

ÍNDICE

1. Sumário	3
2. Introdução	8
2.1. Objetivo do Documento	8
2.2. Antecedentes	8
2.3. A Rede de Distribuição e Área de Concessão	8
3. Entorno Regulatório e Institucional	9
3.1. O Marco Regulatório	9
3.2. O Modelo Regulatório da Concessão	10
3.3. O Processo de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite.....	10
4. Taxa de Remuneração de Capital	12
5. Projeção de Margem Total Não Reposicionada.....	14
5.1. Projeção de Demanda.....	14
5.1.1. Mercado Residencial.....	14
5.1.2. Mercado Comercial	16
5.1.3. Mercado Industrial e Petroquímico	17
5.1.4. Mercado de Cogeração	17
5.1.5. Mercado de Climatização	17
5.1.6. Mercado Automotivo - GNV.....	18
5.1.7. Mercado Termelétrico	18
5.1.8. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado.....	19
5.2. Projeção de Margem Total Não Reposicionada.....	20
5.2.1. Mercado Residencial.....	20
5.2.2. Pequeno Comércio.....	20
5.2.3. Grande Comércio e Industrial	21
5.2.4. Gás Natural Veicular - GNV	21
5.2.5. Térmicas.....	21
5.2.6. Gás Liquefeito de Petróleo - GLP	21
6. Custos Operacionais - OPEX.....	22
6.1. Despesas Operacionais	22
6.2. Despesas de Pessoal	23
6.3. Outras Despesas	24
6.3.1. Provisões	24
6.3.2. Perdas de Gás.....	24
6.3.2.1. Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Período 2013- 2017	26
6.3.3. Eficiência Energética	26
6.3.4. Gastos de GNC e GNS	26
6.4. Resumo de Projeções de OPEX.....	27

7. Receitas Correlatas.....	27
8. Plano de Investimentos.....	29
8.1. Investimentos Singulares.....	29
8.2. Investimentos Fixos.....	31
8.3. Investimentos Variáveis	33
9. Base de Remuneração dos Ativos - BRA.....	37
9.1. Ativos a serem Remunerados.....	37
9.2. Atualização pelo IGP-M conforme Contrato de Concessão	37
9.3. Base Inicial de Remuneração de Ativos	37
9.4. Depreciação dos Ativos da Base para o 3º Quinquênio	39
9.5. Base Final de Remuneração de Ativos	39
10. Deduções da Base de Cálculo dos Impostos	40
11. Recuperação de Retroatividade	41
12. Recuperação de Subsídio MCMV	42
13. Índice de Reposicionamento Tarifário - <i>m</i>	43
14. Receita Requerida.....	44
15. Estrutura Tarifária Proposta	45
16. Anexos	48
16.1. Documentos Anexos deste Relatório	48
16.2. Documentos de Referência.....	48

1. Sumário

Ao apresentar o presente relatório, referente à 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG (“CONCESSIONÁRIA”), que irá vigorar durante o quinquênio 2013 - 2017, a CONCESSIONÁRIA acredita estar atendendo a todas as condições estabelecidas no Contrato de Concessão celebrado em 21 de julho de 1997, entre a CONCESSIONÁRIA e o Poder Concedente, relativas aos procedimentos e informações lá estabelecidos para os processos de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, bem como as diretrizes deliberadas nos processos das Revisões Quinquenais de Tarifas Limite anteriores.

Para auxiliar na elaboração deste relatório e, ainda, desenvolver análises e modelagens especializadas, a CONCESSIONÁRIA contratou a NOVIX, consultoria com vasta experiência, nacional e internacional, no desenvolvimento de estudos e modelagem de várias questões, entre elas, regulação no setor energético e, especialmente no de gás natural. Além desta, foi contratada a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), renomada universidade, com notória especialização para o tema da taxa de remuneração.

Os valores apresentados neste documento são referenciados em moeda de dezembro de 2011.

A seguir são apresentados os principais elementos desta 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, utilizados na metodologia de Fluxo de Caixa Livre da Empresa onde é determinado o índice de reposicionamento da margem da tarifa limite vigente a partir de 01 de janeiro de 2013.

A. Taxa de Remuneração de Capital

A taxa de remuneração de capital, a ser utilizada como taxa de desconto no FCLE foi calculada pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), a partir das diretrizes estipuladas no § 9º, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, conforme apresentada no item 4 deste documento, sendo a mesma igual a 9,84%a.a.

B. Margem Total Não Reposicionada

Para obtenção da margem total não reposicionada toma-se por base a projeção de demanda por mercado para o quinquênio 2013-2017 e as margens unitárias vigentes em 31/12/2011, sem a parcela da retroatividade.

No quadro 1 abaixo, tem-se as projeções de demanda para o quinquênio 2013-2017. Tais projeções foram elaboradas por mercado, tomando-se como base a realidade histórica, o potencial de mercado, os cenários específicos para determinados segmentos e os projetos singulares, que se encontram detalhadas no item 5. A evolução da demanda projetada para o quinquênio 2013-2017 representa uma taxa média anual de crescimento de 5,84% resultando numa projeção total de demanda de 3.324,26 Mm³/ano em 2017.



Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

CEG - Demanda Projetada (Mm³/ano)					
Mercado	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial (*)	119,11	122,57	126,36	132,01	137,33
Comercial	42,21	42,52	42,82	43,31	43,49
Climatização	15,52	15,52	15,52	16,26	17,70
Cogeração	101,87	114,00	114,00	114,00	114,00
GNV	808,87	818,33	827,95	837,34	833,36
Industrial	569,36	570,26	571,16	572,06	572,96
Petroquímico	12,18	12,18	12,18	12,18	12,18
Térmicas	959,51	231,52	210,24	210,24	210,24
Consumidor Livre	0,00	1.083,65	1.235,76	1.391,46	1.382,99
TOTAL VENDAS PROJETADAS	2.628,64	3.010,56	3.155,99	3.328,86	3.324,26

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

Quadro 1: Projeção de Demanda para o Quinquênio 2013-2017

Considerando-se as margens vigentes em 31/12/2011, indicada no Anexo 1 sem a parcela da retroatividade de 9,87811382%, determinada pela Deliberação AGENERSA nº 427 de 27/08/2009, temos no quadro 2, a seguinte projeção de margens não reposicionadas (depois dos impostos) para o quinquênio 2013-2017.

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
I - Margem Total não Reposicionada	772,56	812,59	831,04	854,60	870,95

Quadro 2: Projeção de Margens Não Reposicionadas para Quinquênio 2013-2017

C. Custos Operacionais - OPEX

No quadro 3 abaixo, tem-se as projeções de OPEX para o quinquênio 2013-2017. O conceito de OPEX inclui todas as despesas vinculadas à operação e à manutenção das redes, gestão comercial dos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado e à administração da CONCESSIONÁRIA, conforme detalhado no item 6.

A evolução do OPEX projetado para o quinquênio 2013-2017 representa uma taxa média anual de crescimento de aproximadamente 4%, inferior ao crescimento estimado da demanda e justificada prioritariamente pelo aluguel e instalação de nova sede.

Cabe ressaltar, que o OPEX não inclui a depreciação da base de ativos, pois a mesma é considerada de forma específica na metodologia do FCLE.

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
II - Custos Operacionais - OPEX	280,93	310,23	318,32	326,40	332,15

Quadro 3: Projeção de OPEX para Quinquênio 2013-2017

D. Receitas Correlatas

No quadro 4 abaixo, tem-se as projeções das receitas correlatas para o quinquênio 2013-2017. As receitas correlatas são aquelas não decorrentes diretamente da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, conforme detalhado no item 7 deste documento.

A evolução das receitas correlatas projetada para o quinquênio 2013-2017 representa uma taxa média anual de crescimento de 1,5%.

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
III - Receitas Correlatas	17,74	18,04	18,83	18,30	18,78

Quadro 4: Projeção de Receitas Correlatas para Quinquênio 2013-2017

E. Base de Remuneração de Ativos – BRA

a) Base Inicial de Remuneração de Ativos – Base Inicial (BRA_i)

A Base inicial é composta por:

- Ativos operacionais imobilizados depreciados;
- Diferidos amortizados;
- Intangível amortizado conforme definido no §6º, alínea b, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão;
- Depreciação dos ativos operacionais que tenham sido imobilizados no período 2007-2011.

Para determinar a Base Inicial, criou-se um banco de dados, a partir do sistema SAP 4.7, módulo AA, com todas as informações necessárias solicitadas pelo Contrato de Concessão. Dessa forma, a partir de dados contábeis, devidamente auditados, foi extraída a relação de bens até 31 de dezembro de 2011, com seus valores e suas respectivas datas de imobilização. A esse valor inicial se incorpora a previsão da evolução desta base referente ao ano de 2012, assim tem-se para a Base Inicial, em 01 de janeiro de 2013, o valor de R\$ 2.604 milhões, conforme detalhado no item 9.3 deste documento.

b) Investimentos

A proposta da CONCESSIONÁRIA contempla investimentos de cerca de R\$ 1.334,51 milhões no período entre 2013 e 2017, R\$ 1.108,07 milhões no ativo da CONCESSIONÁRIA e R\$ 226,44 milhões em gastos a distribuir em vários exercícios (Gasto Diferido). Encontra-se detalhado no item 8 deste documento o plano de investimentos para o período de 2013 a 2017, conforme sua natureza. Para 2012 estão previstos investimentos totais de R\$ 170,43 milhões referentes aos mesmos conceitos.

No quadro 5 abaixo, tem-se as projeções de investimentos para o quinquênio 2013-2017. O Plano de Investimentos visa, principalmente, à captação de novos clientes, através da construção de novas redes e ramais, saturando os municípios já atendidos por rede de gás ou em fase inicial de atendimento, ou expandindo para novos municípios.

Excepcionalmente no quinquênio 2013–2017 serão realizados os Jogos Olímpicos de 2016 na cidade do Rio de Janeiro. Tal evento enseja a previsão de investimentos específicos em instalações olímpicas e outras infra-estruturas urbanas.



Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
VI = Investimentos	344,27	240,75	254,08	271,70	223,71

Quadro 5: Projeção de Investimentos para Quinquênio 2013-2017

c) Base Final de Remuneração de Ativos – Base Final (BRA_f)

A Base Final é determinada a partir da Base Inicial considerando os investimentos previstos, as depreciações e amortizações referentes ao quinquênio 2013-2017. Assim tem-se para a Base Final, em 31 de dezembro de 2017, o valor de R\$ 2.866 milhões, conforme demonstrado no quadro 6 abaixo.

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
IX = Base Inicial	2.604,19	2.739,96	2.760,21	2.782,08	2.827,54
VI = Investimentos	344,27	240,75	254,08	271,70	223,71
Depreciação	208,50	220,51	232,20	226,24	185,10
X = Base Final					2.866,16

Quadro 6: Projeção BRA para Quinquênio 2013-2017

F. Depreciação e Juros Sobre Capital Próprio

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

O cálculo foi realizado com base na Lei no 9.249, de 1995, art. 9º; RIR/1999, art. 347; e IN SRF nº 93, de 1997, art. 29.

O quadro 7 abaixo apresenta os valores dessas deduções para o período 2013 a 2017. O cálculo detalhado encontra-se no item 10 deste documento.

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
IV = Depreciação	208,50	220,51	232,20	226,24	185,10
V = Juros s/ Capital Próprio	52,78	57,14	61,46	66,18	71,66

Quadro 7: Projeção da Depreciação e Juros Sobre o Capital Próprio para Quinquênio 2013-2017

G. Recuperação de Retroatividade

A retroatividade foi aprovada através da Deliberação AGENERSA nº 427 de 27/08/09 visando alcançar o equilíbrio econômico-financeiro obtido através da 2ª Revisão Quinquenal de tarifas. Dessa forma, conforme o Artigo 2º da referida Deliberação, eventual recebimento a maior ou a menor em decorrência da recuperação prevista pela retroatividade deverá ser objeto de análise da 3ª revisão quinquenal.

Neste sentido, o quadro 8 abaixo apresenta os valores dessa recuperação para o período 2013 a 2017. O cálculo detalhado encontra-se no item 11 deste documento.



Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
VII = Recuperação de Retroatividade	8,55				

Quadro 8: Projeção da Recuperação da Retroatividade para Quinquênio 2013-2017

H. Recuperação de Subsídio Tarifa MCMV

Em 2011 foi criada a Tarifa Social MCMV através da Deliberação AGENERSA nº 688 de 27/01/11 para consumidores de baixa renda enquadrados nas condições definidas nesta mesma deliberação. Por se tratar de um incentivo não previsto na ocasião da 2ª revisão quinquenal, ficou autorizada a compensação financeira equivalente ao valor dos descontos concedidos pela CONCESSIONÁRIA por força da referida deliberação.

Neste sentido, o quadro 9 abaixo apresenta os valores dessa recuperação para o período 2013 a 2017. O cálculo detalhado encontra-se no item 12 deste documento.

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017
VIII = Recuperação de Subsídio MCMV	0,10	-	-	-	-

Quadro 9: Projeção da Recuperação de Subsídio MCMV para Quinquênio 2013-2017.

I. Índice de Reposicionamento Tarifário – m

Utilizando a metodologia de Fluxo de Caixa Livre da Empresa (FCLE), é determinado o índice de reposicionamento da tarifa limite vigente a partir de 01 de janeiro de 2013 conforme demonstrado no quadro 10 abaixo.

moeda dez/11	Taxa de Remuneração = 9,84%					
CEG	Ano					Valor
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017	Presente
I = 0,66*Margem Total não Reposicionada	509,89	536,31	548,48	564,03	574,82	2.069,64
II = 0,66*Custos Operacionais	185,41	204,75	210,09	215,43	219,22	782,16
III = 0,66*Receitas Correlatas	11,71	11,91	12,43	12,08	12,39	45,96
IV = 0,34*Depreciação	70,89	74,97	78,95	76,92	62,93	278,46
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	17,95	19,43	20,90	22,50	24,36	78,90
VI = Investimentos	344,27	240,75	254,08	271,70	223,71	1.031,29
VII = 0,66*Recuperação de Retroatividade	5,64					5,14
VIII = 066*Recuperação de Subsídio MCMV	0,07					0,06
IX = Base Inicial	2.604,19					
X = Base Final					2.866,16	1.792,66
m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) + VP(VII) + VP(VIII) - VP(IX)] / VP(I)						
m =	1.0760					

Quadro 10: Determinação de m para Quinquênio 2013-2017

2. Introdução

2.1. Objetivo do Documento

A finalidade deste documento é apresentar à Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA toda a informação necessária e requerida para instruir a 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite da CONCESSIONÁRIA, que definirá o Índice de Reposicionamento Tarifário – **m** a ser aplicado às tarifas limite que irão vigorar no quinquênio 2013-2017. A elaboração deste relatório tomou por base os preceitos estabelecidos no Contrato de Concessão e nas posteriores diretrizes derivadas dos processos regulatórios das Revisões Quinquenais de Tarifas Limite anteriores.

O presente relatório foi estruturado objetivando permitir que o leitor possa ter o correto entendimento dos dados e informações apresentados e da metodologia adotada na elaboração desta proposta para a 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite.

Cabe ressaltar ainda que, todos os valores monetários utilizados para o cálculo das tarifas limite estão em moeda de dezembro de 2011.

2.2. Antecedentes

A metodologia para as Revisões Quinquenais de Tarifas Limite, prevista originariamente no Contrato de Concessão, foi alterada pela agência reguladora através da Deliberação ASEP-RJ/CD nº 555 de 03 de dezembro de 2004, da então Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro - ASEP-RJ, relativa à 1ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, objetivando considerar os investimentos a serem realizados no futuro quinquênio. Essa metodologia foi utilizada na 2ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite (2008-2012) e está sendo empregada pela CONCESSIONÁRIA na elaboração da sua proposta para a 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite 2013-2017.

2.3. A Rede de Distribuição e Área de Concessão

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

Considerando os dados consolidados em 31/12/2011, a CONCESSIONÁRIA possui uma rede de distribuição de 3.900 km, atendendo a aproximadamente 778 mil consumidores.

3. Entorno Regulatório e Institucional

3.1. O Marco Regulatório

A competência sobre os serviços de distribuição de gás canalizado foi definida pela Constituição de 1988, que no seu artigo 25, §2º, estabelece caber aos Estados Federados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado. Nesse sentido, o Governo do Estado do Rio de Janeiro celebrou em 21 de julho de 1997, com a Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro – CEG, o Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado, para regular a prestação do dito serviço, que é regido também pelas normas gerais das Leis Federais nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e 9.074, de 7 de julho de 1995, da Lei Estadual nº 1.481, de 21 de junho de 1989 (Obs.: essa lei foi revogada pela Lei nº 2.831, de 13 de novembro de 1997), da Lei Estadual nº 2.686, de 13 de fevereiro de 1997 e Lei Estadual nº 2.752, de 2 de julho de 1997, e demais legislações estaduais pertinentes e pelas normas regulamentares expedidas pela Agência Reguladora Estadual.

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

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

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

As ações da AGENERSA objetivam:

- Garantir à população a eficiência, a qualidade e a segurança nos serviços prestados;
- Estimular o desenvolvimento, a universalização e a modernização dos serviços;
- Fiscalizar o cumprimento das normas, prazos, deveres e direitos estabelecidos nos contratos;
- Zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão;
- Corrigir falhas ou problemas na prestação dos serviços;
- Mediar divergências entre usuários e Concessionárias;
- Defender os direitos dos usuários frente às Concessionárias;
- Preservar a modicidade das tarifas limite.

3.2. O Modelo Regulatório da Concessão

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

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

3.3. O Processo de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite

As principais regras e procedimentos ditados pelo Contrato de Concessão aplicáveis à presente Revisão Quinquenal de Tarifas Limite são as seguintes:

- A CONCESSIONÁRIA deve apresentar à AGENERSA, uma proposta de revisão do valor das tarifas limite que figuram no Anexo I, do Contrato de Concessão, para vigorar de 01 de janeiro de 2013 até 31 de dezembro de 2017.
- A proposta de revisão das tarifas limite considerará como custos¹, todos aqueles referentes a: (i) aquisição de gás; (ii) demais despesas e custos operacionais, excetuadas as despesas financeiras; (iii) depreciação dos ativos operacionais; (iv) tributos, inclusive os incidentes sobre o faturamento mas não os incidentes sobre a renda e (v) remuneração, líquida de imposto de renda, a incidir sobre o ativo operacional imobilizado, a título de remuneração do capital, de acordo com a metodologia indicada nos parágrafos 6º a 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.
- Não serão considerados para efeitos da revisão do valor das tarifas limite os investimentos custeados diretamente pelos consumidores, ou por terceiros, inclusive aqueles com instalações e conexões, nem a depreciação decorrente de tais investimentos.
- A remuneração do capital será apurada através da aplicação de percentual sobre a Base de Remuneração de Ativos, conforme detalhado no item 4, deste documento, levando em conta o risco inerente da atividade.
- A proposta de revisão das tarifas limite que poderão ser praticadas no quinquênio subsequente deverá vir acompanhada de:

¹ Sobre os custos a serem considerados cabe ressaltar que as deliberações da ASEP/RJ e AGENERSA, respectivamente, relativas às duas Revisões Quinquenais de Tarifas Limite anteriores definiram como base para determinar o índice de reposicionamento "m", os custos projetados para o próximo quinquênio, conforme a projeção de demanda e o plano de investimentos da CONCESSIONÁRIA, dentro de um modelo de fluxo de caixa livre descontado

- a) Demonstração dos custos² calculados de acordo com o Plano de Contas a que se refere o § 5º, da Cláusula Oitava do Contrato de Concessão, referentes aos 12 (doze) meses do quarto ano do quinquênio em curso, a serem rateados ou alocados por cada tipo de consumidor;
 - b) Demonstrações financeiras³ auditadas e exigíveis do último exercício social;
 - c) Estudo referente à demanda e seu crescimento por tipo de consumidor. Conforme detalhado no item 5.1 deste documento.
 - d) Relatório sobre eventuais negociações⁴ com consumidores.
 - e) Demonstrativo dos investimentos⁵ e de sua evolução realizados durante quinquênio em curso; e
 - f) Plano de investimentos para o quinquênio seguinte. Conforme demonstrado no Anexo 8 deste documento.
- A AGENERSA terá o prazo de 120 (cento e vinte) dias para se manifestar sobre o pedido de revisão, fixando os índices que, aplicados às tarifas limite, resultará nas tarifas limite para o quinquênio subsequente, consoante procedimento previsto no §12, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

Cabe esclarecer que o ano de 2012 pertence ao quinquênio em curso (terceiro quinquênio da concessão). Portanto, todas as variáveis foram projetadas para este ano, de forma a determinar os valores iniciais para o quinquênio seguinte. Consequentemente, o período a ser considerado para o cálculo das tarifas limite é o compreendido entre 2013 e 2017 (quarto quinquênio da concessão).

² Idem nota1

³ No Anexo 2 são apresentadas as demonstrações contábeis e financeiras do ano 2011, realizada pela empresa de auditoria independente PricewaterhouseCoopers (PwC);

⁴ Considerando que o processo de negociação com os consumidores mais relevantes é dinâmico, sofrendo alterações de status a cada momento, não anexamos um relatório sobre este tema, que sem sombra de dúvidas estará desatualizado no momento da sua análise pela AGENERSA. As informações requeridas pela AGENERSA serão fornecidas de forma tempestiva pela CONCESSIONÁRIA

⁵ No Anexo 5 segue o demonstrativo de investimentos anuais, realizados no período de 2008 a 2011, visando permitir uma análise da evolução dos investimentos da CONCESSIONÁRIA.

4. Taxa de Remuneração de Capital

A taxa de remuneração de capital, para esta terceira Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, que incidirá sobre a Base de Remuneração de Ativos (BRA) durante o quinquênio 2013-2017 e que, portanto, deverá ser utilizada como taxa de desconto no FCLE, está estipulada no § 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão da seguinte forma:

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

onde,

r_i , é a taxa real livre de risco,

β é o parâmetro que relaciona o risco sistemático (não diversificável) do setor de atuação da CONCESSIONÁRIA ao retorno do mercado como um todo,

Prêmio de risco é a diferença entre o retorno esperado do mercado como um todo e a taxa livre de risco (r_i),

r_b é o "risco Brasil",

Objetivando subsidiar esta proposta de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite a CONCESSIONÁRIA solicitou a PUC-RJ a elaboração de um relatório, que se encontra no Documento Referência 2, visando determinar a taxa de remuneração de capital, em conformidade com o estabelecido no § 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, e considerando que:

- A rentabilidade deve respeitar o princípio de razoabilidade dos contratos, levando em consideração as características específicas do serviço público de distribuição de gás canalizado.
- O serviço de distribuição de gás canalizado prestado pela CONCESSIONÁRIA é impactado por elevado capital imobilizado e investimentos programados, cuja remuneração dependerá da definição da base de capital e da taxa de rentabilidade aplicada a esta base.
- Faz-se, necessária a adequação da remuneração do capital dos investidores aos riscos e custos reais de capital, presentes no setor.

O relatório elaborado pela PUC apresenta os resultados explicitados na tabela 1 abaixo, considerando as seguintes premissas:

- Taxa livre de risco (r_i):
 - Mesmo critério adotado pela ANEEL (NT 262/2011);
 - Série de dados anuais do período de 1995 a 2011;
 - Data inicial da série coincide com data inicial da 2ª Revisão Tarifária, aumentando em 5 anos a amostra utilizada, com maior precisão da estimativa da taxa;
- Cálculo do Beta (β):
 - Mesma metodologia reconhecida pela ARSESP na NT RTC/01/2009;



Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

- Utilização do o setor de *natural gas utility* dos EUA, com uma amostra de 22 empresas, pesquisadas por Damodaran (2012), com base no banco de dados *Capital IQ* e sistema *Bloomberg*;
- Beta médio desalavancado dos últimos 5 anos foi estimado em **0,45, para o mercado norte americano**, com um incremento estimado de 0,25 em função de risco adicional à rentabilidade das empresas pelo modelo regulatório brasileiro (*price cap*);
- Prêmio de Risco Mercado ($r_m - r_f$):
 - Mesmo critério adotado pela ANEEL (NT 262/2011);
 - Retorno % S&P 500 vs Tbond_10anos, período de 1926 a 2011 (baseado no Relatório Ibbotson SBBI Risk Premia Over Time Report 2012).
- Prêmio Brasil (r_b):
 - Mesmo critério adotado pela ANEEL (NT 262/2011) e ARSESP (NT RTC/01/2009);
 - Títulos de dívida externa brasileira em relação a papéis de prazo equivalente do Tesouro dos Estados Unidos, representada pelo EMBI+ Brasil, calculado pelo banco *JP Morgan*.
 - EMBI+Brasil: referência de risco país utilizado pelo BACEN e *Ibbotson Associates*.

tabela 1 - Demonstrativo da Taxa de Remuneração de Capital Elaborado pela PUC-RJ

Índices	Critério	Valor
Taxa Livre de Risco (r_f)	Tbond 10 anos real (média 1995 a 2011)	2,17%
Beta do Setor ($\beta = \beta_1 + \beta_2$)	$\beta_1 = \beta$ médio último ano do setor de Gás EUA - capital IQ	0,45
	$\beta_2 =$ ajuste do β para metodologia regulatória	0,25
Prêmio de risco	Ibboston de 1926 a 2011	6,60%
Risco Brasil - (r_b)	EMBI + Brasil (média 2001 - 2011)	3,06%
Taxa de Remuneração		9,84%

Nota: moeda (dólar)

5. 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 2013-2017 e as margens unitárias vigentes em 31/12/2011, indicada no Anexo 1 deste relatório, sem a parcela da retroatividade de 9,87811382% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 427 de 27/08/2009.

5.1. Projeção de Demanda

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

5.1.1. Mercado Residencial

A projeção de expansão do mercado residencial foi elaborada com base num estudo de potencial de mercado, a partir de dados socioeconômicos do Censo (IBGE-2010) separados por municípios. Para a obtenção de um mercado potencial factível, consideram-se características, como por exemplo, existência de água encanada, classe social, distância da rede e prováveis clientes âncoras, visando definir o percentual de crescimento destas áreas.

Cabe ressaltar que o mercado residencial está em crescimento moderado, pois os maiores municípios já foram abastecidos e continuam em processo de saturação e ampliação da malha. Neste sentido, a projeção do crescimento médio anual de clientes para o período 2013 a 2017 é de cerca de 3% para todo este mercado.

O mercado de Novas Edificações (NE) apresenta uma perspectiva de crescimento para os próximos anos de 4,5% (Dados do Sindicato da Indústria da Construção Civil – Sinduscon/RJ e da Câmara Brasileira da Indústria da Construção - Cbic). Esses dados refletem todos os empreendimentos hoje conhecidos, bem como o impacto pelo avanço dos projetos do programa Minha Casa Minha Vida.

A demanda do mercado residencial foi projetada multiplicando a quantidade de clientes pelo consumo unitário do mercado residencial, considerando a seguinte base de clientes:

- a) a base de clientes existentes: referente aos clientes do último mês realizado (Julho/11);
- b) as altas espontâneas de clientes: projeção de clientes com e sem medidor e separados por município;
- c) as baixas de clientes: projeção de clientes de acordo com o motivo de baixa (por exemplo: falta de pagamento, solicitação do cliente ou outros) e por município. Neste caso, a demanda resultante é retirada do cálculo da demanda total;
- d) as altas por ação comercial: projeção de clientes por município e por produto: (i) Saturação Vertical (SV); (ii) Saturação Horizontal sobre Rede sem ramal (SHR); (iii) Saturação Horizontal fora de rede (SHE) e (iv) Novas Construções (NC). No caso dos municípios novos que não possuem rede, a data



Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

de alta considerada é posterior a data de finalização do projeto de expansão e a demanda correspondente foi calculada considerando o início do consumo 2 meses após a data de alta. Vale ressaltar que no Documento Referência 1 “Plano de Expansão Comercial (Mercado Residencial) 2013 – 2017” encontra-se o relatório completo do estudo de potencial de mercado residencial, desenvolvido por esta CONCESSIONÁRIA.

O consumo unitário do mercado residencial tende a reduzir de acordo com os históricos de consumo, conforme demonstrado matematicamente pela curva de tendência traçada no gráfico 1. No entanto, a CONCESSIONÁRIA vem incentivando o aumento do consumo unitário com a maior utilização de aquecedores a gás. Neste sentido, a projeção da demanda do mercado residencial levou em consideração os consumos unitários médios dos anos de 2010 e 2011, conforme apresentado no gráfico 2 abaixo, demonstrando uma visão mais otimista de mercado. Dessa forma, a expectativa é de um crescimento de vendas da ordem de 3,5% a.a. de 2012 a 2017.

gráfico 1 – Tendência de Evolução Consumo Unitário Residencial

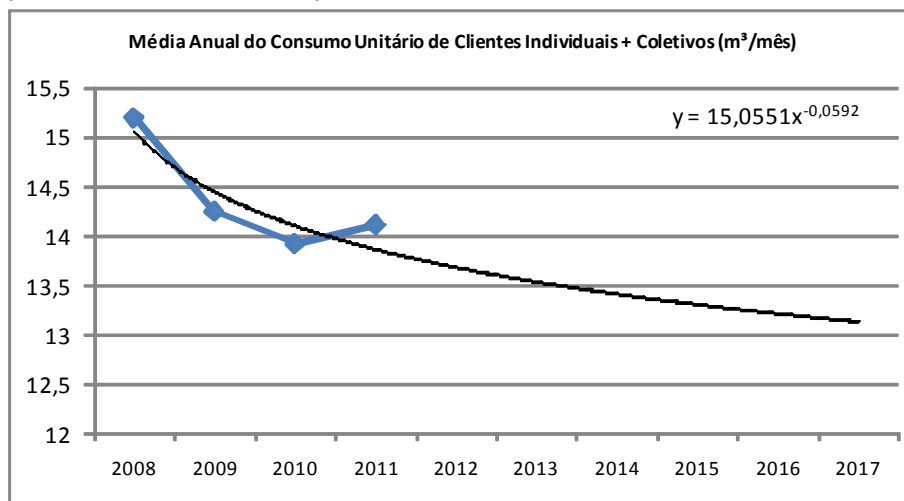
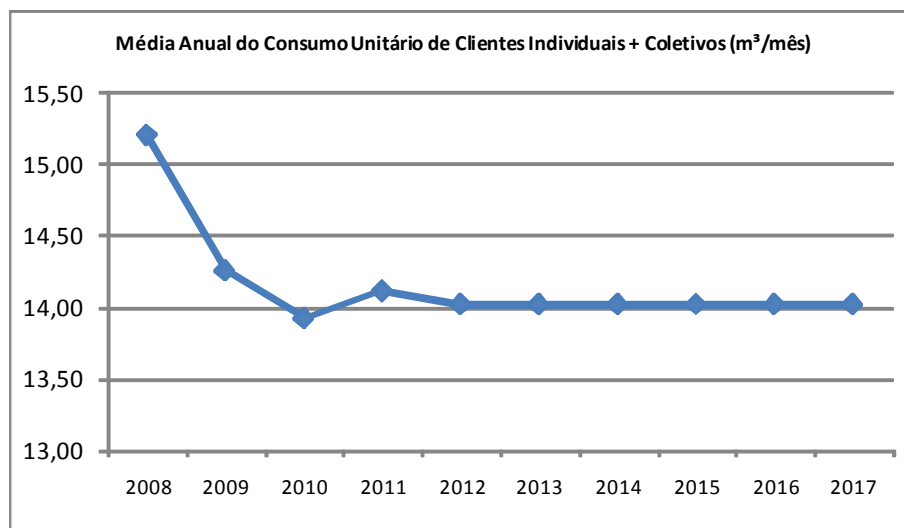


gráfico 2 – Evolução Consumo Unitário Residencial Considerada



Por fim, o total de clientes e o volume foram distribuídos nas faixas de consumo conforme distribuição percentual histórica.

Adicionalmente, a realização dos Jogos Olímpicos de 2016 na cidade do Rio de Janeiro suscitará uma demanda adicional de 14.800 clientes a partir de 2016, em razão de fornecimento de gás para as Vilas Olímpicas, configurando uma venda adicional para o mercado residencial de 1,5 M.m³ em 2016 e de 3,0 M.m³ a partir de 2017.

5.1.2. Mercado Comercial

O mercado de pequeno comércio (PCO) encontra-se em fase de maturação. Existe uma base de clientes estável e se espera um crescimento moderado para os próximos anos. A competitividade atual do gás natural frente ao mercado é desfavorável, o que dificulta ações comerciais intensivas.

Para o caso dos grandes comércios (GCO), pela mesma dificuldade apresentada na competitividade do gás natural frente ao GLP, principal energético alternativo deste segmento de mercado, não foi projetado um crescimento expressivo de clientes para o período de 2013 a 2017, sendo considerado apenas um pequeno crescimento vegetativo em número de clientes.

A demanda do mercado de pequeno comércio foi projetada multiplicando a quantidade de clientes pelo consumo unitário de cada faixa de consumo, considerando:

- a) base de clientes existentes: referente aos clientes do último mês realizado (Julho/11). A demanda resultante é obtida através da multiplicação da quantidade de clientes pelo consumo unitário de cada faixa de consumo.
- b) altas espontâneas de clientes: projeção de clientes por município. A demanda correspondente a essas altas está calculada alocando percentualmente as altas acumuladas em faixas e multiplicando essas altas pelo consumo unitário correspondente aos clientes existentes da tarifa Comercial Limite.
- c) baixas de clientes: projeção de clientes por município. Neste caso, a demanda é calculada conforme realizado no caso das altas espontâneas e é retirada do cálculo da demanda total;
- d) altas por ação comercial: projeção de clientes por município. No caso dos municípios novos que não possuem rede, a data de alta considerada é posterior a data de finalização do projeto de expansão. A demanda correspondente a essas altas é calculada conforme realizado no caso das altas espontâneas.

O consumo unitário do mercado PCO utilizado está baseado na média histórica do segmento.

Já no caso dos grandes comércios, a projeção de demanda foi realizada cliente a cliente, tanto para os clientes existentes como para os potenciais clientes.

Cabe mencionar ainda que, a realização dos Jogos Olímpicos de 2016 na cidade do Rio de Janeiro suscitará uma demanda adicional, visando atender novas instalações comerciais em unidades esportivas, de aproximadamente 240 mil m³/ano a partir de 2016.

5.1.3. Mercado Industrial e Petroquímico

A projeção da demanda dos mercados industrial/petroquímico foi realizada cliente a cliente e foi determinada a partir da demanda dos clientes existentes ao final de 2011, mais a captação de 39 novas indústrias pequenas, entre o período de 2012 a 2017, através de esforço de vendas. No entanto, 25 destas estão previstas para captação no período de 2013 a 2017, além da captação de duas indústrias de médio porte em 2012.

Considerando as premissas acima, tem-se um incremento de 0,5% a.a., ou 2,6% no quinquênio.

No entanto, com o término de fornecimento de gás, ainda no ano de 2012, para o cliente GPC Química, tal resultado se inverte, apresentando no total dos segmentos uma queda nas vendas de gás, em média, 2% a.a..

5.1.4. Mercado de Cogeração

A projeção da demanda de cogeração baseia-se na ação comercial e resulta em um crescimento médio anual de vendas de 2,5% para o período de 2013 a 2017, considerando o término de fornecimento de gás, ainda no ano de 2012, para o cliente GPC Química.

Diante do acima exposto, a projeção foi determinada a partir da demanda dos clientes existentes ao final de 2011 mais a captação de 1 cliente de médio porte, entrando em 2013.

5.1.5. Mercado de Climatização

Assim como no mercado de cogeração, a falta de competitividade do gás natural frente à energia elétrica, não gera perspectiva de crescimento para este mercado.

No entanto, cabe mencionar que, a realização dos Jogos Olímpicos de 2016 na cidade do Rio de Janeiro suscitará uma demanda adicional, visando atender novas instalações de climatização em unidades esportivas, de 742 mil m³ no ano de 2016 e 2,2 milhões/ano a partir de 2017, gerando um crescimento nas vendas do quinquênio de quase 14%.

5.1.6. Mercado Automotivo - GNV

O mercado automotivo da CONCESSIONÁRIA atende aos serviços de transportes coletivos realizados por veículos leves (táxis, vans e kombis), além de veículos de passeio. O segmento de transporte coletivo realizado por veículos leves encontra-se com alto grau de saturação.

Em função do aquecimento do mercado de veículos novos no Brasil a frota entrante neste mercado é quase que em sua totalidade de “modelos flex” (álcool/gasolina) resultando na queda do volume de GNV dos últimos anos.

Dessa forma, com base nas premissas acima, projetou-se uma redução anual de 0,5% nas vendas de GNV, para o período, considerando o atendimento de novos clientes distribuído com base num estudo de mercado potencial factível de cada município.

Adicionalmente, a partir de 2014, prevê-se o início do fornecimento de gás para o sistema de transporte público, gerando uma venda adicional crescente para o mercado GNV, estimando-se alcançar em 2016 vendas para transporte público de 40,5 milhões m³/ano. Como resultado, este mercado apresenta uma projeção de crescimento de vendas no quinquênio de 2,5%.

5.1.7. Mercado Termelétrico

Atualmente existem 3 (três) Usinas Termelétricas (UTE's) na área de concessão da CONCESSIONÁRIA, são elas: UTE Governador Leonel Brizola, UTE Barbosa Lima Sobrinho e UTE Santa Cruz. Há a previsão de incremento de 1 (um) cliente para este mercado a partir de 2014, considerando o resultado do Leilão de Energia A-3/2011, onde a UTE Baixada Fluminense, saiu vencedora, com previsão de entrega de energia em 01/03/2014.

Tendo em vista as peculiaridades de cada UTE, a projeção de vendas foi realizada individualmente, baseada nas seguintes informações:

- De 2013 a 2015, na expectativa de geração térmica à gás natural do Brasil (Gás natural + GNL) expressa em MWmed, constante do Plano Anual da Operação Energética (PEN -2011/2015) do Operador Nacional do Sistema (ONS). Essa geração, em MWmed, foi convertida para milhões de m³/dia, aplicando uma eficiência média de 50%. Para 2016 e 2017, pela extrapolação da mesma curva de consumo do PEN 2011/2015.
- Participação histórica (2007 – 2011) de consumo de gás para geração elétrica, de cada Estado, extraído da ABEGÁS, em relação ao consumo nacional.

A partir dessas informações foi estimada a projeção de vendas individualizada de cada UTE, considerando as inflexibilidades operativas (restrição que leva a necessidade de geração mínima da usina), consumo mínimo contratual, menor custo variável unitário de cada UTE, resultando em um incremento médio anual de vendas totais de 16% para o período de 2013 a 2017.



5.1.8. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado

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

tabela 2 – Projeção de Altas de Clientes por Segmento – posição dez/ano (2013 – 2017)

CEG - N° de Altas de Clientes por Segmento (N° clientes/ano)					
Mercado	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial (*)	47.771	50.145	55.257	67.583	56.001
Comercial	472	477	482	491	492
Climatização	0	0	0	14	0
Cogeração	0	0	0	0	0
GNV	17	26	17	17	17
Industrial	5	5	5	5	5
Petroquímico	0	0	0	0	0
Térmicas	0	0	0	0	0
Consumidor Livre	0	1	0	0	0
TOTAL Clientes	48.265	50.654	55.761	68.110	56.515

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

tabela 3 – Projeção de Incremento Líquido de Clientes por Segmento - posição dez/ano (2013-2017)

CEG - N° de Incremento Líquido de Clientes por Segmento (N° clientes/ano)					
Mercado	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial (*)	19.981	21.267	25.147	36.346	23.554
Comercial	36	24	9	1	-17
Climatização	0	0	0	14	0
Cogeração	0	0	0	0	0
GNV	15	24	15	15	15
Industrial	5	5	5	5	5
Petroquímico	0	0	0	0	0
Térmicas	0	0	0	0	0
Consumidor Livre	0	1	0	0	0
TOTAL Clientes	20.037	21.321	25.176	36.381	23.557

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

tabela 4 – Projeção de Clientes por Segmento - posição dez/ano (2013 – 2017)

CEG - N° de Clientes Total (N° clientes/ano)					
Mercado	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial (*)	804.926	826.194	851.341	887.687	911.241
Comercial	10.433	10.457	10.466	10.467	10.450
Climatização	61	61	61	75	75
Cogeração	29	29	29	29	29
GNV	477	501	516	531	546
Industrial	382	387	392	397	402
Petroquímico	1	1	1	1	1
Térmicas	2	2	2	2	2
Consumidor Livre	1	2	2	2	2
TOTAL Clientes	816.312	837.634	862.810	899.191	922.748

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV



tabela 5 – Projeção de Demanda por Segmento (2013 – 2017)

CEG - Demanda Projetada (Mm³/ano)					
Mercado	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial (*)	119,11	122,57	126,36	132,01	137,33
Comercial	42,21	42,52	42,82	43,31	43,49
Climatização	15,52	15,52	15,52	16,26	17,70
Cogeração	101,87	114,00	114,00	114,00	114,00
GNV	808,87	818,33	827,95	837,34	833,36
Industrial	569,36	570,26	571,16	572,06	572,96
Petroquímico	12,18	12,18	12,18	12,18	12,18
Térmicas	959,51	231,52	210,24	210,24	210,24
Consumidor Livre	0,00	1.083,65	1.235,76	1.391,46	1.382,99
TOTAL Clientes	2.628,64	3.010,56	3.155,99	3.328,86	3.324,26

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

5.2. 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 2013-2017, considerando as margens limites vigentes unitárias em 31/12/2011, indicada no Anexo 1, sem a parcela da retroatividade de 9,87811382% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 427 de 27/08/2009.

Cabe mencionar que, no Anexo 3 deste relatório, encontram-se as projeções de clientes, com os devidos ajustes citados nos itens 5.2.1 e 5.2.2 abaixo e volumes, utilizados no cálculo da margem total não reposicionada.

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

5.2.1. Mercado Residencial

A margem residencial total é calculada a partir do consumo médio mensal de cada faixa de consumo, considerando a aplicação do cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente. Cabe destacar que, para o cálculo do consumo médio é utilizado o número de faturas emitidas e não o número de clientes. A relação entre clientes e faturas é obtida utilizando um fator de conversão histórico, obtendo-se assim um cálculo mais adequado da Margem Total Não Reposicionada.

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

5.2.2. 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. Cabe destacar que, para o cálculo do consumo médio é utilizado o número de faturas emitidas e não o número de clientes. A relação entre clientes e

faturas é obtida utilizando um fator de conversão histórico, obtendo-se assim um cálculo mais adequado da Margem Total Não Reposicionada.

5.2.3. 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.

5.2.4. Gás Natural Veicular - GNV

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

5.2.5. 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:

$$M = \left(\left(\frac{35.033}{(c + 40)^{2,8}} + 0,318 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPM_n}{IGPM_o} \right)$$

Onde c é o volume mensal em milhões de m³; R = 1 e IGPM₀ = 183,745

5.2.6. Gás Liquefeito de Petróleo - GLP

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

6. Custos Operacionais - OPEX

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

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

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

- Despesas Operacionais;
- Despesas de Pessoal;
- Outras Despesas:
 - Provisões;
 - Perdas de Gás;
 - Contribuição Eficiência Energética; e
 - Gastos de Gás Natural Comprimido (GNC) e Gás Natural Sintético (GNS).

6.1. Despesas Operacionais

As despesas operacionais foram elaboradas a partir de uma base de dados que considera a realidade histórica, ajustada, onde pertinente, para refletir as mudanças de cenário associadas às projeções para o período de 2013 a 2017.

As despesas operacionais mais relevantes são decorrentes de:

- A taxa de uso do subsolo: referente aos serviços de infra-estrutura urbana (distribuição de gases e líquidos combustíveis) está baseada nos Decretos nº 28.002 de 30/05/07, nº 28.877 de 13/12/07 e nº 32.159 de 20/04/2010, que dispõem sobre o uso do subsolo sob o domínio da Prefeitura do Município do Rio de Janeiro.
- Gastos de serviço a clientes: Compreendem, principalmente, Leitura de Medidores e Gestão de Cobrança;
- Manutenção/conservação e serviços gerais e corporativos: com maior peso em vigilância, engloba gastos referentes à frota (combustível, manutenção e impostos), terrenos e edifícios (aluguel, manutenção, energia elétrica, água e impostos), máquinas e ferramentas (aluguel de máquinas copiadoras, máquinas de bebidas quentes e banheiros químicos para ERM's, e outras despesas (manutenção e conservação de imóveis, correios e malotes, serviços de limpeza, materiais de escritório, de informática e de consumo, serviços de reprodução, etc.); entre outros.

- Aluguel e Instalação de nova sede: a atual sede da CONCESSIONÁRIA está localizada sobre um terreno de 113.209 m², pertencente ao Governo da União. Junto a esta área a CONCESSIONÁRIA é proprietária de um terreno com 2.833 m². O terreno da União está sendo transferido para a Prefeitura da Cidade do Rio de Janeiro, por estar inserido no projeto para desenvolvimento da região portuária, denominado “Porto Maravilha”, que integra as melhorias na cidade com foco nos Jogos Olímpicos de 2016. Neste sentido, a CONCESSIONÁRIA deverá remanejar suas instalações para um novo edifício, cuja locação do mesmo e do estacionamento tem o valor estimado em R\$ 8,8 milhões/ano;

No Anexo 6 encontram-se detalhadas as despesas operacionais projetadas para o período 2013 a 2017, em moeda constante de dezembro de 2011. Para tais projeções foram considerados, basicamente, os valores históricos, atualizados para 2011.

A projeção proposta apresenta um crescimento médio anual dos custos operacionais de 2,7% a.a. tomando como base o ano de 2012, que representa um percentual muito moderado, o que demonstra uma alta eficiência da CONCESSIONÁRIA na contenção destes custos.

6.2. Despesas de Pessoal

Visando o alcance dos objetivos organizacionais, a CONCESSIONÁRIA tem como pilares a qualidade, rentabilidade e segurança tendo assim marcado e caracterizado suas tendências e esforços no que tange as estratégias de recursos humanos (RH). Levando em consideração as mudanças mercadológicas, e as que ocorrem também na relação empresa/funcionário, a CONCESSIONÁRIA mantém suas estratégias claras, sustentadas por uma gestão participativa incentivando a formação e desenvolvimento profissional e pessoal. Levando-se a criar um laço estreito entre todos os níveis de relacionamento, tanto interno como externo, do quadro funcional até os clientes e fornecedores. Dessa forma, pretende-se incentivar a busca por resultados e reconhecimento, seja ele individual ou coletivo, priorizando a satisfação e o comprometimento de todos. Ao longo destes quinze anos, o processo de crescimento e desenvolvimento tem sido uma constante, o que fez criar, aprimorar e multiplicar conhecimentos e experiências que possam responder ao cenário do mundo globalizado, onde o foco nos resultados, a flexibilidade, a qualificação, a capacitação e a produtividade dos seus colaboradores em todos os níveis constituem fatores decisivos. Atingir tal crescimento e objetivos exige contínuos investimentos em programas e ações de recrutamento e seleção, treinamento e desenvolvimento, cargos e salários, avaliação de desempenho, relações trabalhistas e sindicais, bem como medicina e segurança do trabalho e responsabilidade social. Visando o novo e atual cenário empresarial os fatores que estimulam as mudanças na gestão de recursos humanos são os externos e internos, exigindo-se um olhar diferenciado e atualizado para uma nova política estratégica de recursos humanos: política centrada na qualidade, preocupação com o meio ambiente, responsabilidade social, melhorias contínuas, capacitação e qualificação de seus colaboradores. O papel da área de RH evoluiu por meio de suas políticas, planos e programas capazes de interagir e convergir os interesses individuais com os objetivos organizacionais, dentro de uma busca incessante pelas novas políticas da gestão de recursos humanos, tornando a inovação um dos fatores essenciais para as organizações dos novos tempos.

O quadro de pessoal projetado para os próximos anos abrange pessoal de convênio, pessoal fora de convênio, menores aprendizes e estagiários. Considerou-se que não haverá aumento significativo no

quadro de pessoal para os anos 2013 até 2017, e que ocorrerão ganhos reais para funcionários de convênio e excluídos de convênio da ordem de 3% acima da inflação. Tais gastos contemplam, além do salário base, conceitos como periculosidade, horas extras, adicionais de turno, redução de jornada, prontidão, etc, assim como encargos sociais incidentes sobre as rubricas salariais (INSS, FGTS, etc).

Estão incluídos ainda os gastos com planos de benefícios pós emprego, avaliados no conceito da Deliberação CVM 600: (1) plano de complementação de aposentadoria do ano 1990; (2) prêmio aposentadoria previsto no acordo coletivo de trabalho; (3) plano de complementação de aposentadoria do tipo benefício definido administrado pelo Gasius e (4) plano de saúde de ativos e de aposentados. As projeções dos custos destes benefícios foram feitas conforme estimativas preparadas pela consultoria Mercer.

Adicionalmente, estão contemplados outros benefícios, como:

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

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

No Anexo 6 encontra-se a projeção das despesas de pessoal da CONCESSIONÁRIA para o período 2013 a 2017, com um crescimento médio anual da ordem de 3%.

6.3. Outras Despesas

6.3.1. Provisões

As provisões contempladas são decorrentes do reconhecimento das perdas decorrentes de não pagamento da faturas de gás por parte dos clientes (provisões para devedores duvidosos – PDD).

No Anexo 6 encontra-se detalhada a evolução das provisões projetadas para o período 2013 a 2017.

6.3.2. Perdas de Gás

A forma mais usual e eficaz para se controlar o gás não contabilizado, ou perda, é através da diferença entre a quantidade de gás comprada (medições do fornecedor de gás) e a quantidade de gás vendida

(medições da CONCESSIONÁRIA junto aos clientes). Essa diferença pode ser positiva ou negativa. A perda é expressa como um percentual do volume de gás comprado. A utilização de qualquer outra forma mais detalhada para determinar e controlar a perda de gás será necessariamente mais onerosa, sem acarretar qualquer benefício para o consumidor.

O termo, perda, nem sempre indica um escapamento. O escapamento é somente um dos vários fatores que contribuem para o surgimento das perdas. As causas para o gás não contabilizado, ou perdas, podem ser agrupadas em duas categorias. A primeira corresponde às perdas físicas, que compreendem as fugas de gás para a atmosfera, devido aos escapamentos existentes nas canalizações. A segunda representa as perdas não físicas, cuja origem está associada aos problemas de medição do gás, tanto pelo lado da compra (medições do Fornecedor de gás) como pelo lado da venda (medições da CONCESSIONÁRIA junto aos clientes).

- Perdas Físicas

Por definição, os escapamentos possuem uma dada intensidade (vazão) e têm sua localização desconhecida. São combatidos através de programas de localização e eliminação de escapamentos e de renovação de redes. O volume de gás perdido depende da pressão e da dimensão do furo existente na canalização e/ou nos elementos auxiliares da rede. Normalmente, um escapamento de gás terá uma vazão razoavelmente constante e aumentará gradualmente com o tempo, se não for localizado e reparado. A quantificação do escapamento de gás só pode ser realizada quando da sua localização e subsequente eliminação.

- Perdas Não Físicas

O gás perdido na medição ou com a falta da medição (perdas não físicas ou comerciais) é, na maioria dos casos, muito difícil de ser identificado. As medições são realizadas através da contabilização dos volumes totais de gás comprado e vendido. As perdas não físicas são influenciadas pelas imprecisões das medições do volume de gás comprado e do volume de gás vendido, sendo que neste último caso temos as perdas por fraude (furto de gás). A perda comercial é objeto de análises e diligências meticolosas, que buscam sua identificação e quantificação. Os programas de substituição de medidores obsoletos, de combate a fraudes e de aferição periódica de medidores, são ferramentas importantes para a redução deste tipo de perda. Como já visto no caso das perdas físicas, também no caso das perdas comerciais, sua quantificação só pode ser realizada por ocasião da sua identificação, quando normalmente a mesma é sanada.

Conforme acima comentado, não é factível fazer a separação das perdas em físicas e não físicas, sendo a mesma desnecessária para realizar um controle efetivo das perdas de gás de uma distribuidora. Dessa forma a proposta apresenta o seguinte nível de perdas:

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

Desta forma, foram estimadas para o mercado convencional perdas de 1,25% ao ano no período de 2013 a 2017, utilizando como referência de 2% das perdas reais da CONCESSIONÁRIA no ano de 2011.

Para o mercado termelétrico a perda considerada é de 0%, já que a medição para cada usina termelétrica é única, tanto para a quantidade de compra de gás a ser paga pela CONCESSIONÁRIA ao fornecedor de gás, como para a quantidade de venda de gás a ser paga pelo cliente à CONCESSIONÁRIA.

No Anexo 6 encontra-se detalhada a evolução das perdas projetadas para o período 2013 a 2017.

6.3.2.1. Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Período 2013- 2017

Informação protegida pela regras de confidencialidade.

6.3.3. Eficiência Energética

A contribuição para eficiência energética é praticada no setor elétrico, onde as empresas de distribuição elétrica devem contribuir com 0,5% a 0,75% do ROL (Receita Operacional Líquida) para Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e 0,25% a 0,5% do ROL para PEE (Programa de Eficiência Energética).

No setor de gás natural, as distribuidoras de gás canalizado do Estado de São Paulo já têm previstas em seus custos a contribuição de 0,25% da Margem Máxima Projetada (em reais), conforme determinado pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP (Portaria CSPE nº 320 de 03/08/2004).

Adicionalmente, em 10 de setembro de 2009, através da Lei 5536, foi criado o fundo para a eficiência energética do Estado do Rio de Janeiro.

Diante dos fatos acima descritos, a CONCESSIONÁRIA incluiu o conceito de contribuição para eficiência energética no OPEX, visando à previsão de gastos com o referido fundo. O cálculo considerado para a projeção de contribuição de eficiência energética utilizado por esta CONCESSIONÁRIA está baseado no praticado pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP para a contribuição das distribuidoras de gás canalizado para o fundo de P&D. Ou seja, 0,25% da margem reposicionada.

Na tabela 6 abaixo, apresentam-se as projeções das despesas relacionadas à eficiência energética para o quinquênio 2013-2017.

tabela 6 - Projeção de Eficiência Energética em Milhões de Reais (2013-2017)

CEG - Gastos de Eficiência Energética (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11					
Conceito	2013	2014	2015	2016	2017
TOTAL Gastos Eficiência Energética	1,20	1,32	1,45	1,59	1,75

6.3.4. Gastos de GNC e GNS

A deliberação AGENERSA nº 247 de mai/08, em seu artigo 1º, determinou que todos os gastos respectivos ao Gás Natural Sintético (GNS) devem estar apropriados separadamente visando melhor acompanhamento da Agência Reguladora.

Adicionalmente, no Anexo 2 da deliberação AGENERSA nº 370 de abri/09, referente à 2ª Revisão quinquenal de tarifas, está apresentada na tabela de projeção das despesas operacionais a separação de gastos relacionados ao GNS e também de gastos referentes ao Gás Natural comprimido (GNC).

Neste sentido, tem-se na tabela 7 abaixo, as projeções das despesas relacionadas aos gastos de GNC e GNS para o quinquênio 2013-2017.

tabela 7 - Projeção de Gastos de GNC e GNS em Milhões de Reais (2013-2017)

CEG - Gastos de GNC e GNS (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11					
Conceito	2013	2014	2015	2016	2017
Gastos de GNC	-	-	-	-	-
Gastos de GNS	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
TOTAL Gastos GNC e GNS	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15

6.4. Resumo de Projeções de OPEX

Na tabela 8 abaixo, tem-se o resumo da projeção de OPEX para o período de 2013 a 2017 e o seu detalhamento está apresentado no Anexo 6.

tabela 8 - Projeção de OPEX em Milhões de Reais (2013-2017)

CEG - OPEX (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11					
Conceito	2013	2014	2015	2016	2017
Despesas Operacionais	149,54	160,66	163,21	165,56	168,15
Despesas de Pessoal	100,16	102,64	105,48	108,35	111,18
Outras Despesas	31,23	46,93	49,63	52,49	52,82
Provisões	7,00	6,93	6,86	6,79	6,72
Perdas de Gás	21,88	37,54	40,18	42,97	43,20
Contribuição Eficiência Energética	1,20	1,32	1,45	1,59	1,75
Gastos de GNC e GNS	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
TOTAL OPEX	280,93	310,23	318,32	326,40	332,15

7. Receitas Correlatas

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

Nesse contexto, entendemos que receitas correlatas são aquelas que envolvem custos e receitas que não são decorrentes diretamente da venda de gás. Sendo assim, como regra geral, as atividades correlatas

deveriam ter seus custos e receitas expurgados, para não afetar negativamente a revisão tarifária. Neste caso, trata-se de atividades realizadas para os usuários de gás canalizado, diretamente vinculadas a esse serviço básico, mas que, por suas características, não devem ser levadas em consideração na determinação das tarifas limite do serviço de distribuição do gás canalizado. No entanto, de acordo com o resultado das Revisões Quinquenais anteriores, tais atividades foram consideradas, algumas na proporção de 50%, no cálculo das tarifas limite do serviço de distribuição de gás canalizado. Um exemplo destes casos é a venda de aquecedores e chuveiros a gás.

Todavia, em alguns casos particulares, as atividades correlatas devem ser consideradas, na proporção de 100%, no cálculo das tarifas limite de serviço de distribuição de gás canalizado, porque suas receitas são provenientes de investimentos que compõem a Base de Remuneração de Ativos. Tais atividades objetivam, principalmente, o desenvolvimento da distribuição de gás canalizado, na medida em que promovem o incremento da eficiência na alocação dos recursos, contribuindo assim para a modicidade tarifária.

Dentre estas atividades destacam-se a prestação de serviços de informática, de administração, de manutenção e de operação à CEG RIO, através de acordos firmados onde a CEG RIO remunera a CEG e que são consideradas no OPEX da CEG RIO.

No Anexo 7 encontra-se a projeção das Receitas Correlatas consideradas no cálculo das tarifas limite que somam R\$ 91,69 milhões para o período 2013 a 2017.

8. Plano de Investimentos

O Plano de Investimento elaborado pela CONCESSIONÁRIA está subdividido em três modalidades de investimentos: **Singulares, Fixos e Variáveis**. A proposta contempla investimentos de R\$ 170,43 milhões em 2012 e R\$ 1.334,51 milhões no período entre 2013 a 2017, conforme segue:

8.1. Investimentos Singulares

São investimentos em projetos específicos, abaixo descritos:

- Construção de gasoduto para:
 - Maricá: investimento em 41 km de rede AP 8", visando atender o compromisso regulatório previsto no Aditivo Contratual assinado em 2005;
 - Mangaratiba: investimento em 62,6 km de rede de AP 12", visando atender ao compromisso regulatório previsto no Aditivo Contratual assinado em 2005;
- Gasoduto para UTE Baixada Fluminense - São aproximadamente 14,5 km de rede de AP com 20", visando atender a nova UTE já contratada, conforme mencionado no item 5.1.7, com o término do investimento previsto para 2013;
- Adrianópolis – 9 km de extensão de rede, de AP 8", referente ao anel de distribuição da região metropolitana do Rio de Janeiro visando aumentar a capacidade em 720 mil m³/dia, localizado em Nova Iguaçu;
- Gasoduto Presidente Kennedy (RJ) – São 21 km em AP de 20", incluindo uma ERM de R\$ 2,8 milhões, com término de desembolso em 2013. O objetivo é reforçar a fornecimento de gás no município de Rio de Janeiro.
- Reforço de Rede para atender a demanda da região metropolitana do Rio de Janeiro:
 - Santa Cruz – Reforço de 9,6 km de rede de AP 10", previsto para 2013;
 - Largo do Tanque – Reforço de 3 km de rede de AP 8", com término de desembolso previsto para 2013;
 - Campo Grande - Reforço de, aproximadamente, AP 6,6 km de rede de 8", término de desembolso previsto para 2013, visando garantir o bom funcionamento da fábrica da Michelin e seus eventuais picos, tendo em vista os novos clientes associados a rede;
- Biometano: Investimentos em estação de regulação e pressão, cromatografia, entre outros, além da construção de rede para interligação com o sistema de distribuição de gás natural para aproveitamento de biometano;
- Projeto Olimpíadas 2016: os Jogos Olímpicos de 2016 serão um evento multiesportivo realizado no segundo semestre de 2016, na cidade do Rio de Janeiro. A CONCESSIONÁRIA, visando o



Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

fornecimento de gás para a Vila Olímpica, além de atender as instalações que servirão para as olimpíadas prevê investimentos da ordem de R\$ 142,61 milhões, distribuídos conforme segue:

- Remanejamentos de rede: remanejamentos necessários nas redes de gás da cidade do Rio de Janeiro, devido às obras de infra estrutura realizadas pela Prefeitura para atendimento à demanda prevista no período das Olimpíadas, totalizando R\$ 45 milhões;
- Instalações Diversas: compreendem investimentos no sistema de transporte movido à gás natural, fornecimento de gás natural para climatização e unidades comerciais e, fornecimento de gás natural para as residências da Vila Olímpica, que permanecerão após as olimpíadas. Tais investimentos somam R\$ 50,8 milhões;
- Diferido: são investimentos em equipamentos à gás natural e instalações internas viabilizando o fornecimento de gás para as diversas instalações que atenderão inicialmente às olimpíadas e somam R\$ 46,7 milhões.

Ressalta-se que, a realização dos Jogos Olímpicos de 2016 fomentará os investimentos acima mencionados e que serão mantidos nas suas diversas instalações, permitindo sua utilização pela população da cidade do Rio de Janeiro após tal evento.

Na tabela 9 abaixo estão apresentados os valores dos investimentos para o ano de 2012 e para o período de 2013 a 2017:

tabela 9 - *Projeção de Investimentos Singulares em Milhões de Reais (2012-2017)*

Por projeto:

CEG - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11						
Projeto	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gasoduto Presidente Kennedy	12,67	36,02	-	-	-	-
Gasoduto para UTE Baixada Fluminense	11,21	37,97	-	-	-	-
Adrianópolis	-	-	-	-	-	24,60
Reforço de Rede	2,28	24,96	-	-	-	-
Santa Cruz	-	17,55	-	-	-	-
Largo do Tanque	0,75	2,97	-	-	-	-
Campo Grande	1,53	4,44	-	-	-	-
Novos Municípios	-	2,16	21,72	8,15	69,13	29,69
Maricá	-	0,79	6,80	0,24	23,58	10,71
Mangaratiba	-	1,37	14,92	7,90	45,55	18,98
Biometano	-	-	-	7,50	-	-
Olimpíadas 2016	-	36,29	26,04	54,91	25,37	-
Reforço Avenida Brasil Fase 4	6,10	-	-	-	-	-
Rede Coca-Cola - Rio de Janeiro	3,63	-	-	-	-	-
TOTAL Investimentos Singulares	35,89	137,40	47,76	70,56	94,50	54,29



Formato regulatório:

CEG - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11						
Itens	2012	2013	2014	2015	2016	2017
INVESTIMENTOS MATERIAIS	35,89	137,40	47,76	38,16	80,11	54,29
Redes	33,61	133,68	26,04	29,82	79,81	54,29
Novas Redes AP/GNC	33,61	97,39	-	7,90	69,13	54,29
Novas Redes MP/BP	-	13,66	13,66	16,91	5,68	-
Renovação Redes	-	22,63	12,38	5,00	5,00	-
Outros - Redes	-	-	-	-	-	-
Ramais	-	-	-	0,60	0,30	-
Novos Ramais	-	-	-	0,60	0,30	-
Renovação de Ramais	-	-	-	-	-	-
Outros - Ramais	-	-	-	-	-	-
Construção de ERM's	1,54	1,56	-	-	-	-
Instalações Auxiliares de Rede	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos Materiais	0,75	2,16	21,72	7,74	-	-
Aquisição de Medidores	-	-	-	-	-	-
Instalações Comunitárias	-	-	-	-	-	-
Terrenos e Edifícios	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-
Equipamentos Processos Informatização	-	-	-	-	-	-
Veículos	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos	0,75	2,16	21,72	7,74	-	-
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	-	-	-	-	-	-
TOTAL INVESTIMENTOS	35,89	137,40	47,76	38,16	80,11	54,29
DIFERIDO	-	-	-	32,40	14,39	-
TOTAL INVESTIMENTOS SINGULARES	35,89	137,40	47,76	70,56	94,50	54,29

8.2. 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.

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 Informáticos:
 - Desenvolvimento de projetos, soluções e manutenções evolutivas para as diversas direções da empresa através do suporte tecnológico às ações e adequações dos seus respectivos processos de negócio, assim como a viabilização do cumprimento de novas obrigações jurídicas, fiscais e regulatórias;
 - Aquisição de licenças de software microinformático;
 - Aquisição de hardware (infra-estrutura central do CPD, microinformática, equipamentos de telecomunicações, redes de dados e segurança da informação);

- Renovação de hardware obsoleto (plano cíclico e recorrente de renovação da infra-estrutura central do CPD, microinformática e equipamentos de telecomunicações, redes de dados e segurança da informação);
- Veículos e Outros: necessário para substituir equipamentos depreciados e garantir a capacidade máxima de prestação de serviços de manutenção, construção e atendimento a clientes. Dessa forma, serão necessários investimentos em veículos, mobiliários, equipamentos e adequações físicas. Com o crescimento da malha de distribuição, da base de clientes e do potencial existente, serão necessários novos mobiliários nos escritórios, de 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).
- Aluguel e Instalação de nova sede: Conforme mencionado no item 6.1, a sede da empresa deverá ser realocada devido à transferência do terreno, onde está atualmente instalada, para a Prefeitura do RJ. Nesse sentido, além da locação de um novo edifício sede, alguns investimentos deverão ser realizados no período de 2012-2017, visando à instalação, adequação, remanejamentos, etc, conforme abaixo discriminado:
 - R\$ 5,5 milhões: adequações internas necessárias do novo edifício sede e adequações informáticas;
 - R\$ 12,4 milhões: para recuperação de prédios remanescentes, adequações internas para o pessoal operativo e estacionamento para os mesmos; e
 - R\$ 31,5 milhões: para construção da nova ERM (transferência da ERM existente na esquina da Avenida Francisco Bicalho e Avenida Pedro II, alocada em parte do terreno que será entregue à Prefeitura), pela transferência do centro de controle, subestação, laboratórios técnicos, estacionamento da frota operativa, entre outros.

A proposta contempla investimentos fixos de R\$ 56,95 milhões em 2012 e R\$ 438,47 milhões no período entre 2013 a 2017, conforme demonstrado na tabela 10 abaixo.



Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

tabela 10 - Projeção de Investimentos Fixos em Milhões de Reais (2013-2017)

Formato regulatório:

CEG - Investimentos Fixos (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11						
Itens	2012	2013	2014	2015	2016	2017
INVESTIMENTOS MATERIAIS	53,91	110,94	92,18	75,54	73,55	61,14
Redes	36,19	50,79	50,30	49,83	49,38	38,65
Novas Redes AP/GNC	2,32	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Novas Redes MP/BP	-	-	-	-	-	-
Renovação Redes	27,72	47,74	47,25	46,78	46,33	35,60
Outros - Redes	6,15	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87
Ramais	2,85	6,84	6,84	6,84	6,84	5,13
Novos Ramais	-	-	-	-	-	-
Renovação de Ramais	2,85	6,84	6,84	6,84	6,84	5,13
Outros - Ramais	-	-	-	-	-	-
Construção de ERM's	1,39	11,25	6,02	1,75	1,75	1,75
Instalações Auxiliares de Rede	5,14	9,53	5,12	4,00	2,20	1,96
Outros Investimentos Materiais	8,34	32,53	23,91	13,13	13,39	13,66
Aquisição de Medidores	4,22	4,35	9,15	9,29	9,42	9,55
Instalações Comunitárias	-	-	-	-	-	-
Terrenos e Edifícios	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	0,90	0,67	0,68	0,69	0,69	0,70
Equipamentos Processos Informatização	0,82	7,34	3,53	0,41	0,41	0,41
Veículos	0,31	0,32	0,34	0,35	0,37	0,39
Outros Investimentos	2,09	19,84	10,22	2,39	2,49	2,60
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	3,04	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02
TOTAL INVESTIMENTOS	56,95	115,96	97,21	80,56	78,57	66,16
DIFERIDO	-	-	-	-	-	-
TOTAL INVESTIMENTOS Fixos	56,95	115,96	97,21	80,56	78,57	66,16

8.3. 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 279.305 novos clientes, conforme indicado no item 5.1.8 deste Relatório. A captação de novos clientes foi focada preferencialmente no mercado residencial, pois não há perspectiva de crescimento relevante nos demais mercados.

Para o caso do mercado residencial, que requer o maior volume de recursos, os investimentos foram planejados, conforme descrito no Documento Referência 1, "*Plano de Expansão Comercial*" (Mercado Residencial) 2013 – 2017.

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*;

Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

- ✓ 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*;
- ✓ 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).
- ✓ Gastos a distribuir em vários exercícios (Gasto Diferido): referem-se à captação de clientes e instalações internas compreendidas entre o medidor e os equipamentos de consumo dos clientes.

Cabe mencionar que, conforme citado no item 8.1, todos os investimentos associados às Olimpíadas 2016 estão contemplados nos investimentos singulares, inclusive aqueles que induzem de forma direta o aumento de demanda/clientes.

A proposta contempla investimentos variáveis de R\$ 77,58 milhões em 2012 e R\$ 491,53 milhões no período entre 2013 a 2017, conforme demonstrado nas tabelas abaixo:

tabela 11 - Projeção de Investimentos Variáveis – Unidades Físicas (2012 – 2017)

CEG - Investimentos Variáveis (Unidades/ano)						
Conceitos	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Novas Redes MP/BP (km)	80.916	98.221	102.951	117.756	104.921	112.530
Novos Ramais (Ud)	1.762	2.822	2.991	3.136	3.102	3.183
Instalações Comunitárias (Ud)	27.113	35.022	37.252	43.583	37.328	40.680
Construção de ERMs (Ud)	40	34	34	34	34	34
Aquisição de Medidores (Ud)	38.847	48.195	50.573	55.690	53.190	56.443
Diferido (Ud)	69.572	79.361	83.448	92.921	87.228	92.987



Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

tabela 12 - Projeção de Investimentos Variáveis – em Milhões de Reais (2012 – 2017)

Formato regulatório:

CEG - Investimentos Variáveis (MR\$/ano) - Moeda de Dez/11						
Itens	2012	2013	2014	2015	2016	2017
INVESTIMENTOS MATERIAIS	46,45	57,39	60,67	66,85	61,77	65,20
Redes	24,96	29,28	30,87	34,79	31,23	33,36
Novas Redes AP/GNC	-	-	-	-	-	-
Novas Redes MP/BP	24,96	29,28	30,87	34,79	31,23	33,36
Renovação Redes	-	-	-	-	-	-
Outros - Redes	-	-	-	-	-	-
Ramais	5,18	8,26	8,80	9,06	8,92	9,07
Novos Ramais	5,18	8,26	8,80	9,06	8,92	9,07
Renovação de Ramais	-	-	-	-	-	-
Outros - Ramais	-	-	-	-	-	-
Construção de ERM's	1,52	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Instalações Auxiliares de Rede	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos Materiais	14,79	18,81	19,96	21,96	20,58	21,73
Aquisição de Medidores	10,98	12,46	13,14	14,57	13,64	14,48
Instalações Comunitárias	3,82	6,35	6,82	7,39	6,94	7,25
Terrenos e Edifícios	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-
Equipamentos Processos Informatização	-	-	-	-	-	-
Veículos	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos	-	-	-	-	-	-
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	-	-	-	-	-	-
TOTAL INVESTIMENTOS	46,45	57,39	60,67	66,85	61,77	65,20
DIFERIDO	31,13	33,52	35,12	36,10	36,86	38,06
TOTAL INVESTIMENTOS VARIÁVEIS	77,58	90,91	95,79	102,95	98,62	103,26

No referente à instalação de internas e gastos com captação (Gastos Diferidos) cabe destacar que:

- ✓ Para a captação dos clientes é necessária a adequação do ambiente e a construção das instalações internas de gás, cujo trecho após o medidor é de propriedade do cliente, a fim de deixá-las aptas ao uso do gás natural, conforme estabelece o Regulamento de Instalações Prediais (RIP). A CONCESSIONÁRIA incorre nesses Gastos Diferidos, pois a experiência mostra que, em não o fazendo, não conseguiria captar os mesmos. Nesse conceito se incluem: construção de instalação de interna de gás, desde o medidor até o equipamento de consumo, instalação de aquecedor ou chuveiro a gás, colocação de sanca, adequação de ventilação ambiente e pintura do ambiente após as obras. Esse custo não incide no caso de Nova Construção, já que as novas habitações incorporam a construção das instalações internas, em obediência ao item 3 do RIP.
- ✓ Conforme já considerado na Revisão Quinquenal de Tarifas Limite passada, estes gastos, considerados como Gastos Diferidos são saídas reais de caixa e, portanto, devem ser considerados no cálculo do FCLE. A proposta da CONCESSIONÁRIA é a manutenção da utilização desses gastos na composição da Base de Remuneração dos Ativos (vide item 9.1d) por gerar menor impacto na tarifa resultante. Por outro lado, se esses fossem considerados como despesa (com amortização no ano), resultaria em maior impacto na tarifa.
- ✓ O §11 da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, para efeitos da revisão do valor das tarifas limite, expurga única e exclusivamente os investimentos custeados diretamente pelos consumidores, ou por

Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

terceiros, inclusive aqueles com instalações e conexões, e a depreciação decorrente de tais investimentos.

No Anexo 8, encontra-se o total da projeção de investimentos para o período de 2012 a 2017, assim como as metas físicas por município.

9. Base de Remuneração dos Ativos - BRA

9.1. Ativos a serem Remunerados

Considerando as diretrizes do § 6º, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, abaixo são apresentados os ativos regulatórios que compõem a Base de Remuneração dos Ativos, proposta para a 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite:

- a) **Ativos Operacionais Imobilizados:** parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados na contabilidade da CONCESSIONÁRIA, ao final de 2011.
- b) **Intangível:** parcela não amortizada dos intangíveis da CONCESSIONÁRIA, ao final de 2011. O valor dos intangíveis 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, e o valor de tais ações com base no patrimônio líquido contábil da CONCESSIONÁRIA em 31 de dezembro de 1996 (devidamente atualizado pelo IGP-M, desde 31 de dezembro de 1996 até a data da liquidação financeira da venda do controle acima referido).
- c) **Total da depreciação dos ativos operacionais da CONCESSIONÁRIA que tenham sido imobilizados entre 2007 e 2011.**
- d) **Gastos Diferidos:** parcela não amortizada. Tendo-se em conta que os Gastos Diferidos referentes à captação de clientes trata-se de uma saída de caixa da CONCESSIONÁRIA, estes precisam ser contemplados na revisão tarifária como *OPEX* ou como *CAPEX*. Como resultado das revisões quinquenais passadas, o Agente Regulador reconheceu como parte da BRA, os gastos referentes à captação de clientes e instalações internas de propriedade do usuário, chamado de gastos diferidos. Dessa forma, os impactos desses gastos na tarifa para o cliente serão minimizados, uma vez que estes serão amortizados em 10 anos. Ressalta-se que pelas novas normas contábeis os diferidos a partir de 2009 são classificados como despesas na contabilidade da CONCESSIONÁRIA.

9.2. Atualização pelo IGP-M conforme Contrato de Concessão

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

9.3. Base Inicial de Remuneração de Ativos

A Base Inicial de Remuneração de Ativos (BRA_i) é composta pela soma dos seguintes conceitos:



Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado

- Ativos líquidos incorporados até Dez-11: O montante dos ativos líquidos incorporados até Dez-11 é calculado ativo por ativo. Para tal criou-se um banco de dados, a partir do sistema SAP 4.7, módulo AA, com todas as informações necessárias solicitadas pelo Contrato de Concessão. Dessa forma, a partir de dados contábeis, devidamente auditados, foi extraída a relação de bens até 31 de dezembro de 2011, com seus valores e suas respectivas datas de imobilização. Ou seja, a metodologia de cálculo do valor líquido depende da data de incorporação de cada ativo;
- Intangível inicial líquido: conforme definido no parágrafo sétimo da cláusula sétima, descrito no item 9.1 acima;
- Investimentos líquidos 2012: Investimentos brutos projetados para o ano de 2012, depreciados em 30 anos no caso do Imobilizado e em 10 anos no caso do Diferido, conforme realizado pelo Regulador nas últimas revisões quinquenais;
- Reposição da Depreciação Investimentos 2008-2012: Conforme estipulado na alínea c, do parágrafo sexto, da cláusula sétima no Contrato de Concessão, as depreciações dos investimentos imobilizados no quinquênio anterior devem ser incluídas na base inicial. No entanto, conforme mencionado anteriormente no item 2.2 deste documento, a metodologia utilizada para as revisões quinquenais foi alterada pela Agência Reguladora, o que torna o conceito da reposição da depreciação equivocado. Neste sentido, de acordo com o que pode ser verificado através dos Anexos 4 e 5 da Deliberação AGENERSA nº371 de abr/09, referente à 2ª revisão quinquenal de tarifas, a reposição da depreciação foi incluída na base inicial e na base final, de forma a reduzir o impacto desta determinação contratual.

A esse valor inicial incorpora a previsão da evolução desta base referente ao ano de 2012, assim tem-se para a base inicial, em 01 de janeiro de 2013, o valor de R\$ 2.604 milhões, conforme demonstrado na tabela 13 abaixo.

Após a criação do banco de dados e a partir da data de imobilização de cada bem, os valores foram atualizados mês a mês pelo IGP-M para 31 de dezembro de 2011.

tabela 13 - Resumo da Base Inicial de Remuneração de Ativos (BRA_i)

CEG - BRA _i - Valores em MR\$ (moeda de DEZ/2011 - pelo IGP-M)			
Conceitos	Valor de origem (sem depreciação)	Depreciações acumuladas referentes aos investimentos últimos 5 anos (até 2011)	Depreciações acumuladas totais
	Posição DEZ/2011	Posição DEZ/2011	Posição DEZ/2011
Imobilizado até 2001	984,74		(463,74)
Imobilizado 2002 e 2011	2.387,62	79,34	(747,60)
Imobilizado 2012	170,43		(3,88)
Intangível	884,73		(687,44)
TOTAL	4.427,51	79,34	(1.902,66)
BRA inicial depreciada	2.604,19		

No Anexo 9, encontra-se a Base de Remuneração dos Ativos detalhada, proveniente da contabilidade, devidamente atualizada para dezembro de 2011.

9.4. Depreciação dos Ativos da Base para o 3º Quinquênio

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

Como mencionado acima, cada bem existente na contabilidade da CONCESSIONÁRIA, devidamente atualizado pelo IGP-M, foi depreciado de acordo com as revisões tarifárias anteriores, ou seja:

- Até dez/2001: os ativos incorporados até Dez-01 são projetados a partir de sua data de incorporação, depreciados conforme a vida útil de cada ativo. A data de início de depreciação é o mesmo mês de incorporação.
- A partir de 2002: critério definido nas 1ª e 2ª Revisões Quinquenais Tarifárias da CONCESSIONÁRIA. Ou seja, os ativos incorporados a partir de Jan-02 são projetados com data de incorporação em Janeiro do ano de incorporação, depreciados em 30 anos no caso do Imobilizado e amortizados em 10 anos no caso do Diferido. Em ambos os casos, é considerada a metade do valor da depreciação no primeiro ano.

Dessa forma, foi possível quantificar o valor da depreciação em cada ano, desde a privatização, assim como a projeção de seu valor até 2017.

9.5. Base Final de Remuneração de Ativos

A Base Final de Remuneração de Ativos se refere ao período de 2012 a 2017, trazida a valor presente de 2011. Na sua elaboração foram considerados:

- a) Parcela não depreciada dos investimentos projetados constantes no plano de investimentos para o período de 2012 a 2017, conforme detalhado no item 8 deste documento.
- b) Parcela não amortizada dos Gastos Diferidos projetados para o período de 2012 a 2017.

No Anexo 9 está apresentada a evolução da Base de Remuneração de Ativos Projetada para o quinquênio 2013-2017.

10. Deduções da Base de Cálculo dos Impostos

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

Na tabela 14 abaixo são apresentados os valores dessas deduções para o período 2013 a 2017.

tabela 14 – Deduções da Base de Cálculo dos Impostos Projetadas (2013-2017)

CEG - Deduções da Base de Cálculo dos Impostos Projetadas (Moeda de Dez/11)					
Deduções	2013	2014	2015	2016	2017
Depreciação	208,50	220,51	232,20	226,24	185,10
Depreciação BRA ₁	149,30	149,27	149,26	130,54	103,82
Depreciação Investimentos	14,61	26,65	38,35	51,11	62,34
Amortização do Intangível Inicial	44,59	44,59	44,59	44,59	18,93
Juros s/ Capital Próprio	52,78	57,14	61,46	66,18	71,66

11. Recuperação de Retroatividade

Em atendimento ao artigo 2º da Deliberação AGENERSA nº 427 de 27/08/09, visando compensar o período de aplicação das tarifas definidas por ocasião da 2ª Revisão quinquenal de Tarifas, o Regulador definiu percentuais a serem aplicados sobre a margem a partir de 2010, visando atingir o equilíbrio econômico financeiro no quinquênio 2008-2012. Nesse sentido, tal artigo determina que compensação a maior ou a menor, deverão ser objeto de análise desta 3ª Revisão quinquenal.

Dessa forma, foram obtidos os valores reais de tal compensação, para o período de Jan/10 a Jun/12, a partir de relatórios mensais emitidos pelo sistema de faturamento. Os valores faturados são desmembrados até a obtenção da margem tarifária e do valor respectivo ao percentual de retroatividade aplicado naquele ano à margem, obtendo-se assim o montante mensal recuperado referente à retroatividade. Para o período de jul/12 a dez/12, foi utilizada uma estimativa com as margens vigentes projetadas neste documento.

A soma desses montantes em cada ano foi devidamente corrigida para moeda e valor presente líquido de dez/2006, depois de impostos, conforme definido pela referida deliberação, para obtenção da correta diferença entre o montante total recuperado e o montante a recuperar definido pela AGENERSA. Após definição de tal diferença, o montante total foi capitalizado pela taxa de remuneração do quinquênio 2008-2012 para dez/12, visando manter a remuneração obtida através da 2ª revisão tarifária.

12. Recuperação de Subsídio MCMV

Em atendimento ao artigo 4º da Deliberação AGENERSA nº 688 de 27/01/11, visando compensar o montante referente aos descontos concedidos pela CONCESSIONÁRIA pela aplicação de uma tarifa social MCMV para consumidores de baixa renda, enquadrados nas condições da referida deliberação, foram obtidos os valores reais dessa recuperação para o período de Mar/11 a Jun/12 e estimados os valores respectivos ao período de jul/12 a dez/12.

Tais valores reais foram obtidos através de relatórios emitidos pelo sistema de faturamento onde estão discriminados, para cada consumidor de baixa renda enquadrado na tarifa MCMV, os consumos mensais assim como os valores tarifários na tarifa MCMV e na tarifa limite, obtendo-se assim, as diferenças mensais referentes aos descontos concedidos pela CONCESSIONÁRIA.

A soma dos montantes em cada ano foi capitalizada pela taxa de remuneração do quinquênio 2008-2012 para dez/12, visando manter a remuneração obtida através da 2ª revisão tarifária.



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, como mencionado no item 2.2 deste documento, a interpretação utilizada pela Agência Reguladora Estadual é da utilização de investimentos futuros, ou seja, uma metodologia de “*forward looking*”. A presente proposta, conforme já relatado ao longo deste documento, 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 2012, compreendendo a Base de Remuneração de Ativos de 2011 acrescida dos ativos depreciados projetados para o ano de 2012, 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 2017. A BRA_f é obtida a partir da BRA_i , agregando os investimentos e diminuindo as depreciações projetadas. Utilizando essas informações, além das receitas, dos custos, dos investimentos projetados, e outras compensações pertinentes, calcula-se o valor presente de cada um desses fluxos financeiros utilizando a taxa de remuneração de capital como taxa de desconto. Com esses valores calcula-se o índice *m* conforme ilustrado na tabela abaixo. Cabe ressaltar que os fluxos financeiros que compõem o FCLE estão expressos depois dos impostos.

tabela 15 – Cálculo de *m* para a Estrutura Atual

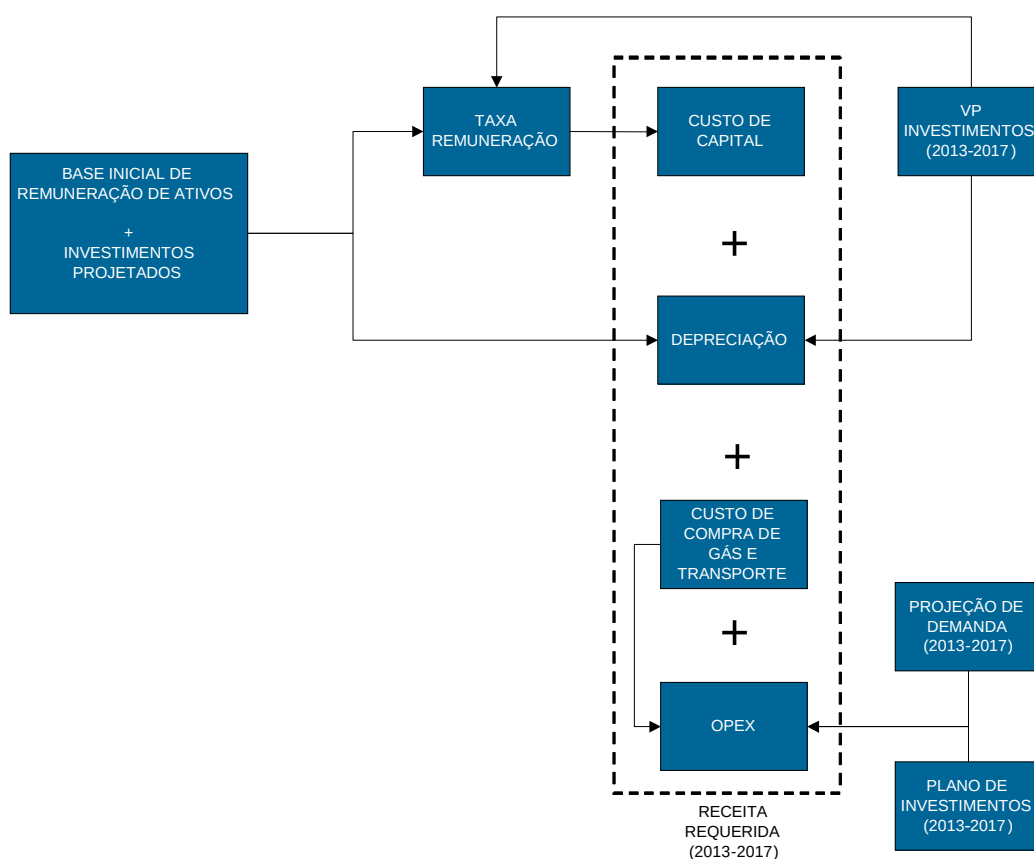
moeda dez/11		Taxa de Remuneração = 9,84%				
CEG	Ano					Valor Presente
Valores em MR\$	2013	2014	2015	2016	2017	
I = 0,66*Margem Total não Reposicionada	509,89	536,31	548,48	564,03	574,82	2.069,64
II = 0,66*Custos Operacionais	185,41	204,75	210,09	215,43	219,22	782,16
III = 0,66*Receitas Correlatas	11,71	11,91	12,43	12,08	12,39	45,96
IV = 0,34*Depreciação	70,89	74,97	78,95	76,92	62,93	278,46
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	17,95	19,43	20,90	22,50	24,36	78,90
VI = Investimentos	344,27	240,75	254,08	271,70	223,71	1.031,29
VII = 0,66*Recuperação de Retroatividade	5,64					5,14
VIII = 0,66*Recuperação de Subsídio MCMV	0,07					0,06
IX = Base Inicial	2.604,19					
X = Base Final					2.866,16	1.792,66
$m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) + VP(VII) + VP(VIII) - VP(IX)] / VP(I)$						
m =	1,0760					

14. Receita Requerida

A receita requerida é aquela que estabelece o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão para o próximo quinquênio, considerando a Taxa de Remuneração de Capital, o OPEX, o CAPEX e a Base de Remuneração de Ativos. Portanto, consiste na soma de todos os custos necessários para a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado no quinquênio em questão.

A seguir, encontra-se um esquema para ilustrar a receita requerida.

Figura 1: Ilustrativo da Metodologia de Cálculo da Receita Requerida



Dessa forma, a receita requerida é obtida, visando atingir o equilíbrio econômico-financeiro da CONCESSIONÁRIA, a partir do FCLE do item 13 acima calculado. Ou seja, o valor presente da receita requerida é igual ao valor presente da Margem Total Reposicionada, em reais e em moeda de dezembro/11, isto é, R\$ 3.374,02 milhões a.d.i.(antes de impostos).

15. 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.

A CONCESSIONÁRIA propõe um redesenho da estrutura tarifária vigente, motivada pela atual falta de competitividade apresentada em determinados segmentos de consumo. Neste sentido, em conjunto com a Secretaria de Desenvolvimento Econômico Energia Indústria e Serviços - SEDEIS, foi identificado que determinados segmentos, considerados como estratégicos para desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro, apresentam uma tarifa atual pouco competitiva, prejudicando a entrada de novos clientes e assim a economia do Estado. Além dos anseios econômicos, verificou-se a necessidade de uma maior penetração do gás natural no segmento de consumo Comercial por questões de segurança pública, a fim de evitar acidentes decorrentes de mau uso do gás liquefeito de petróleo, o GLP.

De acordo com o acima citado, dentre todos os ajustes necessários para atender aos anseios do Estado do Rio de Janeiro e também prover um melhor equilíbrio tarifário aos consumidores, podemos citar como principais necessidades:

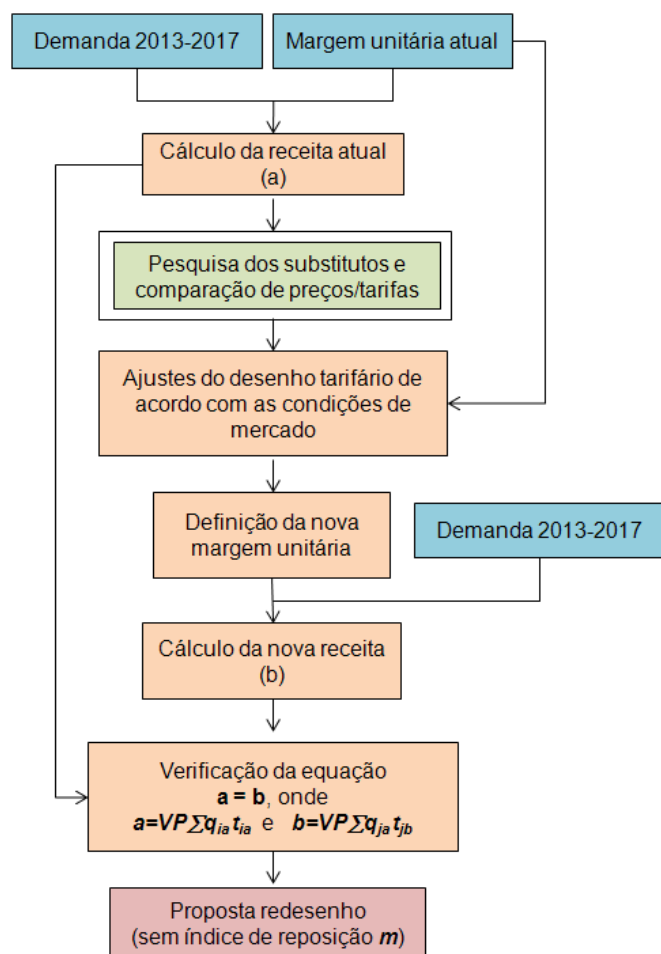
- Reduzir tarifas de distribuição de gás para os segmentos de consumo Industrial, de Cogeração, de Climatização, Comercial e Residencial e;
- Incorporar novos segmentos de consumo, sendo eles: Tarifa Residencial Social, Gás Natural Veicular para Transporte Público e Geração Distribuída.

Neste sentido, a CONCESSIONÁRIA adotou como critério para o redesenho tarifário, a análise de competitividade do mercado atual perante os principais alternativos, de forma a buscar a respeitar o princípio da universalização do serviço de distribuição de gás natural.

O redesenho da estrutura tarifária foi realizado de acordo com o fluxograma abaixo:



Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado



Onde:

q_{ia} é o volume de gás para o período de 2013 a 2017, na faixa de consumo i , para cada segmento de consumo;

t_{ia} é a margem unitária de distribuição vigente, na faixa de consumo i , para cada segmento de consumo;

q_{ja} é o volume de gás para o período de 2013 a 2017, na faixa de consumo j , para cada segmento de consumo, caso existisse a faixa de consumo j naquele período; e

t_{jb} é a margem unitária de distribuição proposta, sem a aplicação do índice de reposição m , na faixa de consumo j , para cada segmento de consumo.

Desta forma, as margens unitárias de distribuição propostas no redesenho tarifário, por segmento e faixa de consumo foram definidas, inicialmente, de forma a gerar o montante de receita requerida não reposicionada, considerando os clientes e os volumes projetados para o quinquênio de 2013 a 2017. A partir deste redesenho da estrutura tarifária, a exemplo do que foi definido pela AGENERSA na 2ª revisão quinquenal de tarifas, foi aplicado, linearmente, o índice de reposicionamento tarifário m , sobre as margens de distribuição da estrutura tarifária redesenhada, gerando um montante idêntico ao valor presente da receita requerida mencionada no item 14, ou seja, igual a R\$ 3.374,02 milhões a.d.i..

A apresentação das margens unitárias de distribuição da estrutura tarifária redesenhada, a sua atualização até a vigente data, assim como a verificação dos cálculos do valor presente da receita requerida, estão demonstradas no Anexo 10.

Como consequência, a estrutura tarifária proposta para o quinquênio de 2013-2017 e, aplicada no ano de 2013, será composta pelas margens unitárias obtidas pelo redesenho tarifário, com a aplicação linear do índice de reposicionamento tarifário *m* e com a devida atualização de dezembro/11 (IGP-M de Nov/2010) a janeiro/13 (IGP-M de Nov/2012), nos termos do § 4º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

Ressalta-se que, a estas margens reposicionadas e atualizadas, vigentes em 01/01/13, deverão ser agregados o custo de gás alocado e os tributos incidentes vigentes na ocasião de aplicação das tarifas.

Cabe mencionar ainda que, as tarifas de prestação de serviço de distribuição para consumidores livres, correspondem às margens unitárias, vigentes no momento de sua aplicação, do segmento de consumo equivalente, ou seja, da margem atribuída a cada consumidor e faixa de consumo em função do uso final a que se destina o gás natural, conforme previsto no § 18º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

No Anexo 11 estão apresentadas a Estrutura Tarifária Proposta e a respectiva competitividade em relação aos energéticos substitutos, para os principais segmentos de consumo.

16. Anexos

16.1. Documentos Anexos deste Relatório

- Anexo 1 – Margens Vigentes em 31/12/2011 sem Retroatividade.*
- Anexo 2 – Demonstrações Contábeis em 31/12/11.*
- Anexo 3 – Projeção de Clientes e Demanda para Cálculo da Margem Total Não Reposicionada.*
- Anexo 4 – Projeção da Margem Total Não Reposicionada.*
- Anexo 5 – Demonstrativo dos Investimentos Realizados (2008 – 2011).*
- Anexo 6 – Projeção de OPEX (2013-2017).*
- Anexo 7 – Projeção de Atividades Correlatas (2013-2017).*
- Anexo 8 – Plano de Investimentos (2013 – 2017).*
- Anexo 9 – Base de Remuneração dos Ativos (BRA) em dezembro/2011.*
- Anexo 10 – Redesenho Tarifário*
- Anexo 11 – Estrutura Tarifária e Competitividade*

16.2. Documentos de Referência

- Documento Referência 1 – Plano de Expansão Comercial (Mercado Residencial) 2013 – 2017.*
- Documento Referência 2 – Nota Técnica – Cálculo de Taxa de Remuneração de Capital da CEG – PUC-RJ.*