuem estas instalações, em obediência ao item 3 do RIP, restando somente gastos com a captação de clientes para remunerar o agente comercial e pequenas adequações como peças para instalação do fogão e/ou do aquecedor, bem como o serviço de instalação e possíveis adequações de ventilação ambiente e pintura se necessário.

A Figura 1 abaixo apresenta um esquemático das definições dos componentes da instalação predial, conforme estabelece o RIP.

Figura 1 - Esquemático das definições dos componentes da instalação predial



Esquema de Definições dos Componentes da Instalação
 Fonte: Adaptado do Anexo 3 do Regulamento de Instalações Prediais – RIP

Para calcular o montante de gastos em Atividade Comercial, são utilizados os custos unitários médios de acordo com o perfil de cada cliente. Estes custos são multiplicados pela quantidade de altas por perfil, chegando-se ao total de gastos necessários para atender as 346.894 captações de clientes residenciais e comerciais durante o quinquênio proposto de 2018-2022.

Diante das informações acima, a Concessionária aproveita a oportunidade para esclarecer que, a análise realizada pela UFF sugere a redução dos custos em “Gastos de Atividade Comercial” a partir de uma análise pura do crescimento de clientes, no entanto, existem vários fatores que devem ser considerados na projeção de tais gastos, tal como o perfil de captação dos clientes, explicado acima.

- Gastos Serviço a Cliente: a projeção dos gastos com “Gastos Serviço a Cliente” referentes aos itens “Leitura de Medidores e Envio de Faturas” e “Inspeções Periódicas” (inspeções para verificação da adequação das instalações e teste vazamento, realizados para liberar as altas de clientes) foram reduzidos frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

27/11/2017, tendo em vista que o número de altas de clientes foi reduzido, conforme a revisão da projeção de clientes descrita no item 3.1 deste relatório.

- Gastos de GNC: A projeção dos gastos com GNC foi revisada frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, tendo em vista a necessidade de ajuste dos custos unitários aos contratos atuais. Adicionalmente, houve a realocação dos gastos com manutenção e energia elétrica proveniente das estações de GNC, que antes estavam alocadas no item “Manutenção e Conservação e Utilidades e Serviços”, conforme já descrito neste documento.

Nesse sentido, são apresentados, na Tabela 7, as projeções de volumes e a composição de despesas relacionadas aos gastos de GNC para o quinquênio 2018-2022. Os custos relacionados ao suprimento de gás para municípios abastecidos por GNC abrangem todo o ciclo de abastecimento, desde a compressão do gás natural, o transporte e a descompressão do GNC.

Atualmente existe 1 (uma) Estação de Compressão (Guapimirim) da CEG RIO que é compartilhada com a CEG e 3 (três) Estações de Descompressão de Pequeno Porte (Maricá I e II e Mangaratiba). Futuramente está prevista 1 (uma) Estação de Compressão (Duque de Caxias) e 1 (uma) Estação de Descompressão de Grande Porte (Maricá).

No caso da Estação de Descompressão de Grande Porte de Maricá, a obra de construção está concluída, aguardando a emissão do Certificado de Aprovação do Corpo de Bombeiros e a emissão da Licença de Operação Municipal do Estado. A rede de distribuição de gás está em fase final de construção. A previsão de início da operação é 4º Trimestre de 2018.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Tabela 7 - Memória de Cálculo de Gastos com GNC (2018-2022)

CEG					
<i>em Mil R\$ / Ano (Moeda dez/2016)</i>					
Gastos de GNC	2018	2019	2020	2021	2022
1 - Operação Estação de Compressão (Mil R\$)					
Guapimirim ⁽¹⁾	4,1	12,0	-	-	-
Duque de Caxias	-	-	209,5	209,5	209,5
Total CEG	4,1	12,0	209,5	209,5	209,5
2 - Manutenção Estação de Compressão (Mil R\$)					
Guapimirim ⁽¹⁾	6,1	9,1	-	-	-
Duque de Caxias	-	-	239,0	226,9	344,0
Total CEG	6,1	9,1	239,0	226,9	344,0
3 - Transporte GNC total (Mil R\$)					
Maricá (Grande Porte)	10,6	712,9	1.026,3	1.039,4	1.053,4
TRANSPORTE DE GNC PEQUENO PORTE	334,6	98,8	115,6	133,4	152,6
Total CEG	345,2	811,8	1.141,9	1.172,9	1.206,0
3.1 - GNC DE GRANDE PORTE DEMANDA (Mil m³)					
Maricá	21,2	1.425,8	2.052,7	2.078,9	2.106,7
Total CEG	21,2	1.425,8	2.052,7	2.078,9	2.106,7
3.2 - GNC DE PEQUENO PORTE DEMANDA (Mil m³)					
Mangaratiba	27,5	52,7	63,4	74,9	87,2
Maricá	94,6	-	-	-	-
Total CEG	122,1	52,7	63,4	74,9	87,2
3.3 - Deslocamento Estações de Pequeno Porte (Mil km)					
Mangaratiba	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Maricá (2x und)	25,8	-	-	-	-
Total CEG	29,2	3,4	3,4	3,4	3,4
4 - Operação e Manutenção Estação de Descompressão (Mi R\$)					
Mangaratiba	209,5	209,5	209,5	209,5	209,5
Maricá	399,9	304,4	304,4	304,4	304,4
Total CEG	609,4	513,9	513,9	513,9	513,9
5 - Energia Elétrica (Mil R\$)					
Compressão	13,0	77,8	136,9	136,9	136,9
Descompressão	24,5	43,2	43,2	43,2	43,2
Total CEG	37,5	121,0	180,1	180,1	180,1
6 - TOTAL (Mil R\$)					
1 - Operação Compressão	4,1	12,0	209,5	209,5	209,5
2 - Manutenção Compressão	6,1	9,1	239,0	226,9	344,0
3 - Energia Elétrica Compressão	13,0	77,8	136,9	136,9	136,9
Total Custo Compressão	23,2	98,9	585,4	573,3	690,3
4 - Transporte GNC Grande Porte	10,6	712,9	1.026,3	1.039,4	1.053,4
5 - Transporte GNC Pequeno Porte	334,6	98,8	115,6	133,4	152,6
Total Custo Transporte	345,2	811,8	1.141,9	1.172,9	1.206,0
6 - Operação e Manutenção Descompressão	609,4	513,9	513,9	513,9	513,9
7 - Energia Elétrica Descompressão	24,5	43,2	43,2	43,2	43,2
Total Custo Descompressão	633,9	557,1	557,1	557,1	557,1
TOTAL GNC	1.002,3	1.467,7	2.284,3	2.303,2	2.453,4

(1) Estação compartilhada entre CEG e CEG RIO. Despesas com 2% dos gastos pela utilização da CEG em 2018 e 6% pela utilização em 2019. O gasto restante está alocado para utilização da CEG RIO

Valores Unitários de Referência (moeda dez/16)

Transporte Grande Porte	0,5 R\$/m³
Operação Estação de Compressão	17.457,82 R\$/mês
Operação e Manutenção Estação de Descomp. Grande Porte	25.363,25 R\$/mês
Operação e Manutenção Estação de Descomp. Pequeno Porte	17.457,82 R\$/mês
Transporte Pequeno Porte	4,94 R\$/km
Molécula GN Comprimida Pequeno Porte	1,56 R\$/m³

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Adicionalmente, a Concessionária identificou a necessidade de prestar esclarecimentos adicionais quanto a determinados gastos que sofreram ajustes no Relatório 4 da UFF. Foi possível observar que a falta de explicações mais detalhadas, por parte da Concessionária, pode ter conduzido a uma interpretação equivocada por parte da equipe da UFF. Nesse sentido, a Concessionária aproveita este Relatório para prestar os esclarecimentos necessários em relação aos seguintes gastos:

- a) “Consultoria e Outros Serviços”; “Publicidade, Propaganda e Relações Públicas” e “Subscrições, documentos e Outros Serviços”: a UFF sugere redução em tais gastos a partir de uma análise do crescimento da base de clientes. Nesse sentido, a Concessionária esclarece que estas despesas não estão diretamente correlacionadas à variação do número de clientes e que, além disso, é importante destacar que o incremento projetado nestes gastos visa ações como: o atendimento à Lei Estadual Nº 6.890/2014 de Inspeção Periódica de Gás; a implantação de novos modelos de atendimento em atenção à Deliberação AGENERSA n.º 3.559/2018; e a intensificação de projetos relacionados à redução de perdas, à qualidade operacional e à qualidade de serviços.
- Em relação aos gastos com “Consultoria e Outros Serviços”, a Concessionária esclarece que estas despesas não estão diretamente correlacionadas à variação do número de clientes. Além disso, é importante esclarecer que o incremento projetado nestes gastos visa o atendimento à Lei de Inspeção Periódica de Gás e a intensificação de projetos relacionados à redução de perdas, à qualidade operacional e à qualidade de serviços.

De forma geral, estes gastos contemplam:

- Qualificação e Auditoria de fornecedores: Contratação de empresa para gestão e controle de documentação para qualificação e homologação de fornecedores e prestadoras de serviços para a Concessionária (Achilles); portal de suporte para a execução e comunicação de compras via processo licitatório, com o objetivo de manter a transparência e celeridade dos processos licitatórios vultuosos (Bravo); suporte à qualificação e homologação de contratações de maiores riscos, garantindo que os fornecedores atendam aos requerimentos especificados nos processos licitatórios (Repro); contratação de empresas para realização de auditoria nas empresas fornecedores; consultoria de melhores práticas para a gestão de compras e fornecedores.
- Projetos de Meio Ambiente e Qualidade: contratação de empresa para controle e tratamento do passivo ambiental do subsolo da antiga fábrica de São Cristóvão; Consultoria de suporte a gestão de legislação ambiental; pagamento de taxas ambientais (estadual – INEA); auditoria ambiental legal; consultoria de diagnóstico ambiental para licenciamento; consultoria para adequações ambientais e controle de ruídos; consultoria para gerenciamento e controle de resíduos; contratação de auditores internos e externos (Auditoria de Qualidade – Sistema ISO); certificação sistemas de gestão integrada ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001.
- Projetos de Segurança no Trabalho: Treinamentos e campanhas de conscientização de direção viária segura para funcionários que possuem atividades com frota de veículos;

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

consultoria para orientação de Plano de Compromisso de Segurança e Saúde (acidente zero), elaboração de campanhas de comunicação internas de conscientização sobre o tema (prevenção e comunicação de acidentes de trabalho na empresa e prestadoras de serviços); consultoria para Plano de Emergência.

- Projetos de Prevenção e Saúde: campanhas de vacinação; doação de sangue (com HemoRio); prevenção à obesidade, doenças crônicas e antitabagismo; palestras de conscientização à prevenção de doenças (Setembro Vermelho, Outubro Rosa, Novembro Azul e Dezembro Laranja).
 - Inspeção Periódica de Gás: elaboração e revisão de fluxos e procedimentos para atender com qualidade aos critérios definidos em Lei e Instrução Normativa; armazenamento de controle das inspeções além do controle de seus prazos e laudo para interrupção do fornecimento de gás, caso essa seja necessária.
 - Sistema para gestão de laboratórios acreditados: Implantação de sistema único de gestão para laboratórios acreditados em substituição a todos os sistemas atualmente em uso, já obsoletos e sem mão de obra para suporte técnico, para controle de orçamentos, prestação de serviços, equipamentos, manutenções, fornecedores, emissão de relatórios de ensaio, certificados de calibração, não conformidades, ações corretivas e preventivas e todas as ferramentas necessárias para rotina, garantindo assim a continuidade dos trabalhos dos laboratórios e respectivas creditações.
 - Consultoria e Manutenção do Sistema de Medição: Desenvolvimento de projetos de combate a perdas, fraudes, furtos e demais ações ligadas aos sistemas de medição, como análises a partir de sistemas de monitoramento e acesso remoto online, trabalhos de verificação de incertezas nos sistemas de medição e ações de melhoria de medição.
- Em relação aos gastos com “Publicidade, Propaganda e Relações Públicas”, a Concessionária esclarece estas despesas não estão diretamente correlacionadas à variação do número de clientes. Além disso, é importante esclarecer que o incremento projetado nestes gastos visa a intensificação das campanhas de inspeção periódica do gás e das campanhas comerciais.

De forma geral, estes gastos contemplam:

- Veiculação da campanha de Inspeção Periódica do Gás (IPG): envolve toda a veiculação referente a campanha da Inspeção Periódica do Gás, incluindo itens como: divulgação sobre a obrigatoriedade da Inspeção, além de manter nas agências informações aos consumidores sobre a IPG; realização de campanhas de segurança em veículos de massa como jornais e revistas de grande circulação;
- Campanhas Comerciais de Divulgação e Comunicação: divulgação dos benefícios do GN canalizado para desenvolver a cultura ou comunicar expansão do gás natural em novos

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

municípios, Programa Selo Oficina 10 que qualifica oficinas convertedoras de GNV, instalação de GNV para frotas, etc.

- Publicidade de Vendas: produção de materiais de comunicação, ações promocionais, plano anual de formação para mão-de-obra para aumento da eficiência comercial, ações motivacionais para equipes de vendas, plano de desenvolvimento das empresas colaboradoras.
 - Publicação de matéria legal: veiculação de Atas, Editais, Balanços, Concessões de licença, fatos relevantes e tarifas, conforme obrigação legal.
 - Comunicação externa: manutenção dos canais de comunicação com diversos públicos, através de Web Site, Redes Sociais e realizando constante monitoramento na Internet.
 - Monitoramento e relatórios dos meios de comunicação: Informações internas diárias e alertas de notícias na imprensa sobre a concessionária, em especial em momentos críticos e de crise. Monitoramento de notícias do setor de energia para informação das áreas da empresa e acompanhamento de temas estratégicos do Setor.
 - Comunicação Interna: visa integrar, informar, engajar e motivar todos os colaboradores da empresa, aumentando a produtividade, o engajamento e os resultados da empresa, assim como difundindo cultura de segurança e saúde laboral, projetos das empresas, investimentos e avanços.
 - Publicidade em veículos de comunicação: desenvolvimento e divulgação de campanhas e anúncios institucionais, e temáticas de interesse público e dos consumidores de gás natural do Estado do Rio de Janeiro.
 - Publicações: publicação de balanços anuais das companhias em jornais de grande circulação no Estado, dando transparência aos seus resultados financeiros.
 - Projetos Sociais: projeto social/educacional que visa aperfeiçoar o uso racional de energia e a prevenção de acidentes, como também difundir informações de segurança e de formação de cultura, através de teatros e palestras para a rede escolar pública e privada no Rio de Janeiro
- Em relação aos gastos com “Subscrições, documentos e Outros Serviços”, a Concessionária esclarece que estas despesas não estão diretamente correlacionadas à variação do número de clientes. Além disso, o incremento projetado nestes gastos visa a implantação de novos modelos de atendimento e intensificação dos serviços de melhoria operacional.

De forma geral, estes gastos contemplam:

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- Implementação de novos modelos de atendimento visando atender a Deliberação AGENERSA n.º 3559/2018. Desta forma foram projetados custos para viabilizar o projeto e adaptar a Concessionária a esta realidade;
 - Prestação de serviços: referentes à planificação e otimização da expansão de infraestrutura e controle dos ativos do sistema de distribuição de gás; controle e implantação dos processos de planificação para manutenção da infraestrutura dos sistemas de distribuição de gás canalizado; revisão e atualização do corpo normativo, elaborando as normas, procedimentos e especificações técnicas necessárias, de acordo com as diretrizes e normativas da empresa; inovação dos processos e atividades com o objetivo de detectar as ineficiências existentes e propor ações de melhora, utilizando as ferramentas de gestão.
 - Inspeção Periódica de Gás: considerando o atendimento à Lei Estadual Nº 6.890/2014, de Inspeção Periódica de Gás, foram projetados custos para viabilizar a administração destas inspeções, bem como dar maior suporte técnico ao projeto.
 - Serviços de armazenamento físico de documentos: com previsão de crescimento de demanda em volume de serviços de documentação.
 - Serviços logísticos: com previsão de aumento de custos com implantação da externalização dos armazéns.
 - Serviços de consulta ao Serasa.
- b) “Gastos de Atividade Comercial”; “Leitura de Medidores e Envio de Faturas” e “Serviços de Teleatendimento”: a UFF também sugere redução em tais gastos a partir de uma análise do crescimento da base de clientes. A Concessionária esclarece que, apesar destas despesas estarem correlacionadas ao crescimento do número de clientes, existem fatores externos que devem ser considerados como: o perfil de captação dos clientes; o atendimento à Lei de Inspeção Periódica de Gás; o atendimento a determinações do regulador.
- Em relação aos “Gastos de Atividade Comercial”, conforme apresentado anteriormente, existem outros fatores, como o perfil de captação dos clientes, que devem ser considerados na projeção de tais gastos.
 - Em relação aos gastos com “Leitura de Medidores e Envio de Faturas”, a Concessionária esclarece que, apesar destas despesas estarem correlacionadas à base de clientes, existem fatores externos que devem ser considerados como, por exemplo, reajustes reais, superiores à inflação, que ocorrem nos serviços de correio, o que aumenta o percentual de incremento nos custos de Leitura de Medidores e Envio de Faturas.
 - Em relação aos gastos com “Serviços de Teleatendimento”, a Concessionária esclarece que apesar destas despesas estarem correlacionadas à base de clientes, existem outros fatores que devem

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

ser considerados como, por exemplo, o aumento dos custos para atendimento à Lei de Inspeção Periódica de Gás e à Deliberação AGENERSA Nº 2855/2016 para atendimento gratuito pelo Call Center às chamadas de celular. De forma geral, estes gastos contemplam:

- Inspeção Periódica de Gás: aumento do volume de atendimentos no Call Center. Identificou-se que hoje um cliente neste perfil, entra em contato em média 3 vezes, solicitando informações sobre o serviço, informação de empresas credenciadas e agendamento. Além disso, os clientes que não cumprirem o que foi estipulado na Inspeção Periódica de Gás terá seu fornecimento interrompido, gerando um maior crescimento nos contatos.
 - Contatos Call Center: Com o crescimento dos serviços de cobrança por dívida, houve aumento nos contatos de Call Center, gerando também crescimento nos atendimentos dos processos de informação de débito, de solicitação de religação, bem como de outros serviços.
 - Atendimento às chamadas de celular: atendimento gratuito pelo Call Center às chamadas de telefones móveis, conforme Deliberação AGENERSA Nº 2855/2016.
- c) “Despesas de Viagem”, “Custo do Pessoal Expatriado” e “Colaborações Externas”: a UFF sugere a exclusão total de tais gastos por acreditarem ser decorrentes da especificidade do controle acionário estrangeiro da empresa. Nesse sentido, a Concessionária esclarece que, à exceção do item “Custo do Pessoal Expatriado”, tais gastos não estão relacionados a especificidade do controle acionário estrangeiro.
- Em relação as “Despesas de Viagem”, a Concessionária esclarece que tais gastos compreendem todos os custos com viagens operacionais, dos diversos setores da Companhia, incluindo gastos com transporte, hotel, alimentação, pedágios, estacionamento, combustível, dentre outros, independente do controle acionário ser estrangeiro ou não. Inclui ainda gastos com deslocamentos para reuniões entre setores da Companhia, bem como com agentes externos.
- Observa-se ainda que estes gastos estão de acordo com os valores reconhecidos pelo Regulador, conforme deliberado na Revisão Tarifária do último Quinquênio, e são necessários para a operação eficiente da atividade fim da empresa, considerando estadia e deslocamento para os diferentes Municípios atendidos pela Concessionária.
- Em relação ao “Custo do Pessoal Expatriado”, a Concessionária entende que não pode ser realizado um corte total deste custo, visto que as posições ocupadas por tais profissionais não podem ser eliminadas da estrutura operacional da empresa e, no mínimo, deveriam ser consideradas ao custo de um profissional de mesmo nível, no mercado de trabalho nacional.
 - Em relação as “Colaborações Externas”, a Concessionária esclarece que estes gastos não possuem relação com os gastos provenientes do controle acionário estrangeiro e que existem independente do controle acionário da Concessionária ser estrangeiro ou nacional, uma vez que

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

tratam-se de gastos que contemplam colaboradores terceiros que dão suporte complementar em diversas atividades administrativas relacionadas às áreas de Serviços de Atendimento ao Cliente, Operação e Manutenção, Recursos humanos e Comercial, sendo projetado ainda mão de obra para substituições de funcionários com licenças médicas, licenças maternidades, força tarefa para situações de crise (acidentes, implementação de projetos, urgências, emergências e outras demandas para que não comprometam a qualidade da prestação de serviços da Concessionária).

- d) Gastos “Jurídicos”: a UFF sugere redução em tais gastos e adota como referência o menor valor anual observado no quinquênio anterior, atualizado pelo IGPM, sugerindo que o regulador averigue a estrutura e justificativa para tais gastos. Nesse sentido, a Concessionária esclarece que estes gastos compreendem custos com contratação de escritórios de advocacia e honorários advocatícios, visto que a Concessionária conta com o apoio de escritórios externos, e que sua equipe jurídica interna realiza a gestão, acompanhamento e controle das atividades dos escritórios contratados, além de apoiarem a empresa em temas considerados como estratégicos.

É válido salientar que esta terceirização é uma tendência de todas as grandes empresas, incluindo as Concessionárias de Serviços Públicos. A tendência é que se tenha uma equipe jurídica interna e, para o contencioso, ocorra a terceirização, por meio da contratação de escritórios.

A terceirização dos serviços de advocacia é contemporânea e está em linha com a necessidade empresarial de se tornar as relações de trabalho mais dinâmicas, a fim de garantir que as decisões sejam tomadas de forma eficiente e célere – o escritório contratante assume o compromisso de cumprir todas as demandas, com observância dos prazos processuais, assim, não importa qual advogado da banca cumprirá o prazo, mas sim que será cumprido e por alguém, o que dá a garantia da prestação dos serviços na forma e modelo contratados. A contratação interna sujeita a empresa às faltas dos funcionários, justificadas ou não, rescisões contratuais e ausências, até que novo seja contratado – gerando risco dos serviços não serem cumpridos a tempo ou com a rapidez que deveriam. Essa tendência traz inúmeras vantagens aos negócios. Assim, tendo em vista que não se trata de atividade fim das Concessionárias, é possível, com a contratação de escritórios para garantir que o treinamento, capacitação, coordenação, reposição e recrutamento dos advogados sejam feitas pelos prestadores de serviço contratados.

As demandas jurídicas estão cada vez mais especializadas e complexas, de modo que não seria viável para empresas do porte das Concessionárias contar com apoio interno correspondente às demandas e para todos os serviços de advogados a fim de abranger todas as especializações e ramos do direito necessários (tributário, trabalhista, previdenciário, criminal, consumidor, cível, contratos, regulatório, ambiental, dentre inúmeros outros), o que geraria um alto custo para as empresas. Dessa forma, contar com escritórios terceiros garante a qualificação e diversidade na especialização para atuação nas demandas, nos mais diversos ramos do direito, por menores custos. A especialidade necessária para cada caso, garante que não haverá prejuízos ao resultado das demandas que demandam essas especializações em determinado ramo do direito. Ademais, isso possibilita a redução de custos, uma vez que os serviços só são solicitados pelas empresas de acordo com a necessidade e demandas, reduzindo o custo de manutenção de espaço, custos trabalhistas, de fornecimento de materiais, custos administrativos. Além disso, um departamento jurídico interno extenso, com as mais variadas

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

especializações, traria também a burocracia e custos decorrentes das atividades administrativas correspondentes e igualmente volumosas e que não fazem parte do core business da empresa.

Ainda há que se considerar o fator geográfico, uma vez que as demandas judiciais ocorrem dentro de toda a área de Concessão, e a terceirização traz a possibilidade de cobertura dessas demandas, sem custos adicionais para as empresas.

No Anexo 6, encontram-se os valores revisados das despesas operacionais projetadas para o período 2018 a 2022, em moeda constante de dezembro de 2016.

4.2. Despesas de Pessoal

A projeção das despesas de pessoal não sofreu atualização frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017. No Anexo 6, encontra-se a projeção das despesas de pessoal da Concessionária para o período 2018 a 2022.

4.3. Outras Despesas

4.3.1. Provisões

A projeção dos gastos referentes as provisões, que são gastos originados pelo reconhecimento das perdas decorrentes de não pagamento das faturas de gás por parte dos clientes (provisões para devedores duvidosos – PDD), tiveram seus valores revisados frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, principalmente no ano de 2018, tendo em vista a necessidade de inclusão, neste ano, de um montante de provisões referentes a processos judiciais que não estavam provisionados anteriormente, e que por indicação de auditoria externa passaram a ser provisionados; e ainda, o incremento na captação de clientes de segmento de menor poder aquisitivo, que possuem um percentual de inadimplência mais elevado, o que provoca um incremento nos valores projetados de provisões para o quinquênio.

A Concessionária aproveita para comentar que a UFF, em seu Relatório 4, recomenda a utilização da média das provisões observadas no ultimo quinquênio, atualizadas pelo IGP-M, no entanto, é importante esclarecer que os valores projetados precisam ser ajustados em função do crescimento observado das provisões, já nos últimos anos do quinquênio passado, em função do incremento da inadimplência no pagamento das faturas de gás resultantes do cenário de crise econômica e das captações crescentes em segmentos de menor poder aquisitivo. Aliado a este cenário, cabe esclarecer que, a partir de 2018, está sendo iniciada a adequação à normativa contábil, com a contabilização de conceitos não faturados vencidos, parcelamento de dívida vencida e dívida de clientes baixados, o que provoca um incremento no montante de provisões projetadas para o próximo quinquênio.

No Anexo 6 encontra-se detalhada a evolução das provisões projetadas para o período 2018 a 2022.

4.3.2. Perdas de Gás

A projeção dos gastos referentes as perdas de gás foram revisadas frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, tendo em vista que: (a) a projeção do custo de gás do mercado convencional foi atualizada conforme descrito no item 4.3.2.1 deste documento, e que (b) as projeções de demanda de gás também foram revisadas, conforme descrito no item 3.1 deste documento.

A concessionária mantém o percentual de perdas total de 2,80% ao ano, no período de 2018 a 2022, conforme sua Proposta entregue em 27/11/2017, percentual este em conformidade com o estabelecido no item 3, parte 1 do Anexo II do Contrato de Concessão, que prevê o limite de 3% (três por cento) de perdas total.

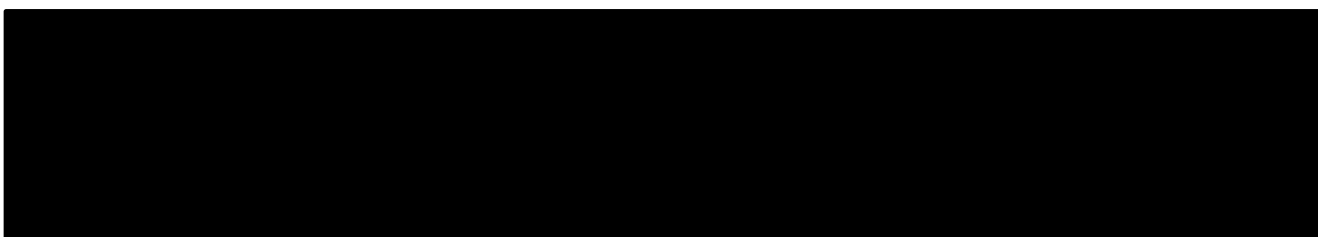
Cabe enfatizar que a concessionária possui uma atuação permanente na busca pela eficiência e redução das perdas, mantendo programas constantes de controle e melhoria dos processos, mesmo que as perdas relacionadas a tais fatores de ordem técnica sejam muito pequenas e com tendência de queda, comprovando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

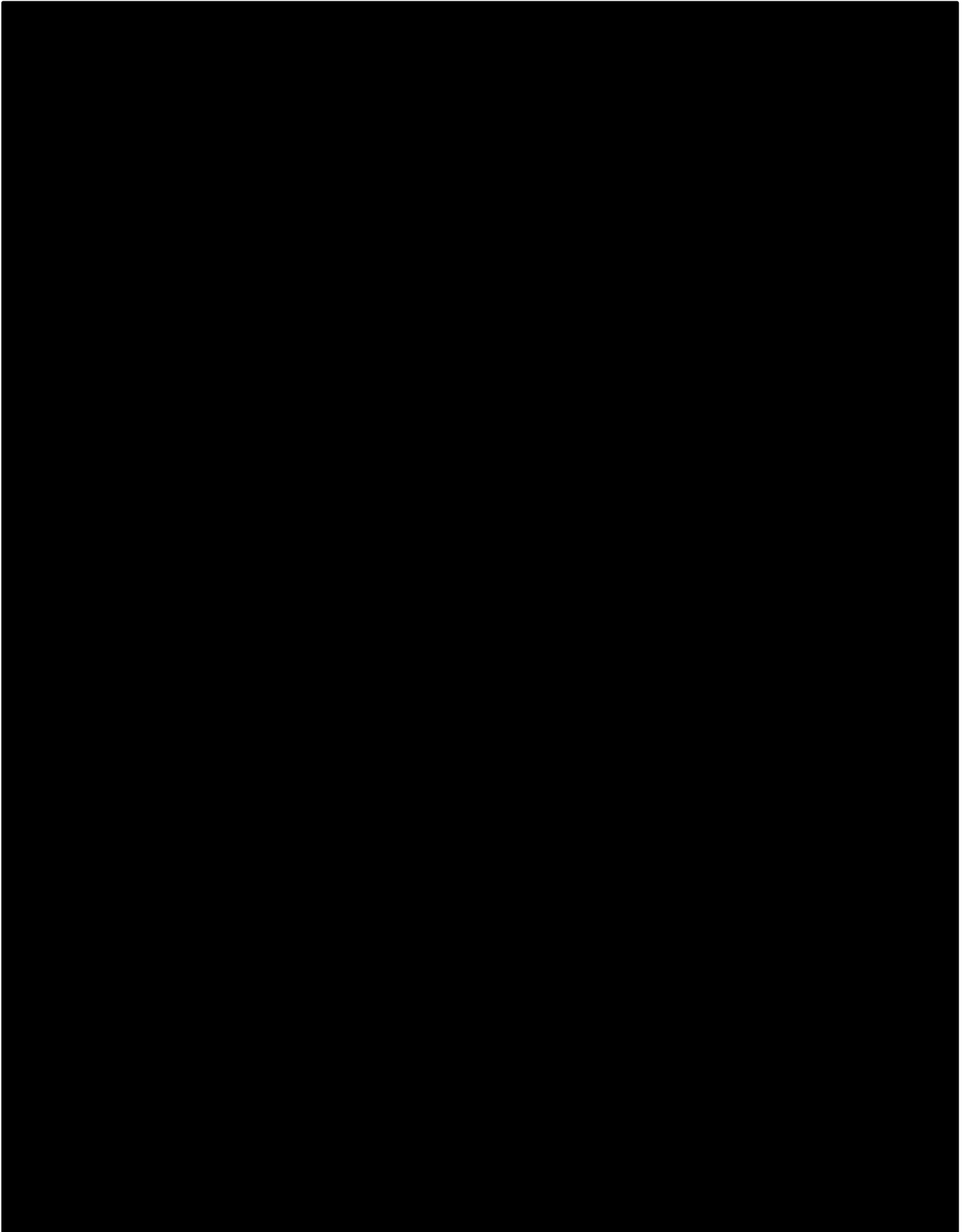
As perdas crescentes da concessionária são decorrentes de fraudes por fraude/roubo, que têm apresentado incrementos desde 2015, e ocorrem à revelia da concessionária. Essa é uma realidade, amplamente divulgada pela mídia, que tem sido comprovadamente crescente nos setores de energia e água. Tais roubos são um problema social e de ordem pública, sobre os quais a concessionária, apesar de sua atuação permanente (devidamente informada à AGENERSA por meio da correspondência DIRPIR 064, de 02/08/2018), tem pouca ou nenhuma ingerência, para o qual inclusive já solicitou apoio da AGENERSA no intuito de atuar junto aos órgãos competentes, para que estes possam intensificar as ações mitigadoras de roubo.

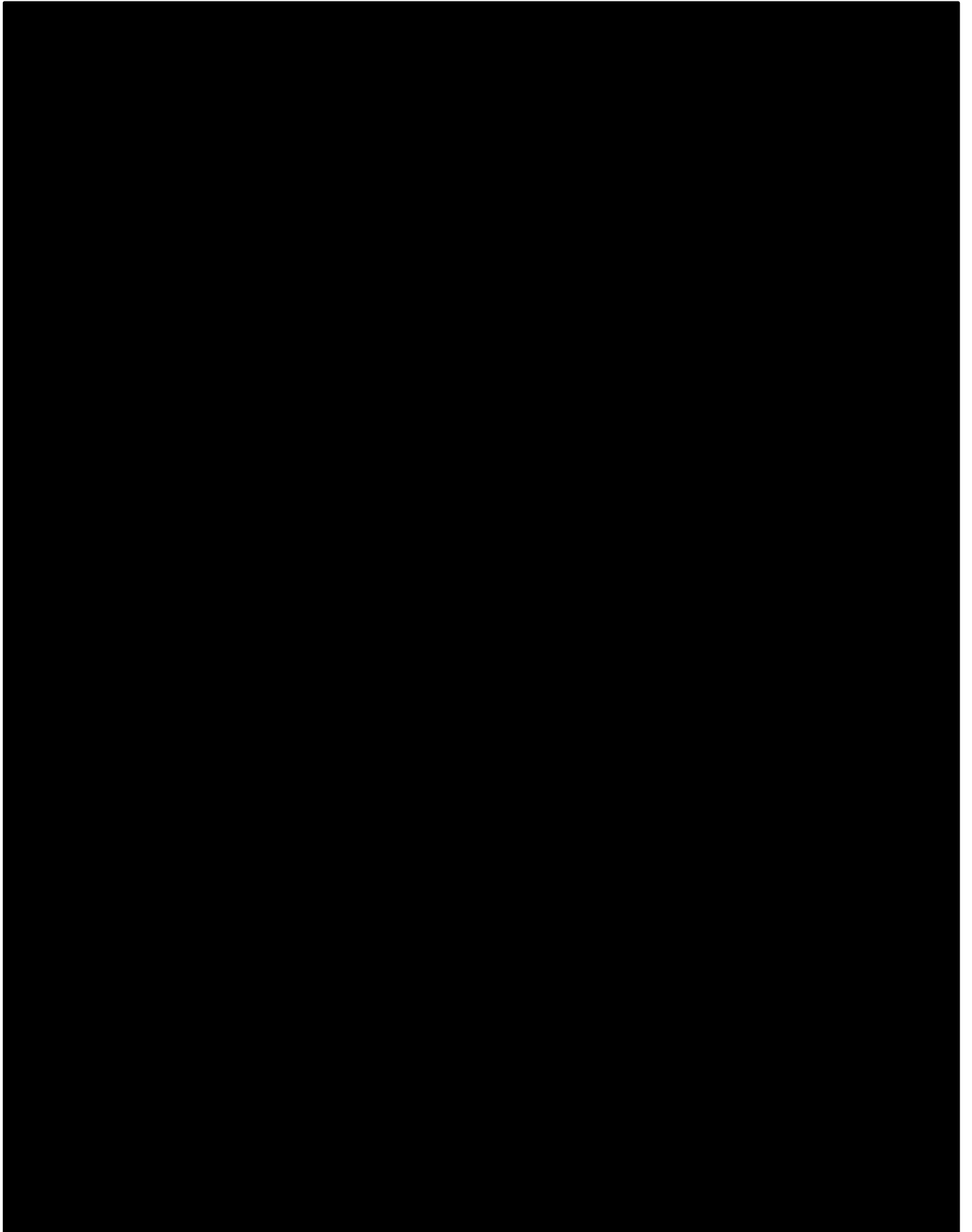
Resta claro, portanto, que tais perdas decorrentes de fraudes possuem sua origem na ponta da demanda, o que gera uma dupla penalização para a concessionária, que não só tem sua perda relacionada ao custo do gás adquirido, como também à margem de distribuição que deixa de receber por esse volume fraudado.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

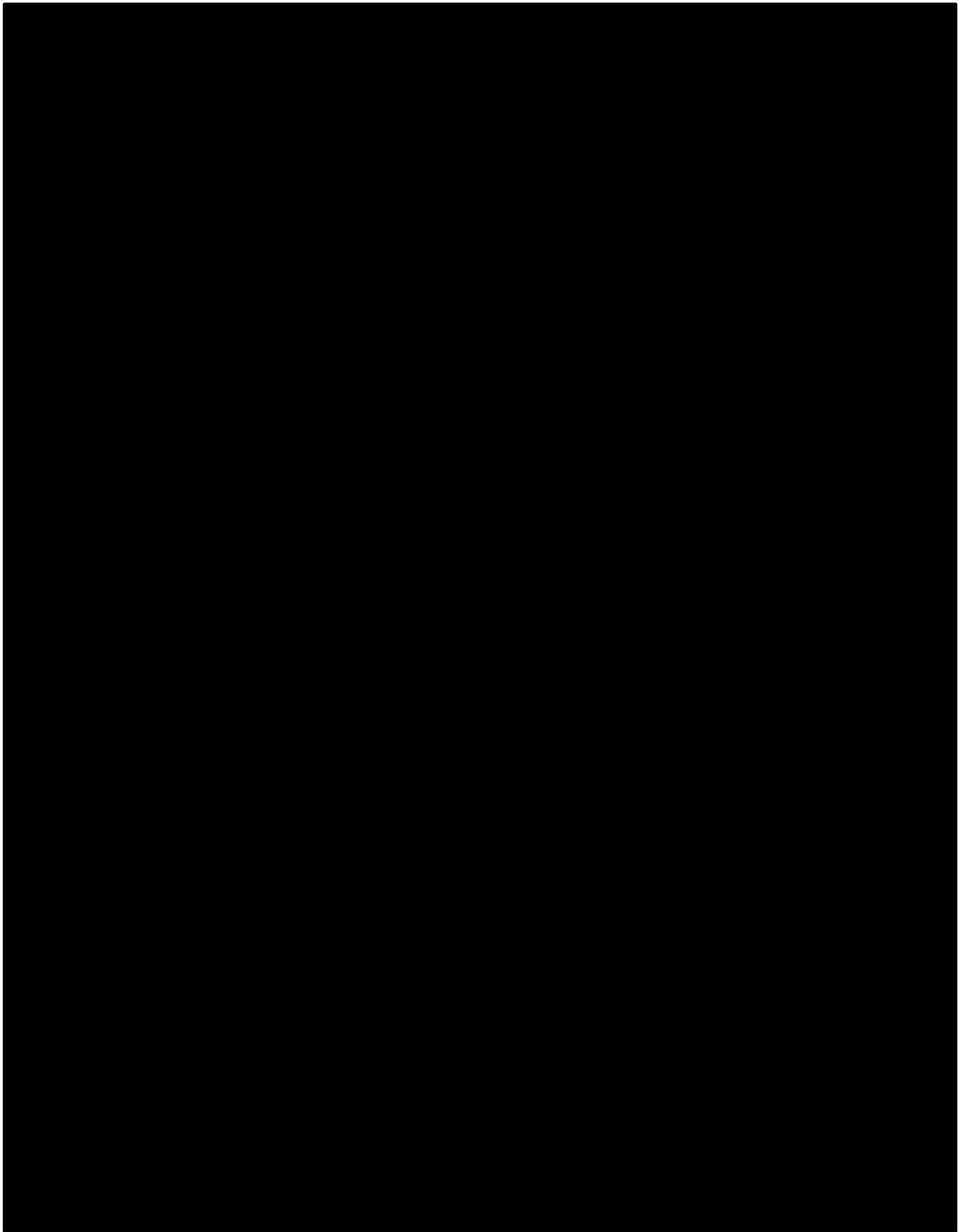
No Anexo 6, encontra-se detalhada a evolução das despesas de perdas de gás projetadas para o período 2018 a 2022.

4.3.2.1. Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Mercado Convencional no Período 2018-2022 (Informação protegida pelas regras de confidencialidade)









4.3.3. Gastos com Odorante

Para fins de determinação de valor da despesa de odorante, a Concessionária utilizou a atualização da projeção dos volumes de compra, os quais considera a atualização da projeção dos volumes de vendas e os volumes de perdas de gás. Nesse sentido, as projeções atualizadas de despesas relacionadas aos gastos com odorante para o quinquênio 2018-2022, são indicadas na Tabela 9 abaixo.

Tabela 9 - Projeção de Gastos com Odorante em Milhões de Reais (2018-2022)

Custo Anual Odorante - Valores em MR\$ (moeda dez/2016)					
Categorias	2018	2019	2020	2021	2022
Térmicas	0,79	0,22	0,23	0,22	0,22
Demais Categorias	0,94	0,95	0,96	0,98	1,00
Total	1,73	1,17	1,19	1,19	1,21

4.4. Resumo de Projeções de OPEX

Na Tabela 10 abaixo, tem-se o resumo da projeção de OPEX para o período de 2018 a 2022 e o seu detalhamento está apresentado no Anexo 6.

Tabela 10 - Projeção de OPEX em Milhões de Reais (2018-2022)

CEG	OPEX Valores em MR\$ (moeda dez/2016)				
Conceitos	2018	2019	2020	2021	2022
Despesas Operacionais	272,51	287,47	295,74	302,37	309,51
Despesas de Pessoal	143,00	147,83	153,52	153,52	153,52
Outras Despesas	129,63	119,52	117,86	117,34	119,47
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 Odorante	1,73	1,17	1,19	1,19	1,21
TOTAL	545,13	554,81	567,12	573,23	582,50

5. Receitas Correlatas

Tendo em vista que a Concessionária revisou suas projeções de captação de clientes e que, por sua vez, estas estão diretamente associadas aos serviços técnicos de adequação de ambiente necessários para o início ou continuidade do fornecimento de gás, transformação e instalação de equipamentos, e outros serviços de assistência técnica, que compõem as Receitas Correlatas, torna-se necessário realizar a atualização da projeção das Receitas Correlatas constante da Proposta que foi entregue em 27/11/2017.

No Anexo 7, encontra-se a atualização da projeção das Receitas Correlatas consideradas no cálculo das tarifas limite que somam R\$ 115,23 milhões para o período 2018 a 2022.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

6. Plano de Investimentos

O plano de investimentos constante do Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017 foi revisado, passando a contemplar investimentos de R\$ 833 milhões no período entre 2018 a 2022, conforme demonstrado na Tabela 11 e nos subitens a seguir.

Tabela 11 - Projeção de Investimentos Total – em Milhões de Reais (2018 – 2022)

CEG - Investimentos total (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
INVESTIMENTOS MATERIAIS	144,70	152,06	174,69	162,73	155,25	789,42
Redes	78,04	86,41	96,47	83,30	83,17	427,39
Novas Redes AP	2,80	1,88	11,53	0,83	2,62	19,65
Novas Redes MP/BP	44,41	35,80	31,08	32,96	32,61	176,85
Renovação Redes	30,13	47,98	52,99	48,63	47,11	226,84
Outros - Redes	0,70	0,76	0,87	0,89	0,83	4,05
Ramais	20,08	22,32	22,88	23,69	24,36	113,33
Novos Ramais	17,42	18,32	18,89	19,70	20,37	94,69
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
Construção de ERM's e GNC's	2,58	2,33	4,67	6,56	1,96	18,10
Instalações Auxiliares de Rede	8,28	7,27	15,44	14,41	9,66	55,05
Outros Investimentos Materiais	35,72	33,73	35,23	34,77	36,10	175,55
Aquisição de Medidores	21,62	22,18	22,84	23,48	23,87	113,99
Instalações Comunitárias	8,87	9,55	9,80	10,05	10,30	48,57
Terrenos e Edifícios	2,49	0,88	1,11	0,39	0,43	5,31
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	0,08	0,19	0,29	0,10	0,09	0,76
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	8,25	5,11	10,10	10,01	10,12	43,59
TOTAL INVESTIMENTOS	152,95	157,16	184,78	172,74	165,37	833,01

Nota: ERM – Estação de Regulação e Medição.

No Anexo 8, encontra-se o total da projeção de investimentos para o período de 2018 a 2022, assim como as metas físicas e financeiras por município.

O Plano de Investimento elaborado pela Concessionária está subdividido em três modalidades de investimentos: **Singulares, Fixos e Variáveis**.

6.1. Investimentos Singulares

São investimentos em projetos específicos, abaixo descritos:

- Reforço Santa Cruz: Construção de gasoduto de 20", AP 42, com 5,8 km de extensão, localizado no Município de Seropédica, visando garantir o atendimento da demanda do Distrito Industrial de Santa Cruz e

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

da Zona Oeste do Município do Rio de Janeiro, regiões que possuem significativa concentração de indústrias de grande consumo;

- Estação de Compressão Modulação: Investimento destinado à construção da Estação de Compressão de Gás Natural no município de Duque de Caxias visando atender o Projeto Estruturante de GNC da CEG;
- Estação Maricá: Investimento referente à gaseificação do Município de Maricá através do Projeto Estruturante de GNC;
- Estação de Regulação Distrital: Investimentos referentes à construção de novas Estações de Regulagens Distritais (ERDs) conforme planejamento de crescimento vegetativo do sistema de distribuição e da carteira de clientes da CEG;
- Projetos Menores: Investimentos referentes à substituição de trechos de redes de aço carbono que operam em regime de alta pressão (AP) ou de média pressão (MP), que em sua maioria foram construídos há mais de 30 anos e que apresentam necessidades de renovação.

Na Tabela 12 abaixo, estão apresentados os valores dos investimentos para o período de 2018 a 2022:

Tabela 12 - Projeção de Investimentos por Projetos em Milhões de Reais (2018-2022)

CEG - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Projeto	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Reforço de Rede	-	1,14	8,36	-	-	9,50
<i>Santa Cruz</i>	-	1,14	8,36	-	-	9,50
Estação de GNC	0,93	0,19	2,81	5,06	-	8,98
<i>Estação Modulação GNC</i>	0,27	0,19	2,81	5,06	-	8,32
<i>Estação Maricá</i>	0,66	-	-	-	-	0,66
Projetos de ERD	1,22	1,27	0,68	0,72	1,03	4,92
Projetos Menores (Renovação)	5,69	4,09	9,54	4,83	4,06	28,22
TOTAL INVESTIMENTOS SINGULARES	7,85	6,68	21,39	10,61	5,09	51,62

Nota:

GNC - Gás Natural Comprimido

ERD - Estação de Regulação Distrital

Cabe comentar que a projeção de investimento em Biometano, apresentada na proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, foi excluída da presente proposta, pois depende de Aditivo Contratual, conforme indicação da Agência Reguladora, uma vez que tal tipo de abastecimento não está previsto no Contrato de Concessão.

6.2. Investimentos Fixos

São investimentos que, de forma direta, não induzem aumento de demanda e nem possuem relação de dependência com as altas e baixas dos clientes.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

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 item destacam-se:

- Renovação de Rede MP / BP: corresponde à substituição de rede de material obsoleto;
- Renovação de Ramais: corresponde à substituição de ramais associados às redes obsoletas renovadas;
- Sistemas de Tecnologia da Informação:
 - 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;
 - Aquisição e renovação de hardware (infraestrutura central do CPD, equipamentos de telecomunicações, redes de dados e segurança da informação);
- Veículos e Outros ativos operacionais utilizados na prestação dos serviços: 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, equipamentos e adequações físicas. Com o crescimento da malha de distribuição, da base de clientes e do potencial existente, serão necessários novos escritórios, adequação dos edifícios para instalar as equipes de vendas, de construção, manutenção e emergência, além da aquisição de veículos para incremento da frota como também para substituição de veículos antigos (mais de cinco anos de uso).
- Terrenos e Edificações representam os investimentos realizados principalmente na adequação das instalações técnicas das equipes que permanecerão operando nas instalações remanescentes de São Cristóvão. Com a desistência da construção de uma sede para abrigar todos os funcionários da empresa em uma única área, se optou pela permanência em São Cristóvão das seguintes instalações:
 - Centro de controle, o qual as equipes de controle de rede e atendimento a emergências se localizam;
 - Laboratórios de medidores, qualidade do gás natural e de teste de equipamentos de gás natural;
 - Oficinas de odorização;
 - Oficinas de equipamentos da rede; e
 - Almoxarifados.

A proposta contempla investimentos fixos de R\$ 381 milhões no período entre 2018 a 2022, conforme demonstrado na Tabela 13 abaixo.

Tabela 13 - Projeção de Investimentos Fixos em Milhões de Reais (2018-2022)

CEG - Investimentos Fixo (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
INVESTIMENTOS MATERIAIS	51,19	67,85	76,47	74,58	67,53	337,62
Redes	29,86	49,19	48,93	49,28	46,50	223,75
Novas Redes AP	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
Ramais	2,67	3,99	3,99	3,99	3,99	18,64
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
Construção de ERM's e GNC's	0,23	0,47	0,50	0,51	0,48	2,19
Instalações Auxiliares de Rede	8,28	7,27	15,44	14,41	9,66	55,05
Outros Investimentos Materiais	10,16	6,93	7,61	6,38	6,90	37,99
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	5,31
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
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	8,25	5,11	10,10	10,01	10,12	43,59
TOTAL INVESTIMENTOS FIXOS	59,43	72,96	86,57	84,59	77,65	381,20

Nota: ERM – Estação de Regulagem e Medição.

6.3. Investimentos Variáveis

São investimentos que, de forma direta, induzem aumento de demanda e possuem relação de dependência com as altas e baixas dos clientes.

Os investimentos variáveis são necessários para permitir a captação dos novos clientes, que no presente relatório somam 347.018 novos clientes. A captação de novos clientes está focada, predominantemente, no mercado residencial, devido à magnitude dessa base de clientes.

Os investimentos para a captação de todos os mercados contemplam:

- ✓ Nova rede MP/BP: correspondente à construção de nova rede de MP/BP;
- ✓ Novos ramais: correspondente à construção de novos ramais. Referem-se ao trecho compreendido entre a rede e o limite de propriedade e, conforme estabelecido no Regulamento de Instalações Prediais (RIP), denomina-se *Ramal Externo*;
- ✓ Instalações Comunitárias: referem-se ao trecho do ramal compreendido entre o limite de propriedade e o medidor ou local da sua instalação e, conforme estabelecido no Regulamento de Instalações Prediais (RIP), denomina-se *Ramal Interno*;

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- ✓ Aquisição de ERM's (Estações de Regulagem e/o Medição): aquisição e instalação de ERM's para grandes clientes.
- ✓ Aquisição de medidores: aquisição e instalação de medidores e reguladores para os demais clientes (residencial e pequeno comércio).

A proposta contempla investimentos variáveis de R\$ 400 milhões no período entre 2018 a 2022, conforme demonstrado na Tabela 14 abaixo:

Tabela 14 - Projeção de Investimentos Variáveis – Milhões de Reais (2018 – 2022)

CEG - Investimentos Variável (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
INVESTIMENTOS MATERIAIS	85,67	77,52	76,82	77,54	82,63	400,18
Redes	42,09	32,03	29,71	29,23	32,65	165,71
Novas Redes AP	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	-	-	-	-	-	-
Ramais	17,42	18,32	18,89	19,70	20,37	94,69
Novos Ramais	17,42	18,32	18,89	19,70	20,37	94,69
Renovação de Ramais	-	-	-	-	-	-
Outros - Ramais	-	-	-	-	-	-
Construção de ERM's e GNC's	0,64	0,41	0,69	0,27	0,45	2,45
Instalações Auxiliares de Rede	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos Materiais	25,51	26,77	27,54	28,35	29,16	137,33
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	-	-	-	-	-	-
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	-	-	-	-	-	-
TOTAL INVESTIMENTOS VARIÁVEIS	85,67	77,52	76,82	77,54	82,63	400,18

Nota: ERM – Estação de Regulagem e Medição.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

7. Base de Remuneração dos Ativos - BRA

Tendo em vista que em 27/11/2017, quando da entrega do Relatório referente a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas os investimentos do ano de 2017 foram projetados, e ainda que a Concessionária revisou sua projeção de investimentos para o período 2018-2022 constante do referido relatório, faz-se necessário a atualização do cálculo da Base de Remuneração de Ativos, visando:

- **Atualizar a Base Inicial de Remuneração de Ativos (BRA_i)**, com a substituição dos investimentos então projetados, por aqueles efetivamente realizados no ano 2017. Conforme demonstrado na Tabela 15 abaixo, com esta atualização obtém-se a base inicial em 01 de janeiro de 2018, no valor de R\$ 3.729,53 milhões (moeda dez/2016).

Tabela 15 - Projeção de Investimentos Variáveis – Milhões de Reais (2018 – 2022)

CEG - BRA _i - 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
Saldo Total da BRA	3.551,27			3.729,53

Segue no Anexo 8 Anexo 8, para pronta referência, o total de investimentos realizados pela Concessionária no quinquênio 2013-2017.

- **Atualizar a Base de Remuneração de Ativos Projetada**, em função da nova projeção de investimentos para o período de 2018 a 2022, detalhado no item 6 deste relatório.

Cabe informar que todos os critérios de depreciação e cálculo da evolução da Base de Remuneração de Ativos seguem a metodologia da regulamentação em vigor, conforme explicado e detalhado no Relatório da Proposta entregue em 27/11/2017.

No Anexo 9, está apresentada a evolução da Base de Remuneração de Ativos Projetada para o quinquênio 2018-2022, considerando as atualizações acima mencionadas.

Adicionalmente, é importante esclarecer que os itens da lista caracterizada como manutenção e indicada pela UFF, em seu Relatório 4, para serem retirados da base de remuneração de ativos, devem sim ser ativados pois referem-se a atividades relacionadas diretamente ao aumento da vida útil do ativo, e que caso não sejam realizadas, poderiam impossibilitar a operacionalidade do sistema de distribuição, inclusive colocando em condição insegura os ativos e entorno de onde se encontram.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Os títulos constantes da lista de ativos extraída do sistema SAP e utilizados para "nomear o imobilizado" em cada ano, tratam-se de mera referência, mas na realidade são atividades que demandam a instalação de equipamentos novos através da substituição de peças, acessórios e trechos de tubulações do sistema de distribuição de gás canalizado, sejam em redes, ramais ou instalações auxiliares.

Cabe comentar ainda que, a alocação de tais conceitos de manutenção em contas investimentos é submetida e aprovada por auditoria externa, realizada pela PricewaterhouseCoopers (PwC).

Como exemplo podemos identificar as atividades abaixo:

Caracterização: Reparo Pontual

Atividade de renovação de trecho de rede ou ramal demandada pela identificação de fuga de gás, seja caracterizada pelo serviço preventivo de detecção de redes ou avisos de terceiros, no qual para a eliminação do escapamento foi substituído trecho da tubulação, equipamentos e acessórios como válvulas de vents e ramais, e a instalação de "encapress".

Caracterização: Manutenção de redes BP, MP e AP

Atividade de renovação de trecho de rede ou ramal demandada pela atuação em emergência, operações preventiva e corretiva, no qual para a resolução de avarias, eliminação de fugas, mitigação de riscos, atendimento ao plano de operação preventivo e corretivo, foi substituído trecho de tubulação, equipamentos e acessórios como válvulas, reguladores, plantas, ramais, entre outros.

8. Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior 2013-2017

8.1. Apuração do saldo de investimentos não realizado no quinquênio 2013 -2017

Tendo em vista que no momento da apresentação da Proposta, em 27/11/2017, os investimentos do ano de 2017 eram projetados, faz-se necessário a atualização do balanço entre valores deliberados e realizados, ano a ano, no quinquênio 2013-2017, de forma a incorporar os investimentos efetivamente realizados em 2017, conforme Tabela 16 abaixo.

Cabe lembrar que os valores dos investimentos em gasodutos de acordo como 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, bem como sua correspondente contraprestação não serão objeto de reequilíbrio econômico financeiro, conforme itens 2.1 e 2.1.4 da cláusula 2ª do citado aditivo, sendo ambos desconsiderados para o cálculo desta compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior.

Tabela 16 - Memória de cálculo dos investimentos deliberado e realizado de 2013 a 2017

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	276	1.305

Vale comentar que as razões para os desvios observados entre os valores planejados e os valores realizados foram apresentados no Relatório da Proposta entregue pela Concessionária em 27/11/2017

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

A Concessionária apresenta abaixo o cálculo da compensação dos investimentos não realizados no quinquênio anterior, em conformidade com metodologia considerada pela UFF, consultor da AGENERSA, em seu Relatório 4, e utilizando os dados reais de 2017.

O método considera que o saldo dos investimentos não realizados deve ser trazido a valor presente, posteriormente subtraído o valor presente da depreciação atrelada aos mesmos investimentos não realizados, assim como subtrair o valor da base final destes investimentos não realizados, também trazido a valor presente utilizando a taxa de remuneração previamente estabelecida no quinquênio anterior.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Tabela 17 - Memória de cálculo da compensação dos Investimentos não realizados de 2013 a 2017

CEG (moeda dez/2016)	Ano					VP
	2013	2014	2015	2016	2017	
Valores em Milhões R\$						
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)
Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados						(59,66)
Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados - Capitalizada a 2018						(95,03)

Taxa Remuneração 9,757%

Subtraindo do valor presente dos investimentos novos não realizados, o valor presente da depreciação dos investimentos novos não realizados e o valor presente da base final correspondente a estes investimentos novos não realizados, obtêm-se o valor de R\$ 60 milhões (moeda dez/16), que conforme indicado no Relatório 4 da UFF foi capitalizado para 2018, à taxa de remuneração do último ciclo tarifário de 9,757% para o ano 2018, resultando no valor de R\$ 95 milhões (moeda dez/16), conforme pode ser observado na Tabela 17 acima.

Nesse sentido, uma vez que a metodologia de cálculo de compensação de subinvestimento recomendada no Relatório 4 da UFF, considera adequada a metodologia de compensação tarifária acima descrita, e que esta está alinhada com a metodologia desenvolvida pela FGV e defendida pela Concessionária desde a 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas, a Concessionária espera que a AGENERSA contemple, em sua definição final do presente Processo da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas, a compensação necessária decorrente da aplicação metodológica adequada.

Portanto, a Concessionária espera que sejam considerados pela Agência Reguladora os ajustes necessários para efetuar a compensação realizada a maior, pela aplicação da metodologia Deloitte aplicada na 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas, referente a compensação dos investimentos não realizados no quinquênio 2008-2012, em conformidade com o estabelecido na Deliberação AGENERSA Nº 2035, de 28/04/2014, que estabelece em seu Art. 3º:

“Art. 3º - Por autotutela, alterar a redação do art. 7º da Deliberação nº 1975, de 29/10/2013, que passará a constar a seguinte redação:

Art. 7º - Determinar a abertura de processo regulatório específico, com a realização de Consulta e Audiência Públicas, para estudo da metodologia de cálculo dos saldos dos investimentos não realizados e sua aplicação no cálculo de m, considerando-os já no presente ciclo tarifário (2013/2017), com eventual compensação de valores, se houver, na próxima revisão quinquenal.”

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

9. Deduções da Base de Cálculo dos Impostos

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

Quanto aos juros sobre capital próprio, foi realizada a atualização dos valores projetados frente aos constantes no Relatório da Proposta entregue pela Concessionária em 27/11/2017, tendo em vista que seu cálculo está associado a remuneração do capital próprio, com direito a redução da base de cálculo do IR (34%). Os fatores que irão incidir sobre a estimativa dos juros sobre capital próprio no período 2018-2022 serão o patrimônio líquido (PL) e a taxa de juros. Em função da política de rentabilidade aplicada a partir de 2018, prevemos uma distribuição de 100% do resultado disponível, logo o crescimento do PL será limitado.

Nesse sentido, com base no balanço de 2017, foi realizada a atualização dos valores projetados dos juros sobre capital próprio, que ao serem multiplicadas no FCLE pelo fator de 0,34 representam as deduções da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL), conforme demonstrado na Tabela 18 abaixo.

Tabela 18 - Projeção dos Juros Sobre o Capital Próprio para Quinquênio 2018-2022

CEG (moeda dez/2016)	Ano				
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
PL	1.154,3	1.123,6	1.095,5	1.067,9	1.040,8
TJLP	6,5%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
JCP	75,0	89,9	87,6	85,4	83,3
0,34*JCP (para FCLE)	25,5	30,6	29,8	29,0	28,3

Quanto aos valores projetados de depreciações, também foi necessário realizar sua atualização, tendo em vista das alterações realizadas nos investimentos projetados para o período 2018-2022, conforme consta no Item 6 deste documento.

Na Tabela 19 abaixo são apresentados os valores revisados das projeções das depreciações para o período 2018 a 2022, que ao serem multiplicadas no FCLE pelo fator de 0,34 representam as deduções da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL).

Tabela 19 - Projeção da Depreciação para Quinquênio 2018-2022

CEG - Depreciações Projetadas (Moeda de Dez/16)					
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
Depreciação BRA ₁	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
Depreciação	189,35	191,55	197,06	200,68	204,61

10. Compensação de Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária

Este item não sofreu atualização frente ao apresentado no Relatório da Proposta entregue em 27/11/2017, sendo mantido o valor de R\$ 25,18 milhões (moeda dez/16).

11. Compensação de Custos Autorizados pela Agencia Reguladora

Este item não sofreu atualização frente ao apresentado no Relatório da Proposta entregue em 27/11/2017, sendo mantido o valor de R\$ 3,65 milhões (moeda dez/16).

12. Do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão

Tendo em vista que a UFF, em seu Relatório 4, apresenta um cenário considerando a possibilidade de não reconhecimento do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, no qual não inclui o pagamento da outorga compensatória na base de remuneração de ativos, para fins de fixação e revisão de tarifas, a Concessionária ressalta que tal hipótese desconsidera o ato jurídico perfeito e as condições que foram pactuadas com o Poder Concedente no referido Aditivo, que é parte integrante do Contrato de Concessão. Ademais, tal cenário delineado pela UFF traz risco à segurança jurídica e a legalidade, considerando o que foi pactuado e ajustado no Aditivo, e, ainda, o que consta no próprio Contrato de Concessão.

Nesse sentido, cabe lembrar que a redação estabelecida no referido Aditivo é bastante clara em relação a este reconhecimento, como pode ser observado no item 2.1.2 da Clausula Segunda, a saber:

“2.1.2. O valor pago a título de contraprestação será considerado como ativo intangível regulatório e, dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA para efeitos de fixação e revisão das tarifas, na forma prevista na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, sendo atualizado monetariamente pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, inclusive para o disposto o parágrafo 6º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a partir da data dos pagamentos da contraprestação.”
(Grifos nossos)

À exemplo do tratamento conferido quando da privatização da Concessionária, conforme determina o §6º da Clausula Sétima do Contrato de Concessão, o valor do intangível passou a compor a base de cálculo da remuneração dos ativos da Concessionária, para efeitos de fixação e revisão de tarifas. O valor do intangível é determinado no §7º da Clausula Sétima do Contrato de Concessão, a saber:

“§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

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

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).”

Nesse sentido, visando esclarecer o descrito acima, tem-se que, no momento da privatização o valor mínimo fixado para o leilão era de R\$ 423 milhões e o valor das ações com base no patrimônio líquido contábil (31/12/1996) era de R\$ 157,1 milhões. A diferença entre esses valores resulta no valor do intangível de R\$ 265,9 milhões, que passou a compor a base de cálculo da remuneração dos ativos da Concessionária, para efeitos de fixação e revisão de tarifas. Cabe comentar que o valor pago pela Concessão foi de R\$ 464,2 milhões, onde o montante de R\$ 41,2 milhões pagos acima do valor mínimo estabelecido, corresponde ao valor do ágio que não foi reconhecido para fins de remuneração.

De forma análoga e ilustrativa no âmbito do 3º Aditivo Contratual tem se que:

1. O valor da outorga compensatória estabelecido pelo Poder Concedente de R\$ 152,49 milhões corresponderia ao “valor mínimo”;
2. O valor pago pela outorga do novo direito originado pela celebração do 3º Aditivo Contratual foi de R\$ 152,49 milhões, por se tratar do valor justo, certo e acordado entre as partes; e
3. O valor contábil desse direito, o momento anterior a celebração do 3º Aditivo Contratual é nulo, pelo fato do direito ainda não existir.

Considerou-se intangível por se tratar de um ativo imaterial e, portanto, remunerado tal qual remuneração do ativo intangível do Contrato de Concessão original. O aditivo não fala em diferença, mas na remuneração integral da outorga paga na base de ativos.

Diante do acima descrito, fica claro que: a) não houve ágio no pagamento da aquisição do direito estipulado no 3º Aditivo Contratual; e b) o valor do intangível originado pela celebração do 3º Aditivo Contratual corresponde ao valor integral do pagamento realizado, na medida que não existia, nem poderia existir, valor anterior a ser compensado, de um direito que ainda não existia.

Ainda em relação ao 3º Aditivo Contratual, cabe ressaltar que os valores dos investimentos em gasodutos, objeto do referido Aditivo, bem como sua correspondente contraprestação não serão objeto de reequilíbrio econômico financeiro, conforme itens 2.1 e 2.1.4 da Clausula Segunda do citado aditivo, sendo ambos desconsiderados para o cálculo da compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior, conforme já comentado no item 8.2 deste Relatório.

O Terceiro Aditivo inovou na previsão de outorga, remunerando-a na base de ativos como ativo intangível. Tal inteligência decorre do Contrato original e não com o ágio, mas com a diferença entre o preço mínimo e o ativo contabilizado (ativo intangível). Isso não quer dizer absolutamente que precisa haver uma “diferença” que justifique a remuneração, mas que a metodologia de remuneração de intangível é a mesma do Contrato. O terceiro aditivo foi firmado 17 anos após o Contrato. Por ser mais contemporâneo, traduz uma inovação na sistemática da concessão de gás canalizado da Concessionária e não se pode buscar que o contrato de 1997, naturalmente incompleto, já que é de longo prazo justifique o aditivo, o que seria absurdo. O correto é que o

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Aditivo, pactado entre as partes de boa fé, tenha plenos efeitos, incorporando-se ao Contrato, como nova disposição e complementando-o e mesmo alterando-o sendo também parte integrante do Contrato original.

Assim, conclui-se que o Aditivo é parte integrante do Contrato, podendo alterar cláusulas, especialmente de investimentos, que se traduzem em políticas de Estado. Os Contratos de Concessão por natureza são contratos incompletos, dada sua longa duração, sendo os aditivos meios idôneos para sua alteração (Lei 8666/93 - art. 65, I e Lei 8987/1995 - art. 23, V), a rigor, tentar impor uma interpretação restritiva de Aditivos em face do Contrato original é não considerar a autonomia do Estado e a bilateralidade do pacto em desconformidade com as disposições legais anteriormente mencionadas.

Portanto: o terceiro aditivo prevê expressamente a remuneração da outorga como ativo intangível na base de ativos regulatórios, nos termos ali dispostos, sem margem para interpretações contra legem e que maculem o ato jurídico perfeito.

13. Índice de Reposicionamento Tarifário - *m*

O Fluxo de Caixa Livre da Empresa foi adotado pela Agência Reguladora para determinação do Índice de Reposicionamento Tarifário – *m*, desde a 1ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite. Ou seja, a interpretação utilizada pela Agência Reguladora Estadual é da utilização de investimentos futuros, ou seja, uma metodologia de “*forward looking*”. A presente proposta, adotou a mesma metodologia.

Cabe explicar que o FCLE permite equilibrar os ingressos com as saídas ao longo do período tarifário. Conforme demonstrado nas Revisões Quinquenais de Tarifas Limite passadas, parte-se do princípio que a Concessionária adquire um ativo inicial, chamada de Base Inicial de Ativos (BRA_i), que é o valor da Base de Remuneração de Ativos Projetada para o ano de 2018, compreendendo a Base de Remuneração de Ativos de 2016 acrescida dos ativos depreciados do ano de 2017, e vende-o, ao final do período em questão, pelo seu valor residual, chamado Base de Ativos Final (BRA_f), que é a Base de Remuneração de Ativos Projetada para o ano de 2022. A BRA_f é obtida a partir da BRA_i , agregando os investimentos e diminuindo as depreciações projetadas. Utilizando essas informações, além das receitas, dos custos, dos investimentos projetados, e outras compensações pertinentes, calcula-se o valor presente de cada um desses fluxos financeiros utilizando a taxa de remuneração de capital como taxa de desconto. Com esses valores calcula-se o índice *m* conforme ilustrado na Tabela 20 abaixo. Cabe ressaltar que os fluxos financeiros que compõem o FCLE estão expressos depois dos impostos.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Tabela 20 - Determinação de m para Quinquênio 2018-2022

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	2.414,51
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	359,79	366,18	374,30	378,33	384,45	1.376,94
III = 0,66*Receitas Correlatas	14,79	14,96	15,17	15,43	15,70	56,23
IV = 0,34*Depreciação	64,38	65,13	67,00	68,23	69,57	246,90
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	25,51	30,56	29,80	29,05	28,31	105,86
VI = Investimentos	152,95	157,16	184,78	172,74	165,37	614,44
VII = Compensação de Retroatividade	25,18					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	3,65					
IX = Base Inicial	3.729,53					
X = Base Final					3.579,29	2.136,62
XI = Compensação Investimentos Não realizados 2013-2017	95,03					
m = VP (Receita Requerida) / VP (0,66*Margens Não Reposicionadas)						
m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X)] / VP(I)						1,3062
						30,62%
m' = VP (Receita Requerida - Comensação Invest. Não Realizados) / VP (0,66*Margens Não Reposicionadas)						
m' = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)						1,2668
						26,68%
Índice comensação de receita requerida por investimentos não realizados no quinquênio anterior						
IC = (m' / m) =						0,9699
						-3,01%

O “IC” de - 3,01% calculado acima, corresponde ao índice de compensação da receita requerida em função dos investimentos não realizados no quinquênio anterior. Ele é obtido da divisão entre o índice de reposicionamento de margens (m’), ajustado pelo “Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados”, cujo cálculo está demonstrado no item 8.2 deste Relatório, e o índice de reposicionamento de margens (m).

Portanto, o índice “IC”, incorporado ao o índice de reposicionamento de margens (m’), aplicado no quinquênio 2018-2022, deverá ter sua aplicação interrompida a partir de 01/01/2023, visando não provocar desequilíbrio na tarifa daquele ano, no caso de eventual atraso na definição da revisão quinquenal de tarifas do quinquênio 2023-2027.

14. Estrutura Tarifária Proposta

A tarifa do serviço de distribuição do gás canalizado é formada pela soma: (i) da margem de distribuição, (ii) do custo de aquisição do gás alocado (inclusive transporte), e (iii) dos tributos incidentes, e está apresentada por segmento de consumo, por faixas de consumo e com aplicação em cascata.

Na estrutura tarifária proposta pela Concessionária, foram mantidas as tarifas em cascata e preservadas as classes e faixas de consumo atuais, exceto nos segmentos de “Geração Distribuída” e “Petroquímico”, que tiveram suas faixas de consumo alteradas. Adicionalmente foram criadas tarifas para o segmento de “Geração Distribuída Emergencial”. De forma geral, a Concessionária propõe um redesenho que promova a competitividade do gás natural.

Os valores unitários das margens limite de cada faixa de consumo foram reposicionadas conforme o fator de reposicionamento de margem (Fator m) proposto para a 4ª Revisão Tarifária.

Segue abaixo a descrição das alterações propostas na estrutura tarifária limite:

- Para o segmento “Comercial e Outros” e para o segmento “Industrial”, foi realizada a redução das tarifas no intuito de fornecer tarifas mais competitivas com os energéticos substitutos e contribuir para o desenvolvimento econômico do Estado do Rio de Janeiro, baseado em uma fonte de combustível limpo e seguro. Observa-se que, em pequenos e médios comércios, a pouca competitividade do gás unida ao desconhecimento da legislação e normas de segurança contribui para a utilização de outros combustíveis que necessitam de armazenamento local, incrementando o risco de acidentes.

Em relação a estrutura tarifária vigente, a margem proposta está sofrendo uma redução em torno de -45%, para o segmento comercial, e em torno de -10% a -18%, para o segmento industrial. Estas reduções de margem resultam em reduções na tarifa final de -31% a -33% para o segmento comercial e de -2,2% a -6,2% para o segmento industrial.

- Para o segmento de “Geração Distribuída”, foi realizada a eliminação das diferentes faixas de consumo e a criação de uma faixa única de consumo, visando fomentar a competitividade deste segmento.
- Para o segmento Petroquímico, foi realizada a criação de faixas de consumo, em substituição à faixa única, visando adaptar a estrutura tarifária a diferentes níveis de consumo do energético.
- Foi criado o segmento “Geração Distribuída Emergencial”, visando dar o correto sinal tarifário para essa eventual utilização.
- Para o segmento “Residencial” e para o segmento veicular “GNV e GNV Transporte Público”, o redesenho tarifário resultou em incremento de margem, em torno de +4% no caso do segmento residencial e +36% no caso do segmento veicular, que resultam em pequenos incrementos na tarifa final de cerca de +3,5% para o segmento residencial e de +5% para o segmento veicular.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- As tarifas propostas para os demais segmentos não sofrem nenhuma alteração em relação às tarifas vigentes atualmente.
- Cabe mencionar que a atual estrutura tarifária para consumidores livres terá sua nomenclatura ajustada para incorporar também as figuras dos agentes autoprodutores e auto importadores.

As margens unitárias de distribuição propostas no redesenho tarifário (Anexo 10), por segmento e faixa de consumo, foram definidas de forma a gerar o mesmo valor presente para montante de receita não reposicionada que é obtido utilizando-se as margens unitárias vigentes, considerando os clientes e os volumes projetados para o quinquênio de 2018 a 2022. Dessa forma, comprova-se que o redesenho tarifário não origina benefício adicional para a concessionária.

O Anexo 11 apresenta a estrutura tarifária, já considerando o redesenho tarifário proposto, em moeda de 2018 e com custo de aquisição do gás vigente em Ago/2018. Ou seja, considerando as margens unitárias obtidas pelo redesenho tarifário, com a aplicação linear do índice de reposicionamento tarifário m e com a devida atualização monetária de dezembro/16 (IGP-M de Nov/2015) a janeiro/18 (IGP-M de Nov/2017), nos termos do §4º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, e à estas margens reposicionadas e atualizadas, vigentes em 01/01/18, foram agregados o custo de gás alocado e os tributos incidentes vigentes na ocasião da entrega do presente documento.

15. Anexos**15.1. Documentos Anexos deste Relatório**

- Anexo 1 – Margens Unitárias Vigentes em 31/12/2016 sem Retroatividade.*
- Anexo 2 – Projeção de Clientes e Demanda (2018-2022).*
- Anexo 3 – Projeção de Margem Média Unitária Não Reposicionada por Segmento (2018-2022).*
- Anexo 4 – Projeção da Margem Total Não Reposicionada por Segmento (2018-2022).*
- Anexo 5 – Demonstrativo dos Investimentos Realizados (2013-2017).*
- Anexo 6 – Projeção de OPEX (2018-2022).*
- Anexo 7 – Projeção de Atividades Correlatas (2018-2022).*
- Anexo 8 – Plano de Investimentos (2018-2022).*
- Anexo 9 – Base de Remuneração dos Ativos (BRA) em dezembro/2016.*
- Anexo 10 – Margem Redesenhada Proposta*
- Anexo 11 – Estrutura Tarifária Proposta*

15.2. Documentos de Referência

- Documento Referência 1 – *Consultoria PSR: Projeção de geração do parque termelétrico do Rio de Janeiro para o horizonte de 5 anos (Julho/2018)*

CEG

ANEXOS

**Relatório Geral Complementar
4ª Revisão Quinquenal de Tarifas
2018-2022**

(Setembro/2018)