

## CONSULTA PÚBLICA AGENERSA Nº 01/2013

### 3ª REVISÃO TARIFÁRIA QUINQUENAL DAS CONCESSIONÁRIAS CEG E CEG-RIO

PROCESSOS E-12/020.522/2012 - CEG E E-12/020.523/2012 – CEG-RIO S/A

### CONTRIBUIÇÕES DA ABRACE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES

#### Considerações Iniciais

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres – ABRACE, cumprimenta a Agenera pela abertura de processo público para discussão de temas tão relevantes como os que cercam a revisão tarifária das concessionárias Ceg e Ceg Rio. Entretanto, deve ser observado o tempo para estudo e contribuições oferecido aos agentes do mercado, demasiadamente curto, e a relativa ausência de informações nos documentos disponibilizados no âmbito da consulta pública em tela. Trata-se de pontos fundamentais à realização de consulta pública que prime pela transparência e participação efetiva de todos os interessados em seus efeitos.

Dada a complexidade dos temas, seria razoável a oferta de prazo de pelo menos 60 dias para análise de todo material, inclusive para viabilizar a contratação de consultorias especializadas em assuntos específicos para auxiliar no aperfeiçoamento da regulação para este próximo ciclo que se avizinha.

No que tange ao material disponibilizado para estudos, é evidente a ausência de aprofundamento nas teses e metodologias sugeridas pelas concessionárias, o que dificulta o entendimento e a melhor análise por parte dos demais agentes afetados. Como exemplo, está a inclusão dos investimentos previstos para ocorrer em 2012, último ano do ciclo por se encerrar, no ciclo tarifário que se inicia em 2013 sem qualquer explicação sobre o tratamento que será dado a tais gastos. Em tese, os mesmos já se refletiram nas tarifas definidas para o ciclo anterior não devendo constar no seguinte.

Outro ponto de preocupação é a ainda ausente marcação de data para realização de audiência pública presencial, oportunidade onde todos os interessados têm a oportunidade de debater seus respectivos posicionamentos e dúvidas, o que sem dúvida contribui para a tomada da melhor decisão pelo agente regulador.

Já em relação à proposta encaminhada pelas concessionárias referente à taxa de remuneração, a Abrace entende caber efetivo movimento de mudança pelo regulador. O mercado fluminense já pode ser considerado maduro, passados 15 anos desde a privatização. Inúmeros progressos foram realizados nesse período, devendo o método para o cálculo da taxa de retorno receber a devida atenção nesse momento.

Os contratos de concessão assinados na década de 90 determinam que a taxa de remuneração dos ciclos tarifários mantenham os conceitos definidos para a segunda revisão, mas não exatamente a mesma metodologia, incumbindo a agência fluminense a fixar a regra mais eficiente e aderente à realidade internacional. Para isso, os conceitos lá definidos, que se relacionam tão somente ao custo de capital próprio, seriam mantidos, tendo em vista que a metodologia do CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) seria respeitada, mas não mantida como único mecanismo para o cálculo da taxa de retorno global das concessionárias.

A experiência internacional e mesmo de agências reguladoras nacionais como a Arsesp e a Aneel, demonstra que a utilização do método do custo médio ponderado do capital (WACC) encaminha a melhor solução sob o ponto de vista sistêmico. A lógica desse processo está no fato de que, usualmente, os recursos captados no mercado têm um custo de oportunidade menor que os de propriedade da empresa, principalmente por conta do ganho fiscal inerente.

Assim, a Abrace entende que não há sentido em permanecer a metodologia que privilegia o retorno das concessionárias com base apenas naquilo que é tido como mínimo para os seus acionistas, devendo a Agenera prezar por mecanismos que estimulem as empresas a buscar a melhor gestão financeira dos seus negócios com os benefícios sendo compartilhados com o mercado.

Os resultados podem ser percebidos no comportamento das tarifas. Em especial, para o setor industrial as tarifas estão aumentando em relação àquela vigente entre setembro de 2012 e fevereiro de 2013, como mostra a tabela abaixo.

| Simulação de Consumo Diário | Tarifas Industriais |                        |             |              |             |
|-----------------------------|---------------------|------------------------|-------------|--------------|-------------|
|                             | Proposta Ceg        | Tarifa Set/12 a Fev/13 | Δ Fev       | Tarifa Março | Δ Mar       |
| 10.000                      | 1,13                | 1,09                   | <b>3,9%</b> | 1,11         | <b>1,8%</b> |
| 50.000                      | 0,95                | 0,93                   | <b>2,8%</b> | 0,94         | <b>1,5%</b> |
| 100.000                     | 0,93                | 0,90                   | <b>2,5%</b> | 0,91         | <b>1,4%</b> |
| 250.000                     | 0,89                | 0,87                   | <b>2,2%</b> | 0,88         | <b>1,3%</b> |
| 500.000                     | 0,87                | 0,86                   | <b>2,0%</b> | 0,86         | <b>1,2%</b> |
| 1.000.000                   | 0,87                | 0,85                   | <b>2,0%</b> | 0,86         | <b>1,2%</b> |

| Simulação de Consumo Diário | Tarifas Industriais |                        |             |              |              |
|-----------------------------|---------------------|------------------------|-------------|--------------|--------------|
|                             | Proposta Ceg-Rio    | Tarifa Set/12 a Fev/13 | Δ Fev       | Tarifa Março | Δ Mar        |
| 10.000                      | 1,07                | 1,06                   | <b>0,7%</b> | 1,09         | <b>-2,1%</b> |
| 50.000                      | 0,91                | 0,90                   | <b>0,6%</b> | 0,92         | <b>-1,5%</b> |
| 100.000                     | 0,88                | 0,88                   | <b>0,6%</b> | 0,90         | <b>-1,4%</b> |
| 250.000                     | 0,85                | 0,84                   | <b>0,6%</b> | 0,86         | <b>-1,2%</b> |
| 500.000                     | 0,84                | 0,83                   | <b>0,6%</b> | 0,85         | <b>-1,2%</b> |
| 1.000.000                   | 0,83                | 0,83                   | <b>0,6%</b> | 0,84         | <b>-1,1%</b> |

A seguir, em capítulos, a Abrace apresenta suas observações e sugestões para que o processo de regulação tarifária no Rio de Janeiro continue em um caminho de constante evolução e aperfeiçoamento.

## ANÁLISE DA PROJEÇÃO DA DEMANDA

São apresentadas abaixo a análise e as propostas da ABRACE sobre o crescimento da demanda de gás natural no estado do Rio de Janeiro para o período 2013-2017.

### Segmento Não-Térmico

A análise se inicia pelos segmentos com maior estabilidade no seu perfil de consumo, sem influência direta do mercado de energia elétrica. Assim, são considerados a seguir os segmentos Residenciais, Comercial, Climatização, GNV, Industrial e Petroquímico. Para a Ceg-Rio também são considerados os segmentos Salineiras, Barrilhista e Ceramista. Os documentos das concessionárias não fazem referência ao segmento denominado “ATR” encontrado no Anexo 3, mas pode-se inferir que se trata de consumidores livres por comparação com as tabelas do item 5.1.8. Como, no entanto, os documentos apresentados pelas concessionárias não fazem qualquer referências sobre suas expectativas quanto aos consumidores livres, nem mesmo quanto ao segmento a que pertencem, o segmento ATR não está considerado abaixo.

Outro ponto a se destacar é que não são apresentados os dados de consumo observados em 2012, os quais são de grande importância para a análise. Essas informações são públicas, obtidas pela Abegás e pelo MME, porém segmentadas de maneiras um pouco diferente. Esse detalhe pode interferir na análise, mas sem prejuízos significativos. Entretanto, destacamos que é importante que as concessionárias disponibilizem todos os dados utilizados na sua memória de cálculo, e isso deve ser uma obrigação imposta pelo regulador, de forma que o mercado possa reproduzir a análise de forma integral no processo de consulta pública.

A projeção de crescimento médio para o conjunto desses segmentos é de -0,09% a.a. para a Ceg e de 1,1% a.a. para a Ceg-Rio. Em comparação com a projeção de crescimento da demanda não-térmica do PDE 2021, percebe-se que as projeções das concessionárias são conservadoras em excesso, inclusive com projeção de não recuperação da perda de um consumidor industrial na Ceg.

O estudo de demanda da EPE, realizado para o PDE 2021, mostra um crescimento intenso de 5,4% a.a. na região Sudeste entre 2011 e 2016. A Tabela 21 do PDE resume a perspectiva para a demanda final energética (excluindo o setor energético), transcrita abaixo. Deve-se ainda ter em vista que a oferta de gás natural no Brasil tem grande potencial de crescimento a partir de informações já disponibilizadas pela EPE, Petrobras e ANP...

| PDE 2021 - Brasil e Regiões: consumo final energético de gás natural (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /dia) |  |          |       |         |              |        |
|--|--|----------|-------|---------|--------------|--------|
| Ano  | Norte  | Nordeste | Sul   | Sudeste | Centro-oeste | Brasil |
| 2012   | 45   | 6.832    | 3.690 | 30.016  | 327          | 40.910 |
| 2016   | 274  | 8.933    | 4.971 | 36.819  | 864          | 51.861 |
| 2021   | 447  | 11.536   | 6.352 | 45.974  | 1.118        | 65.427 |
| Período  | Variação (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /dia) |          |       |         |              |        |
| 2011-2021  | 444  | 5.256    | 3.039 | 17.674  | 877          | 27.290 |
| Período  | Variação (% a.a.)                              |          |       |         |              |        |
| 2011-2016  | 146,7  | 7,3      | 8,5   | 5,4     | 29           | 6,3    |
| 2016-2021  | 10,3   | 5,2      | 5     | 4,5     | 5,3          | 4,8    |
| 2011-2021  | 64,9   | 6,3      | 6,7   | 5       | 16,6         | 5,5    |

Obs.: Inclui consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético, consumo como matéria-prima, cogeração, consumo *downstream* do sistema Petrobras e consumo termelétrico. Fonte: EPE

Considerando que a EPE realizou estudo econométrico para o crescimento da demanda de gás natural no Brasil e também para as suas regiões, e que a Empresa possui uma visão global do País e dos componentes que influenciam os mercados de todos os energéticos e, assim, condições ótimas para a projeção de demanda, sugerimos utilizar seus resultados para a presente revisão tarifária.

Dessa forma, sugerimos que a Agerensa adote o crescimento médio anual de 5,4% tanto para a Ceg quanto para a Ceg-Rio entre os anos 2012-2017 para os segmentos listados. A tabela abaixo apresenta as propostas da Abrace para demanda anual das duas concessionárias, mas deve-se ressaltar que o dado para a demanda em 2012 pode estar diferente do real devido, como já relatado, à falta de acesso à memória de cálculo.

| Ceg                               | Consumo mil m <sup>3</sup> /ano |           |           |           |           |           |
|-----------------------------------|---------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                                   | 2012                            | 2013      | 2014      | 2015      | 2016      | 2017      |
| Proposta Ceg                      | 1.623.406                       | 1.566.196 | 1.580.397 | 1.595.050 | 1.612.299 | 1.616.233 |
| Proposta Abrace 5,4% a.a.         | 1.623.406                       | 1.711.882 | 1.805.179 | 1.903.561 | 2.007.305 | 2.116.704 |
| Diferença sobre a proposta da Ceg | -                               | 9%        | 14%       | 19%       | 24%       | 31%       |

| Ceg-Rio                               | Consumo mil m <sup>3</sup> /ano |         |         |         |         |           |
|---------------------------------------|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|-----------|
|                                       | 2012                            | 2013    | 2014    | 2015    | 2016    | 2017      |
| Proposta Ceg-Rio                      | 791.363                         | 829.412 | 833.623 | 834.176 | 834.633 | 835.201   |
| Proposta Abrace 5,4% a.a.             | 791.363                         | 834.097 | 879.138 | 926.612 | 976.649 | 1.029.388 |
| Diferença sobre a proposta da Ceg-Rio | -                               | 1%      | 5%      | 11%     | 17%     | 23%       |

Fonte consumo 2012: Abegás e MME com elaboração Abrace.

Verifica-se que ao final do ciclo a diferença de demanda entre a proposta da Abrace e das concessionárias é de 19,8% para a Ceg e de 11,5% para a Ceg-Rio.

### Segmento de Cogeração

Esse segmento de consumo de gás natural é bem particular, tendo inclusive associação de classe específica para o estado do Rio de Janeiro, a Cogen-Rio. Essa associação possui condições de dar melhores subsídios sobre o potencial de crescimento do mercado de cogeração, além do indicado pelas concessionárias de acréscimo de um novo consumidor ao longo de 5 anos. Inclusive, a Cogen-Rio já elaborou estudo sobre o potencial para crescimento do segmento<sup>1</sup>, que pode ser utilizado como base para o regulador exigir das distribuidoras maior eficiência na captação de clientes.

Sugerimos à Agerensa que não acate a proposta das concessionárias sobre o crescimento da demanda de cogeração e imponha maior exigência para aumento do consumo dessa classe.

<sup>1</sup> Levantamento do Potencial de Cogeração – Estado do Rio de Janeiro, abril/2011

### Segmento Termelétrico

As expectativas das concessionárias para a demanda das termelétricas é demasiadamente subestimada, tendo em vista que é crítico o cenário no qual se encontra o Sistema Elétrico Brasileiro. Adicionalmente, o instrumento utilizado pelas concessionárias para as projeções está ultrapassado e não reflete mais a realidade da operação do sistema elétrico, visto que já foi publicada a edição 2012/2016 do PEN. Além disso, esse Plano do ONS não consegue capturar variações excepcionais das condições da operação, como o atual baixo nível dos reservatórios. Dessa forma, percebe-se que o PEN não é uma boa referência para a estimativa de despacho térmico. Sugerimos que a Agenera não aceite a proposta das concessionárias.

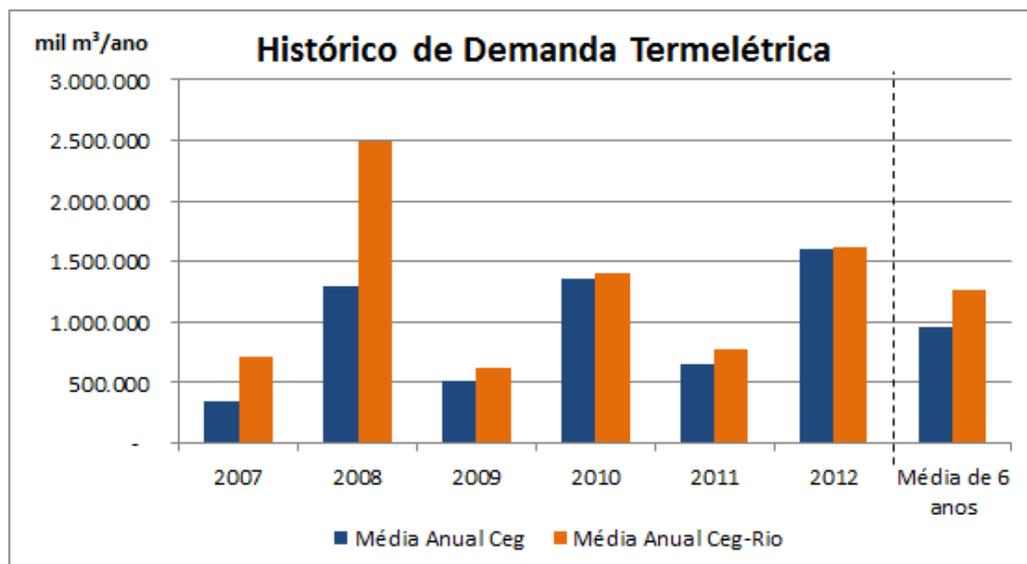
A proposta da Abrace para esse segmento considera a atual posição e os últimos pronunciamentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (inclusive através dos últimos relatórios de Procedimento Operativo de Curto Prazo – POCP) a respeito da perspectiva de não atingimento do nível meta em 2013 e a conseqüente necessidade de despacho das termelétricas na base ao menos ao longo de todo o ano. Também deve ser considerado o impacto que a Copa do Mundo da FIFA terá no país. Assim, é primordial que a demanda para os próximos dois anos reflitam esse cenário, ou do contrário cria-se um risco elevado de incorrer em erro de demanda. É consenso entre todos os agentes do mercado de energia elétrica que a atual situação é de grande gravidade e preocupante, comparável inclusive com a situação vivida entre os anos 2000 e 2001.

Dessa forma, para os anos de 2013 e 2014, deve-se adotar como perspectiva de demanda a continuidade do consumo atual. Adota-se, então, a média mensal de consumo de setembro à dezembro de 2012 (últimos dados disponíveis ao mercado) como cenário mais plausível para os próximos dois anos.

Sugerimos que a Agenera considere para 2013 e para 2014 a demanda de 2.641.184 mil m<sup>3</sup>/ano para a Ceg e de 2.589.493 mil m<sup>3</sup>/ano para a Ceg-Rio. Ressaltamos que o consumo térmico agregado do Estado em janeiro de 2013 foi superior aos valores propostos.

Para os anos 2015, 2016 e 2017, a estimativa de demanda térmica mais prudente a ser utilizada deve ser baseada no histórico da operação. Apesar de a perspectiva para 2013 e 2014 ser de elevado despacho térmico, é extremamente complicado a realização de previsões para os anos seguintes.

Dessa forma, a Abrace sugere que seja considerada como previsão de demanda das térmicas entre 2015 e 2017 a média de demanda dos últimos anos. Os dados aos quais temos acesso são de 2007 em diante, configurando uma base de 6 anos. Ainda, percebe-se que essa base contém cenários variados, com alternância entre anos mais chuvosos com outros mais secos, tornando-a robusta. O gráfico abaixo ilustra o comportamento descrito.



Fonte: Abegás, MME e ONS com elaboração Abrace.

Assim, sugerimos que a Agenera considere para 2015, 2016 e 2017 a demanda de 959.805,87 mil m³/ano para a Ceg e de 1.268.623,78 mil m³/ano para a Ceg-Rio.

As propostas da Abrace para a demanda de gás natural das termelétricas são resumida nas tabelas abaixo:

| Proposta Abrace para a Ceg        | Consumo mil m³/ano |           |           |         |         |         |
|-----------------------------------|--------------------|-----------|-----------|---------|---------|---------|
|                                   | 2012               | 2013      | 2014      | 2015    | 2016    | 2017    |
| Térmicas                          | 1.604.603          | 2.641.184 | 2.641.184 | 959.805 | 959.805 | 959.805 |
| Diferença sobre a proposta da Ceg | -                  | 175%      | 1041%     | 357%    | 357%    | 357%    |

| Proposta Abrace para a Ceg-Rio        | Consumo mil m³/ano |           |           |           |           |           |
|---------------------------------------|--------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                                       | 2012               | 2013      | 2014      | 2015      | 2016      | 2017      |
| Térmicas                              | 1.620.902          | 2.589.493 | 2.589.493 | 1.268.623 | 1.268.623 | 1.268.623 |
| Diferença sobre a proposta da Ceg-Rio | -                  | 120%      | 139%      | 8%        | 8%        | 0,2%      |

Fonte consumo 2012: Abegás e MME com elaboração Abrace.

É importante ressaltar que as regras de cálculo do CMO, e conseqüentemente do PLD, foram alteradas pela Resolução nº 3 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE/MME), com o objetivo de poderem capturar com maior precisão os riscos de abastecimento do setor elétrico, principalmente quanto ao risco de déficit de energia. Conseqüentemente, a previsão é de que o PLD apresente valores médios mais elevados com relação à regra antiga. Assim, a partir de julho deste ano a probabilidade de despacho térmico eleva-se ainda mais.

Outro ponto importante para ser destacado é que não está claro se a metodologia de revisão tarifária utiliza uma perspectiva de demanda para o ciclo em análise ou se considera 100% da capacidade de consumo contratual dos clientes das concessionárias. No segundo caso, a estimativa da demanda é dificultada pela escassez de informações disponibilizadas na presente consulta pública (especialmente sobre o mercado não térmico), mas os cálculos realizados pela Abrace mostram valores para o quinquênio significativamente superiores às perspectivas das concessionárias (entre 86% e 114% para o total do ciclo). Solicitamos à Agenera que esclareça esse ponto e, caso a hipótese esteja correta, que considere os valores em conformidade com o mercado de cada concessionária.

## Taxa de Retorno

Os contratos de concessão tanto da CEG como da CEG Rio estabeleceram que a taxa de remuneração do capital, a partir do segundo ciclo de revisões tarifárias, seria definida por metodologia reconhecida pelos mercados como a remuneração mínima requerida pelos acionistas. Ou seja, a taxa de retorno das concessionárias vem se pautando apenas na remuneração do capital tido como próprio, quando a estrutura de capital das companhias é composta também por recursos de terceiros, captados através de financiamentos e empréstimos bancários. Não é razoável, tampouco seria eficiente ou racional, supor que uma companhia de baixo risco, com fluxo de caixa estável e remuneração regulada, não acessaria o mercado financeiro para se financiar e alavancar seus resultados.

Tanto a Arsesp como a Aneel, instituições cujas regras de revisão tarifária são frequentemente citadas nos relatórios disponibilizados nessa audiência pública, utilizam o método do custo médio ponderado do capital (WACC), a partir de uma estrutura de capital ótima definida pela agência reguladora, sendo considerados tanto os recursos dos acionistas quanto os de terceiros. A lógica desse processo está no fato de que, usualmente, os recursos captados no mercado têm um custo de oportunidade menor que os de propriedade da empresa, principalmente por conta do ganho fiscal inerente, tendo em vista que as despesas financeiras são abatidas do imposto de renda, reduzindo o custo final da dívida.

Assim, não há sentido razoável que faça prevalecer a tese de que o retorno das concessionárias seja baseado apenas naquilo que é tido como mínimo para os seus acionistas, devendo a Agenesra prezar por mecanismos que estimulem as empresas a buscar a melhor gestão financeira dos seus negócios com os benefícios sendo compartilhados com os consumidores.

Para a concessionária Ceg Rio, foi sugerida uma taxa de remuneração de 11,17%, o que é bastante próxima aos 12% definidos para o primeiro ciclo de revisões. As condições macroeconômicas atuais e regulatórias são bastante diversas das verificadas uma década antes, devendo tal evolução se refletir na remuneração de capital das concessionárias.

Os contratos de concessão assinados na década de 90 determinam que a taxa de remuneração dos ciclos tarifários mantenham os conceitos definidos para a segunda revisão, mas não exatamente a mesma metodologia, incumbindo a agência fluminense a fixar a regra mais eficiente e aderente à realidade internacional. Para isso, os conceitos lá definidos, que se relacionam tão somente ao custo de capital próprio, seriam mantidos, tendo em vista que a metodologia do CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) seria respeitada, mas não mantida como único mecanismo para o cálculo da taxa de retorno global das concessionárias.

Dessa forma, a Abrace sugere que a Agenesra, a partir do novo ciclo tarifário, estabeleça para o cálculo da taxa de retorno das concessionárias Ceg e Ceg Rio, o método do custo médio ponderado de capital.

Tendo em vista que a expansão, operação e manutenção das redes são financiadas com capital próprio e endividamento, a experiência regulatória demonstra que a determinação da taxa de retorno do capital através do cálculo pelo WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*) é a metodologia mais aceita. Segundo a Arsesp, este método adiciona ao custo de capital próprio, o custo marginal de endividamento. *“Deste modo os benefícios resultantes de uma gestão*

*financeira ótima transferem-se aos consumidores, mesmo que o grau de endividamento e o seu custo não correspondam com os dados reais das empresas, mas que resultam adequados em função de uma análise de benchmarking financeira”<sup>2</sup>.*

Algebricamente, essa metodologia é representada da seguinte maneira:

$$r_{wacc} = (P/P+D) * r_{capm} + [(D/P+D) * r_d * (1-T)]$$

Onde:

$r_{wacc}$  : rentabilidade esperada do capital ;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros;

T : imposto ;

$r_{capm}$  : rentabilidade do capital próprio (CAPM);

$r_d$  : rentabilidade do capital de terceiros .

O benchmark internacional demonstra que essa é a prática regulatória mais aceita, sendo esta a escolha preferida das agências da Grã-Bretanha (OFGEM), Austrália (IPART), Brasil (ANEEL e Arsesp) e Colômbia (CREG), por exemplo.

### **Estrutura de capital**

Nessa metodologia, a definição de uma estrutura de capital ótima pelo regulador é essencial, tendo esta o papel de descrever o grau de participação das fontes de capital do negócio no investimento total alocado. Para a Aneel, *“a definição de uma estrutura ótima de capital tem por objetivo estabelecer uma estrutura de capital consistente com os fins da regulação econômica por incentivos e não necessariamente se confunde com a estrutura de capital efetiva da empresa”<sup>3</sup>*. De forma geral, a estrutura ótima de capital é aquela que, reconhecido o risco atribuído ao negócio e o tratamento fiscal para as despesas com juros incidentes sobre dívida, conduz ao menor custo de capital, levando a uma alocação de capital eficiente.

Segundo dados públicos do balanço da Ceg, nos anos de 2012 e 2011 a concessionária utilizou capital de terceiros em uma proporção de 33% e 34%, respectivamente, do total de capital alocado.

Durante a última revisão tarifária da Comgás, a Arsesp comparou a regulação adotada em diferentes países para o cálculo da estrutura de capital ótima das concessionárias. A agência paulista percebeu que o número eficiente deveria estar no intervalo entre 40% e 65%. Reconheceu, contudo, que em condições macroeconômicas normais, o nível de endividamento deveria se situar em patamar superior a 50%, pesando, no caso da Comgás, a consideração do cenário de crise internacional à época para a estipulação final do nível ótimo em 45%.

<sup>2</sup> Nota Técnica Arsesp nºrtc/01/2009 - Determinação do Custo Médio Ponderado de Capital para a Companhia de Gás de São Paulo (Comgás).

<sup>3</sup> Nota Técnica nº 262/2010-SRE/ANEEL – Metodologia e Critérios para Definição da Estrutura e dos Custos de Capital Regulatórios.

O contexto econômico atual ainda percebe sinais de crise localizados em alguns países. No entanto, a recuperação da economia americana é notável nesses últimos três anos, enquanto que muitas ações já foram tomadas no sentido de reverter a crise europeia, resultando num cenário tanto mais benigno que o percebido em 2009. Ademais, internamente, a economia brasileira experimentou a maior queda das taxas de juros da história, cenário que ainda se mantém.

Assim, é razoável a determinação de participação de capital de terceiros em pelo menos 50%, acima, portanto, do que vem sendo praticado pela concessionária Ceg. Com a regulação da taxa de retorno sendo pautada apenas pela metodologia que calcula o retorno mínimo requerido pelos acionistas, e a gestão das concessionárias se utilizando de recursos captados no mercado, os ganhos inerentes dessa estratégia não são percebidos pelo conjunto de consumidores fluminenses.

Dessa maneira, a Abrace propõe além da adoção da metodologia WACC na determinação da taxa de retorno, uma estrutura de capital nos seguintes termos, para ambas as concessionárias: 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros.

### **Custo de Capital Próprio**

Seguindo a mesma metodologia utilizada pela Aneel no terceiro ciclo de revisões tarifárias, e também pelas concessionárias no âmbito da revisão em andamento no estado do Rio de Janeiro, foi utilizada a metodologia CAPM - *Capital Asset Pricing Model*, descrito abaixo:

$$r_{capm} = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_b$$

Onde:

$r_{capm}$  : Custo de capital próprio;

$r_f$  : Taxa de retorno do ativo livre de risco;

$\beta$  : Beta alavancado de acordo com o setor regulado;

$r_m$  : Risco de Mercado;

$r_b$  : Prêmio de risco Brasil;

### **Taxa Livre de Risco ( $r_f$ )**

A taxa livre de risco é aquela em que se assume que o retorno esperado será exatamente igual ao retorno observado, sem a possibilidade de ocorrência de *default*. Usualmente, os títulos emitidos pelo Tesouro Americano são aqueles considerados livres de riscos de inadimplência.

Nesse caso específico, foram utilizados os títulos<sup>4</sup> com vencimento de 10 anos, entre 1995 e 2012, considerando o rendimento médio do período para o cálculo da taxa livre de risco. O

<sup>4</sup>Market yield on U.S. Treasury securities at 10-year, constant maturity, quoted on investment basis.  
<http://www.federalreserve.gov/releases/h15/data.htm>

período de análise não coincide com aquele definido nos relatórios disponibilizados nessa audiência pública, entendendo-se que não há razão para que não sejam utilizadas informações do último ano, já disponíveis. Por outro lado, horizontes de tempo demasiadamente longos, apesar de conduzir a uma média amostral mais próxima àquela que seria a “real”, traz consigo informações que já não se refletem ou influenciam nos resultados dos períodos futuros, foco das revisões tarifárias. Por essa razão, optou-se por utilizar dados que carregam informações entre a década de 90 e a fase atual.

Dessa maneira, a média aritmética do rendimento anual dos títulos analisados foi de 4%, em bases nominais, valor que será utilizado como taxa livre de risco na metodologia de cálculo tanto do custo de capital próprio como dos custos de capital de terceiros nos cálculos de ambas as concessionárias.

### **Cálculo do Prêmio de Risco**

O prêmio de risco de mercado afere a diferença entre o retorno esperado de investimentos considerados com risco, utilizando-se o mercado acionário americano como proxy, e o retorno daquele ativo livre de risco. A metodologia utilizada é a mesma presente nos documentos disponibilizados no âmbito dessa consulta pública em relação à concessionária Ceg.

No entanto, diferentemente do que foi proposto para a concessionária Ceg Rio, onde foi acrescido um prêmio extra em virtude de a empresa ter menor porte e, portanto, teria maior risco, a Abrace propõe que os prêmios sejam exatamente os mesmos.

Primeiramente, o prêmio por tamanho da empresa é conceitualmente incompatível com o CAPM e encontra pouco respaldo na experiência regulatória internacional. O efeito do porte da empresa foi usado pelo regulador dos serviços saneamento no Reino Unido (Ofwat) para o ciclo de revisão tarifária de 2000, sendo desconsiderado posteriormente.

O efeito do tamanho da firma sobre o retorno do capital tem origem nos artigos de Rolf Banz (1981) e Fama e French (1992)<sup>5</sup> e é bem caracterizado para os períodos entre a década de 1920 e 1980. Entretanto, como ressaltam relatórios da Ofwat, e conforme pode ser averiguado no próprio site de Kenneth French<sup>6</sup>, entre o início da década de 1990 e os dias de hoje o efeito do tamanho da firma parece ser estatisticamente insignificante. Conforme indica Cochrane<sup>7</sup>, essa inconsistência histórica sugere que o efeito do tamanho deve-se em parte a uma anomalia de mercado que foi ajustada após a publicação dessa série de artigos.

Além disso, devem se considerar os seguintes elementos:

- A subjetividade inerente à definição do conceito de “firma pequena” e a metodologia de adaptação desse conceito ao mercado brasileiro;
- O beta setorial já considera o risco de liquidez que poderia estar associado a empresas pequenas;

<sup>5</sup> R. Banz. The relationship between return and market value of common stocks. Journal of Financial Economics, 1981. Fama, E.F. e French, K.R. CrossSection of Expected Stock Returns. Journal of Financial Economics, 1992

<sup>6</sup> <http://mba.tuck.dartmouth.edu/pages/faculty/ken.french/index.html>

<sup>7</sup> Cochrane, J.H. New Facts in Finance. Journal of Economic Perspectives, 1999

- Empresas menores subsidiárias de um conglomerado maior, o potencial delta de risco é minimizado em virtude do compartilhamento de liquidez e garantias.

Dessa maneira, em conjunto para as duas concessionárias, utilizou-se série histórica do índice de ações S&P 500 entre os anos de 1995 e 2012, como proxy para o retorno esperado no mercado de ações.

Assim, a Abrace propõe que o prêmio de risco a ser considerado seja de 5,34%, a partir de um retorno médio do mercado acionário de 9,34%, no período considerado, e 4% para o retorno médio dos títulos do Tesouro Americano.

### Cálculo do Beta ( $\beta$ )

O Beta ( $\beta$ ) mede a parcela da variância de um ativo que não pode ser minimizada a partir da diversificação da carteira em que ele está inserido, ou seja, mensura a sensibilidade daquele ativo às variações do mercado. Trata-se de uma medida do risco sistemático de uma ação ou carteira vis-à-vis o comportamento do mercado.

Com dados<sup>8</sup> retirados a partir de amostra de 27 empresas de distribuição de gás natural dos EUA, utilizou-se o Beta sem a alavancagem característica das empresas daquele país. Posteriormente, de forma a deixar o parâmetro aderente à realidade nacional, o mesmo Beta foi “realavancado” considerando a alíquota de 34% do IR e também a estrutura de capital característica e proposta anteriormente, de 50% de proporção de capital de terceiros e 50% para capital próprio. Assim, o valor utilizado foi o de 0,51.

Abaixo, a metodologia utilizada:

- a) Utilização de Beta alavancado de referência
- b) Desalavancagem do Beta
- c) “Realavancagem” utilizando-se os parâmetros do mercado doméstico

$$\beta_{\text{ações}} = \beta_{\text{ativos}} \cdot \left(1 + (1 - T_c) \cdot \frac{D}{E}\right)$$

Onde:

$\beta_{\text{ações}}$ : é o  $\beta$  alavancado;

$\beta_{\text{ativos}}$ : é o  $\beta$  desalavancado;

$T_c$ : a alíquota do IR

$D$ : o percentual de capital de terceiros e

$E$ : a proporção de capital próprio na estrutura de capital

<sup>8</sup> Damodaran A. [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html)

### Risco Brasil (rb)

O risco país é aquele risco adicional que um projeto incorre ao ser desenvolvido em um determinado país, sendo tratado, no vocabulário do mercado financeiro, como o diferencial de juros exigido pelo mercado em relação ao ativo considerado de risco zero, afetando os rendimentos de todos os ativos financeiros daquele país.

Esse indicador procura mensurar a desconfiança dos investidores quanto ao cumprimento ou não dos compromissos assumidos por aquele país na venda de títulos de dívida soberana quando da data de vencimento dos títulos por ele emitidos. Portanto, esse indicador demonstra quanto o investidor busca ser recompensado por aplicar em papéis que embutem certa possibilidade de default (calote).

Para calcular esse fator, foi utilizada série histórica entre os anos de 2002 e 2012, a partir dos números disponibilizados pelo índice Embi+BR do JP Morgan, instituição responsável por seu cálculo. A Abrace sugere que esse fator seja representado em forma de mediana, como feito pela Aneel no âmbito do 3º Ciclo de Revisões Tarifárias. Segundo a Agência, *“observa-se um desvio bastante acentuado na série histórica no segundo semestre de 2002, indicando a existência de pontos extremos que afetam de modo desproporcional a estimativa que se almeja obter”*.

Assim, optou-se pelo uso da mediana para o cálculo do risco país, tendo em vista as propriedades estatísticas desta estimativa. Além disso, tal procedimento configura-se um critério razoavelmente objetivo, em relação às demais possibilidades de solução (intervenção na série com exclusão de “outliers”, ponderação diferentes para a construção da média, etc), demasiado subjetivas”.

Ademais, tendo em vista que para estimar o prêmio de risco país para o próximo ciclo tarifário deve-se analisar o comportamento recente da série, como também a expectativa de comportamento futuro. Foram considerados os últimos 10 anos finalizados em 2012. A mediana encontrada para o período e, portanto, o número sugerido pela Abrace, é de 249 pontos, ou 2,49%.

### Custo de Capital Próprio

Utilizando-se, enfim, todos os dados calculados na fórmula expressa pelo modelo CAPM, chega-se a uma taxa nominal de retorno para o capital próprio de 9,24%, número proposto pela Abrace tanto para revisão da Ceg como para a Ceg Rio.

Quando comparado ao cálculo expresso nos documentos entregues pelas concessionárias, o número sugerido pela associação se aproxima bastante daquele proposto para a Ceg, que é de 9,84%. Enquanto que, para a Ceg Rio, a taxa de retorno sugerida de 11,17% diverge do número sugerido pela Abrace devido à taxa extra de retorno requisitada para essa concessionária.

No entanto, em ambos os casos, não fica claro se o número final está em base nominal ou real, já que apenas a taxa calculada para o ativo livre de risco está explicitamente citada como “real”, sem fazer o mesmo para os demais fatores.

Em bases reais, considerando-se a inflação média anual americana do período compreendido entre 1995 e 2012, fornecida pelo *US Department of Labor*<sup>9</sup>, que foi de 2,41%, o custo de capital próprio calculado pela Abrace é de 6,66%.

Tabela 1 – Custo de Capital Próprio - Abrace

| Parâmetros utilizados              |       |
|------------------------------------|-------|
| Taxa livre de risco                | 4%    |
| S&P 500                            | 9,34% |
| Risco país                         | 2,49% |
| Inflação americana                 | 2,41% |
| Beta                               | 0,51  |
|                                    |       |
| Custo de Capital Próprio (nominal) | 9,24% |
| Custo de Capital Próprio (real)    | 6,66% |

### Custo de Capital de Terceiros

Em virtude da preferência da Agenesra em não disponibilizar os dados e metodologias utilizadas no cálculo das tarifas das concessionárias desde o início dos processos de audiência pública, disponibilizando apenas os relatórios fornecidos pelas empresas, a análise fica parcialmente comprometida, tendo em vista a escassez de detalhes fornecidos nesses documentos.

Em processos similares em outras agências reguladoras, como a Aneel e a própria Arsesp, os dados são publicados desde a primeira audiência pública, o que permite que as análises sejam feitas sob uma mesma base de dados e horizonte temporal, além de oportunizar uma análise isonômica a todos os agentes.

O custo do capital de terceiros pode ser calculado a partir do retorno que os credores da empresa específica requerem para realizar novos empréstimos, devendo refletir o mais próximo possível os custos praticados de fato no mercado. Como exemplo, a Aneel utiliza metodologia que agrega à taxa livre de risco os prêmios associados ao risco soberano do país e o risco de crédito da empresa.

Dessa maneira, a Abrace sugere que seja utilizada a mesma metodologia para o cálculo desse fator, utilizando as distribuidoras do setor elétrico como proxy para o setor de gás:

$$r_d = r_f + r_c + r_b$$

<sup>9</sup>U.S. Department Of Labor – Bureau of Labor Statistics – Washington, D.C. 2012  
Consumer Price Index: <ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpi.ai.txt>

onde:

$r_d$ : custo de capital de terceiros

$r_f$ : taxa de retorno do ativo livre de risco

$r_c$ : prêmio de risco de crédito

$r_b$ : prêmio de risco país

Pode-se considerar que o prêmio de risco de crédito de uma concessionária de distribuição de gás natural seja muito similar ao de uma distribuidora de energia elétrica, já que ambas caracterizam-se por serem atividades reguladas. Para representar o spread que uma distribuidora de gás pagaria sobre a taxa livre de risco, utilizamos a metodologia utilizada pela Aneel, para uma distribuidora de energia elétrica.

Abaixo, a tabela que apresenta os ratings em abril de 2010 para as empresas brasileiras do setor elétrico que possuem classificação na agência de risco Moody's. Os critérios para a determinação da taxa livre de risco e o risco país serão os mesmos já apresentados.

Tabela 2: Ratings de Empresas Brasileiras do Setor Elétrico\*

| Empresa             | Atividade     | Rating |
|---------------------|---------------|--------|
| AES                 | Geradora      | Baa3   |
| Bandeirante Energia | Distribuidora | Baa3   |
| Cemig               | Distribuidora | Baa3   |
| Cemig               | G e T         | Baa3   |
| CELPA               | Distribuidora | B3     |
| CEMAT               | Distribuidora | B3     |
| CELTINS             | Distribuidora | B3     |
| COPEL               | D e T         | Baa3   |
| EDP                 | Distribuidora | Ba1    |
| Eletropaulo         | Distribuidora | Baa3   |
| ENERGISA            | Distribuidora | Ba3    |
| ESCELSA             | Distribuidora | Baa3   |
| FURNAS              | Transmissão   | Ba1    |
| LIGHT               | Distribuidora | Ba1    |
| RGE                 | Distribuidora | Ba1    |

**Fonte:** Lista de Ratings da Moody's Para o Brasil  
– 1º de maio de 2009 / Aneel

\*Escala Global Moeda Local

Conforme se verifica a partir da tabela 2, o melhor rating encontrado para o setor naquele período era Baa3, utilizado como parâmetro pelo regulador e que também será aqui adotado como referência para o risco de crédito das empresas de distribuição de gás.

De posse dessas informações, calculando a média dos spreads dessas empresas ao longo da série, o regulador chegou a uma taxa média de 2,12%, utilizada, então, como risco de crédito para o setor elétrico. A Abrace sugere que o mesmo número seja considerado para o custo de capital de terceiros.

Além disso, outro ponto que reforça os argumentos apresentados é o rating calculado pela mesma agência de riscos para a Comgás, classificada também como Baa3, referência utilizada pela Aneel no terceiro ciclo de revisões e sugerida pela Abrace nessa contribuição.

Mesma avaliação tem a Cemig Distribuidora e Cemig Geração e Transmissão, o que reflete sobre a percepção de riscos do mercado sobre a Gasmig, empresa de distribuição de gás do mesmo grupo. Partindo do pressuposto de que os ratings atribuídos pelas agências classificadoras de risco são utilizados pelo mercado na precificação dos prêmios a serem cobrados dos agentes tomadores de capital, a metodologia sugerida encontra respaldo como aproximação da realidade.

Ainda, vale ressaltar a metodologia utilizada pela Arsesp na revisão tarifária da Comgás em 2009, ano de forte incerteza nos mercados internacionais. Para essa distribuidora, a agência utilizou uma média dos spreads estimados pela Reuters de ativos com uma maturidade de 10 anos, sendo escolhida a classificação BB -, que corresponde, na linguagem da Moody's ao rating Ba3, três abaixo do sugerido pela Abrace nessa contribuição.

Assim, a Abrace sugere que o custo de capital de terceiros, em base nominal, seja fixado em 8,61%, sendo calculado de acordo com os seguintes parâmetros:

Tabela 3 – Custo de Capital de Terceiros – Abrace

| Parâmetros utilizados                   |       |
|---|-------|
| Taxa livre de risco                     | 4%    |
| Risco de Crédito                        | 2,12% |
| Risco país                              | 2,49% |
| Custo de Capital de Terceiros (nominal) | 8,61% |
| Custo de Capital de Terceiros (real)    | 6,05% |

### Cálculo do WACC

Por fim, considerando a estrutura de capital calculada anteriormente, e os custos de capital próprio e de terceiros, a Abrace calcula que o WACC regulatório deveria ser, em bases nominais, de 7,46%. Enquanto que, em bases reais, descontada a inflação média anual americana entre 1995 e 2012, o WACC será de 5,33%.

Abaixo, a tabela com todos os parâmetros:

Tabela 4 – Custo de Capital Médio Ponderado – Abrace

| Parâmetros Custo de Capital Próprio      |              |
|--|--------------|
| Taxa livre de risco                      | 4%           |
| S&P 500                                  | 9,34%        |
| Risco país                               | 2,49%        |
| Inflação americana                       | 2,41%        |
| Beta                                     | 0,51         |
| Custo de Capital Próprio (nominal)       | 9,24%        |
| Custo de Capital Próprio (real)          | 6,66%        |
| Parâmetros Custo de Capital de Terceiros |              |
| Taxa livre de risco                      | 4%           |
| Risco de Crédito                         | 2,12%        |
| Risco país                               | 2,49%        |
| Custo de Capital de Terceiros (nominal)  | 8,61%        |
| Custo de Capital de Terceiros (real)     | 6,05%        |
| Estrutura de Capital                     |              |
| Capital de Terceiros                     | 50%          |
| Capital Próprio                          | 50%          |
| Alíquota IR                              | 34%          |
| <b>WACC Nominal</b>                      | <b>7,46%</b> |
| <b>WACC Real</b>                         | <b>5,33%</b> |

## Conclusão

Diante do exposto, a Abrace reforça a necessidade de atualização da metodologia ora praticada pelas concessionárias em suas propostas para o cálculo da taxa de remuneração do próximo ciclo tarifário. Como demonstrado pela experiência internacional, e mesmo pela Aneel e Arsesp, agências cujo método se encontra em sintonia com as melhores práticas regulatórias, o cálculo da taxa de retorno sem a consideração de uma estrutura de capital ótima, com a devida incorporação do capital de terceiros em seu cômputo, não é razoável.

Dessa maneira, a Abrace defende a adoção do custo médio ponderado do capital como metodologia para o cálculo da taxa de remuneração das empresas concessionárias. O contrato de concessão não impede tal atualização, tendo em vista que determina apenas que sejam mantidos os conceitos descritos para a segunda revisão, mas não exatamente o mesmo método, que seria acrescido dos custos advindos do capital acessado no mercado financeiro.

Assim, mantida a proposta entregue pela Ceg e Ceg Rio a Agenera, os benefícios advindos da utilização de recursos de terceiros, que potencializam resultados quando geridos de forma eficiente e racional, não serão compartilhados com o mercado.

Portanto, a Abrace propõe a revisão do método de cálculo da taxa de retorno já para o próximo ciclo tarifário, utilizando a metodologia do custo médio ponderado do capital (WACC). Com isso, de acordo com a análise apresentada, tem-se como taxa de retorno adequada para a Ceg e Ceg Rio, 7,46%, em termos nominais, e 5,33% em bases reais.

## PLANO DE INVESTIMENTOS

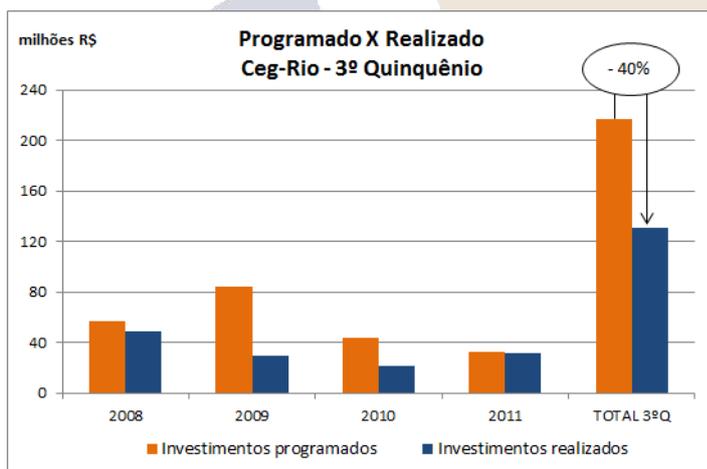
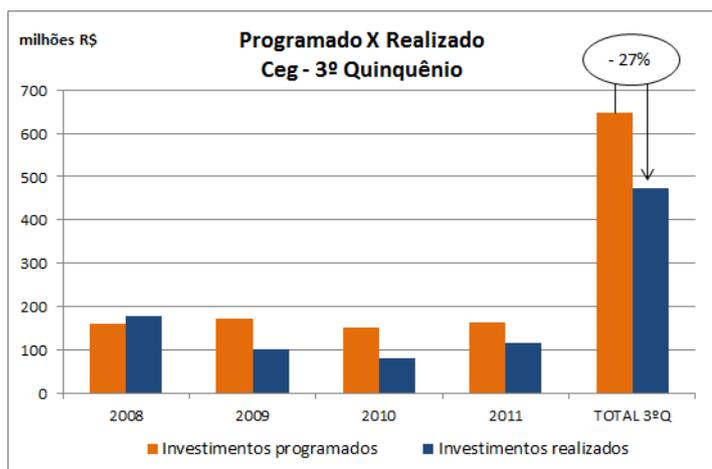
São apresentadas abaixo a análise e as propostas da ABRACE sobre os Planos de Investimentos da Ceg e da Ceg-Rio para o período 2013-2017, assim como a comparação com o ciclo anterior.

### Investimentos do 3º Quinquênio (2008-2012)

Inicialmente, é interessante comparar os investimentos realizados no último ciclo com o plano aprovado na última revisão tarifária. A partir dessa análise, é possível se ter uma percepção melhor da realidade do mercado fluminense e também identificar os valores remunerados às distribuidoras que devem ser corrigidos no 4º ciclo.

Causa preocupação o fato de os relatórios das concessionárias não abordarem essa questão e não explicitarem como estão calculando a restituição dos valores adquiridos pelas tarifas para os investimentos não realizados. Esse ponto não está claro para o mercado.

A análise do histórico indica que entre 2008 e 2011 a Ceg deixou de investir 173 milhões de reais em relação ao Plano de Investimentos aprovado em para o período (ou - 27%). Já a Ceg-Rio, investiu 87 milhões de reais a menos no mesmo período (ou - 40%). Os gráficos abaixo ilustram essas diferenças.



Fonte: Planos de Investimentos - Votos da 2ª Revisão Quinquenal do Contrato de Concessão, investimentos realizados - Relatório da 3ª Revisão de Tarifas Retificado da Ceg e Ceg-Rio e IGPM - FGV.

Dessa maneira, esses valores devem ser corrigidos neste novo ciclo, com as devidas correções de inflação e da taxa de remuneração, sob risco de remuneração ilícita pelas concessionárias e consequente quebra do equilíbrio econômico-financeiro.

Solicitamos à Agenera que apresente sua metodologia para cálculo da componente de abatimento da tarifa para compensação dos investimentos não realizados pelas duas concessionárias. Ainda, solicitamos maior transparência sobre essa questão dos investimentos não realizados.

### **Investimentos do ano de 2012**

Ainda é importante destacar que todos os investimentos para o ano de 2012 (ano do 3º quinquênio) estão sendo incluídos no 4º quinquênio por proposta das concessionárias. Assim, caso o regulador acate tal proposta, as mesmas correções descritas acima devem ser aplicadas para esses investimentos.

A proposta das concessionárias de incluírem os investimentos do ano de 2012 no 4º ciclo causa estranheza. O ano de 2012 é o quinto ano do 3º ciclo, cujos investimentos previstos foram remunerados às concessionárias pela taxa de retorno vigente no momento através das tarifas entre 2008 e 2012 e, adicionalmente, tais investimentos foram determinantes na definição de tal taxa.

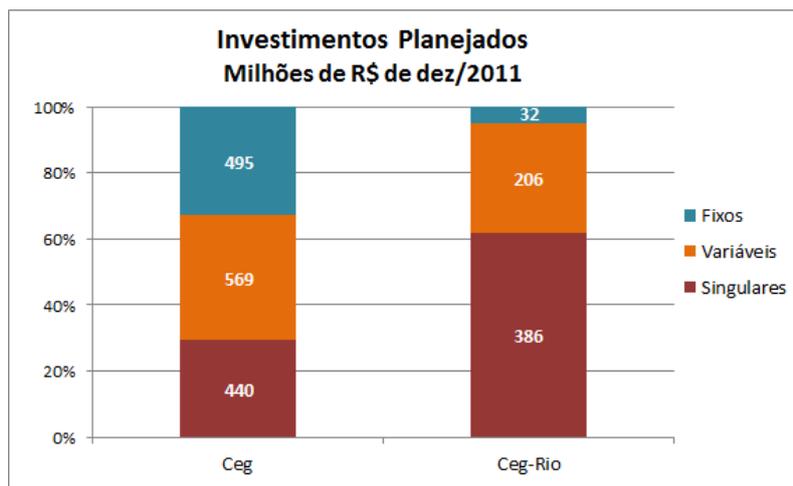
O presente documento apresenta uma análise profunda sobre a questão da taxa de retorno dos investimentos, mas vale ressaltar que a proposta das concessionárias é de aumento da taxa. Em suma, sua proposta é de uma espécie de realocação do último ano do 3º para o 4º ciclo, com uma maior remuneração devido à uma taxa mais elevada, com a devida correção cabível das receitas anteriores (apesar de este último ponto não estar claro).

Os documentos das concessionárias não apresentam justificativas ou motivações para essa proposta e, assim, entendemos que a Agenera não deva acatar a proposta das concessionárias.

### **Plano de Investimentos para o 4º Quinquênio**

Os investimentos programados por uma distribuidora devem estar diretamente relacionados ao aumento de demanda, de forma a garantir a universalização do acesso ao gás natural e a modicidade tarifária. Naturalmente devem ser realizados investimentos também visando à segurança da distribuição. Os investimentos para aumento de consumo devem ser baseados em premissas de retorno financeiro, assim como os para melhoria do atendimento devem estar em acordo com as melhores referências.

Os Planos apresentados pelas concessionárias fazem distinção de investimentos entre: Singulares e Variáveis, que têm relação direta com aumento da demanda, e Fixos para melhoria da operação e manutenção. O gráfico abaixo ilustra o peso de cada uma dessas categorias no total dos investimentos.

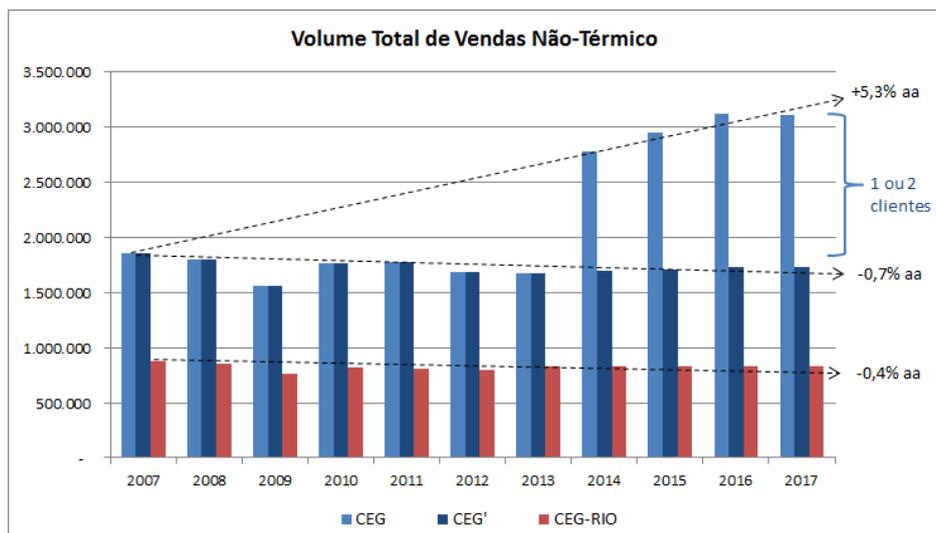


Fonte: Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado da Ceg e da Ceg-Rio.

Percebe-se que o principal foco das duas distribuidoras são os investimentos Singulares e Variáveis, que devem induzir o aumento da demanda. Em especial, a Ceg prevê uma parcela relativamente mais elevada para investimentos fixos, mas sem maiores explicações dos seus motivos.

A análise do histórico da demanda em conjunto com a previsão da concessionária para a demanda entre 2013 e 2017 mostra que o volume total de vendas esperado em relação ao realizado entre 2008 e 2012 é 10% superior para a Ceg e 8% inferior para a Ceg-Rio. Também se percebe que há oscilação da demanda anual, devido à incerteza de despacho térmico (a análise desse ponto é aprofundada na seção de Demanda). Realizando-se a análise da demanda subtraída da demanda das termelétricas, pode-se isolar tal incerteza e chegar a um melhor conceito de como os investimentos das concessionárias estão impactando a evolução da demanda.

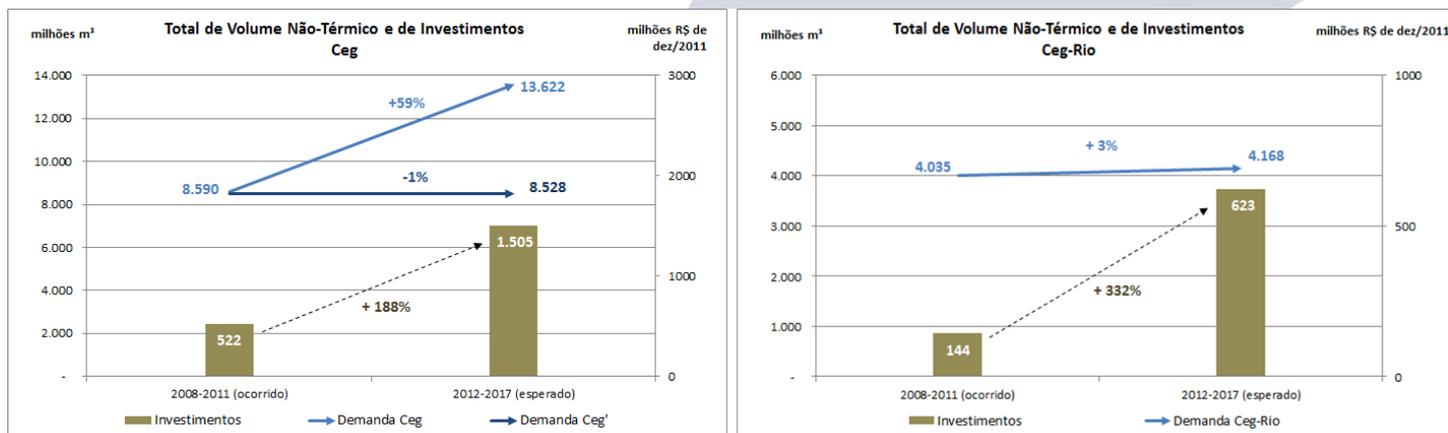
Para a Ceg, é interessante notar que a demanda cresce em média 5,3% ao ano desde 2007 até 2017. Uma parte importante desse crescimento se deve à entrada de um consumidor livre em 2014, que apresenta perspectiva de consumo muito elevada. Esse fato é benéfico à concessão, mas também é possível perceber que além desse consumidor o restante do mercado permanece estável nesse período. Para a Ceg-Rio, também percebe-se estabilidade. O gráfico abaixo mostra o comportamento da demanda anual descontada a demanda termelétrica para as duas distribuidoras. Para ilustração, criou-se mais uma série de dados chamada Ceg', que mostra a demanda da Ceg excluindo-se a categoria ATR.



Fonte: Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado da Ceg e Ceg-Rio, Abegás e MME.

O total de volume de vendas não-térmico proposto para 2012-2017 em relação ao período 2008 à 2011 é 59% maior para a Ceg, mas para o mercado não-térmico ex-ATR, o mercado cai 1%. Para a Ceg-Rio, o mercado também decresce 3%.

A proposta das concessionárias para seus planos de investimentos está, portanto, em desacordo com a evolução da demanda. As concessionárias propõem investimentos bem acima daqueles realizados no ciclo anterior, de +188% e de +332%, mas com crescimento muito modesto da demanda (para a Ceg, ressaltamos que há um novo cliente com grande consumo, mas que o restante do mercado decresce). Os gráficos abaixo fazem o contraste das duas grandezas para ambas as distribuidoras.



Fonte: Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado da Ceg e Ceg-Rio, Abegás e MME.

Essa primeira análise mostra que as propostas são incoerentes, aonde as concessionárias propõe grande crescimento dos investimentos e não aumentam o mercado não-térmico. Lembra-se que as empresas não cumpriram com os investimentos do último aprovado.

### **Análise sobre a proposta de inclusão dos Gastos Diferidos no Plano de Investimento**

A proposta da Concessionária Ceg contempla investimentos de cerca de R\$ 1.334,51 milhões no período entre 2013 e 2017, sendo R\$ 1.108,07 milhões no ativo propriamente dito e R\$ 226,44 milhões em gastos a distribuir em vários exercícios, tratado como Gasto Diferido, sendo parte destes investimentos referentes às instalações internas e gastos com captação de novos clientes.

Segundo a concessionária Ceg, para a conquista de novos consumidores é necessária a adequação do ambiente e a construção das instalações internas de gás, cujo trecho após o medidor é de responsabilidade do cliente, a fim de deixá-las aptas ao uso do gás natural. Segunda a mesma, a experiência mostra que, em não o fazendo, não conseguiria expandir sua rede de consumidores. Os mesmos argumentos são elencados também pela concessionária Ceg Rio.

Tais gastos incluem, por exemplo, a construção de instalação de interna de gás, desde o medidor até o equipamento de consumo até a instalação de aquecedor ou chuveiro a gás e pintura do ambiente após as obras.

Como também citado no relatório das concessionárias, o §11 da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão determina que “não serão considerados para efeito do valor limite das tarifas os investimentos custeados diretamente pelos consumidores, ou por terceiros, inclusive aquele com instalações e conexões, nem a depreciação decorrente de tais investimentos”. O mesmo contrato, em sua cláusula treze, inciso VIII, diz que a concessionária poderá cobrar do consumidor os custos da instalação dos equipamentos e acessórios de ligação requeridos para o serviço, deixando claro que a responsabilidade não é da empresa distribuidora.

Dessa maneira, está-se tratando de estratégia comercial da empresa, que é livre para conceder desconto para atrair novos consumidores, mas a agência deve considerar como cobrança de tarifa cheia, pois a política comercial da concessionária não deve ser usada para efeito de cálculo da tarifa. Uma vez que não está caracterizada obrigação de despesa imposta à concessionária, ou investimento em bem de sua propriedade, não há causa para que a remuneração seja considerada.

A título de exemplo, na revisão tarifária da Comgás de 2004, a Arsesp negou<sup>10</sup> o reconhecimento dos gastos para captura de clientes no Capex daquela distribuidora. Para a agência paulista, *“os itens de financiamento a usuários não constituem um investimento genuíno. Portanto, (...) esses itens não devem ser considerados nos montantes dos CAPEX a serem introduzidos na equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) utilizada para a determinação do valor inicial da margem máxima”*.

Em resposta à contribuição da Comgás no mesmo processo de revisão, a agência reafirmou o entendimento de que o investimento diferido é uma despesa para financiamento de novos usuários, não sendo, assim, justo que os usuários existentes paguem por meio da tarifa tais novas ligações.

No ciclo seguinte, a Arsesp negou novamente a inclusão de tais custos, dessa vez propostos como parte do OPEX. O argumento utilizado, nesse caso, foi o mesmo, de que a instalação

---

<sup>10</sup> NT 3 CSPE – 29/01/204 – Calculo da Margem Máxima e Fator X da Comgás

interna do usuário é de sua responsabilidade exclusiva, que deverá construí-la e conservá-la segundo normas e regulamentos pertinentes<sup>11</sup>. Situação que se verifica no Rio de Janeiro, onde também percebe-se a obrigação apenas por parte do consumidor em adequar suas instalações para o consumo do gás, como discutido anteriormente.

Na proposta encaminhada à Agenera, ambas as concessionárias sugerem os investimentos definidos como diferidos entre os itens considerados como CAPEX ou OPEX, ficando difusa a opinião das mesmas sobre onde, exatamente, deveriam ser alocados tais custos. A experiência regulatória em São Paulo demonstrou que não haveria razão para reconhecimento desses gastos em nenhuma das opções. E mesmo no Rio de Janeiro, entre as concessionárias, não há clareza sobre qual seria o melhor destino.

Resta claro, contudo, que as despesas requeridas são para o suporte à política comercial das distribuidoras, que são livres para estruturar a estratégia que julgarem mais aderente aos resultados perseguidos e ao caixa disponível para tal. Tais dispêndios são de natureza diversa aos custos e investimentos que devem ser legitimamente reconhecidos no âmbito do cálculo da remuneração das empresas.

Portanto, a Abrace sugere que aqueles investimentos destinados, conforme proposta das concessionárias, à sustentação da política de atração de novos clientes, não sejam considerados pela Agenera no cálculo da remuneração das concessionárias no estado do Rio de Janeiro.

### **Comparativo com outros Estados**

Adicionalmente à análise do Plano de Investimentos realizada em comparação ao crescimento das demanda das concessionárias, é importante compará-las à outras distribuidoras de outros estados. Infelizmente, apenas o estado de São Paulo tem estrutura regulatória semelhante à do Rio de Janeiro. Assim, identifica-se a Comgás como uma distribuidora para se comparar com a Ceg e a Gás Natural São Paulo Sul (GNSPS) para comparação com a Ceg-Rio.

A fim de se avaliar a eficácia dos investimentos propostos pelas concessionárias, a seguir propõe-se um índice para medir o aumento de mercado provocado pelos investimentos realizados nas quatro distribuidoras. O objetivo é averiguar qual o investimento necessário para o aumento de uma unidade de volume distribuída, resultado na unidade R\$/  $\Delta m^3$ . Assim, a comparação entre distribuidoras indica qual é mais eficiente nos seu plano de investimentos, sendo que um índice baixo representa maior eficiência e um índice alto, menor eficiência.

O índice considera apenas os investimentos voltados à expansão da demanda; no caso da Ceg e Ceg-Rio, os Investimentos Variáveis e Singulares; para a Comgás e a GNSPS, os Investimentos de Expansão. Para o crescimento da demanda, consideraram-se a Demanda Total e a Demanda Não-Térmica. A tabela abaixo apresenta os resultados de cálculo dos índices.

---

<sup>11</sup> Audiência Pública nº 001/2009 – segunda etapa. Considerações da Arsesp sobre contribuições e exposições – 29/05/2009

|   |                     | Ceg       | Ceg'      | Comgás    | Ceg-Rio   | GNSPS   |
|---|---------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|
| Investimentos de Expansão da Demanda (Milhões de R\$) |                     | 1.010     | 1.010     | 1.074     | 591       | 205     |
| Demanda TOTAL no Ciclo (mil m <sup>3</sup> )          | Início              | 3.286.346 | 3.286.346 | 4.510.788 | 2.412.435 | 510.831 |
|   | Término             | 3.323.463 | 3.323.463 | 5.911.918 | 2.101.129 | 548.271 |
| Demanda NÃO-TÉRMICA no Ciclo (mil m <sup>3</sup> )    | Início              | 1.681.743 | 1.681.743 | 4.359.837 | 791.533   | 510.831 |
|   | Término             | 3.113.223 | 1.730.234 | 5.733.082 | 835.414   | 548.271 |
| ÍNDICE R\$/ Δm <sup>3</sup>                           | Demanda TOTAL       | 27        | 27        | 0,77      | -2        | 5       |
|   | Demanda NÃO-TÉRMICA | 0,71      | 21*       | 0,78      | 13        | 5       |

\* Demanda Não-Térmica da série Ceg' subtrai a demanda do segmento ATR. Fonte: Relatório Geral da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Retificado da Ceg e Ceg-Rio, Nota Técnica Final Revisão Tarifária da Comgás Terceiro Ciclo Tarifário, Nota Técnica Final n° GNSPS/06/2010 Revisão Tarifária da GN São Paulo Sul Terceiro Ciclo Tarifário.

Percebe-se que, de maneira geral, os índices para as distribuidoras do Rio de Janeiro são superiores aos das distribuidoras paulistas. Assim, a perspectiva é de oneração das tarifas de distribuição para os consumidores fluminenses devido aos altos investimentos rateados por um mercado estagnado.

Para o caso da Ceg, a comparação com a Comgás considerando-se o mercado total mostra uma discrepância da eficácia de investimentos. Já para o mercado não-térmico, percebe-se uma equivalência do índice. Porém, como já citado anteriormente, quase a totalidade do crescimento da demanda não-térmica se deve ao segmento ATR, que contempla um novo consumidor. Quando se analisa novamente a série de dados excluída desse segmento, a Ceg', percebe-se que o índice é consideravelmente diferente da Comgás.

Destacamos que os investimentos relacionados ao atendimento de consumidores livres não é de responsabilidade exclusiva das concessionárias. Os contratos de concessão da Ceg e da Ceg-Rio têm previsão de possibilidade de participação do usuário livre e, desde a publicação da Lei do Gás e do seu Decreto, criou-se a opção dessa participação integral.

Para o caso Ceg-Rio, percebem-se diferenças significativas tanto no caso da demanda total quanto no caso da demanda não-térmica. Inclusive, o índice para a demanda total é negativo, indicando que apesar dos investimentos da concessionária a demanda irá diminuir ao final do quinquênio.

A conclusão é de que os planos de investimentos estão trazendo poucos benefícios aos consumidores, que podem ter suas tarifas oneradas desnecessariamente. Os investimentos das concessionárias voltados à expansão do mercado devem ser mais eficazes nesse sentido e de fato promover o aumento do consumo de gás natural.

Assim, a Abrace sugere que a Agenssa não acate as propostas das concessionárias para o Plano de Investimentos e apresente novas propostas mais aderentes ao mercado.

## CUSTOS OPERACIONAIS

### Introdução

Conforme solicitado pela ABRACE, a Mercados de Energia Consultoria (“MERCADOS”) apresentou uma análise dos custos operacionais propostos pelas concessionárias CEG e CEG Rio para a 3ª revisão tarifária quinquenal, entre os dias 28/03 à 03/04.

A análise realizada inclui o cálculo de um conjunto de Indicadores de Desempenho para comparação com outras concessionárias de distribuição de gás canalizado de Brasil. No entanto, essa comparação deve ser considerada com precaução, na medida em que as empresas têm características muito diferentes no que refere as condições da área de concessão.

Como complemento, foi realizada uma análise de benchmarking entre empresas com características comparáveis, utilizando para a definição da escala um indicador composto (número de usuários homologados, que considera a densidade da rede e o volume unitário de consumo dos usuários das distribuidoras).

Foi incluída nessa análise a empresa composta CEG/CEG Rio, considerando os dados históricos de 2011 e os propostos pelas empresas concessionárias para o ano 2017. As outras empresas da amostra foram a Comgás, com os dados previstos no Plano de Negócios vigente para o ano 2013, a Metrogas do Chile e a Gas Natural do México.

Os resultados obtidos mostram que as empresas brasileiras ainda têm uma margem importante para convergir aos padrões de eficiência internacionais. Aliás, os Planos de Negócios propostos pelas empresas CEG e CEG Rio só incorporam os ganhos de escala, mas sem alterar o nível de eficiência atual.

Considera-se que neste ciclo o regulador tem a oportunidade de exigir metas mais ambiciosas, procurando assim alcançar níveis de eficiência mais próximos aos padrões internacionais.

### Objetivo e Escopo do Modelo

O objetivo da análise foi analisar a razoabilidade dos custos operacionais propostos pelas concessionárias CEG e CEG Rio.

O escopo da análise limitou-se ao nível de custos propostos assim como na sua trajetória para o ciclo tarifário.

### Abordagem Realizada

#### 1 - Determinação do nível de escala do negócio

Para determinar o nível eficiente de custos operacionais de uma distribuidora de energia é preciso levar em consideração a escala do negócio. Para definir a escala do negócio é necessário definir qual é o produto relevante na análise, o que está relacionado com os indutores de custos (drivers).

Como é sugerido na literatura (Neuberg, 1977)<sup>12</sup>, os indutores para os custos de distribuição de energia (elétrica ou gás) podem ser representados pelo número de unidades consumidoras, energia distribuída e extensão da rede.

Ocorre que essas variáveis estão fortemente correlacionadas, então é importante encontrar uma forma de evitar a multicolinearidade. A OFGEM<sup>13</sup>, o órgão regulador de gás e energia elétrica da Grã Bretanha, utilizou durante três ciclos tarifários uma variável composta que levava em conta, de maneira satisfatória, as três variáveis mencionadas. Segundo a OFGEM (1999), a variável composta de escala (*composite scale variable*) é derivada da seguinte forma:

$$\text{custos} = A + (B * n^{\circ} \text{ de unidades consumidoras}^{\alpha} * \text{energia distribuída}^{\beta} * \text{extensão da rede}^{\gamma})$$

Onde  $\alpha + \beta + \gamma = 1$ , com  $\alpha \geq 0.5$

Com o objetivo de ajustar o número de unidades consumidoras pelas diferenças nas unidades de energia distribuída e comprimento de rede por consumidor, define-se a seguinte relação:

$$\text{custos} = A + (B * n^{\circ} UC * \left(\frac{\text{energia dist.}}{N^{\circ} UC}\right)^{\beta} * \left(\frac{\text{ext. da rede}}{N^{\circ} UC}\right)^{\gamma})$$

A relação também pode ser assim expressa:

$$\text{custos} = A + (B * n^{\circ} \text{ ajustado de UC})$$

O intercepto (A) pode representar os custos fixos e o coeficiente B os custos associados à escala ou produto. O número ajustado de unidades consumidoras é calculado de seguinte forma:

$$N^{\circ} \text{ ajustado de UC} = n^{\circ} UC * (1 + \beta * \delta U/U + \gamma * \delta L/L)$$

Onde

$$\delta U = U_i - U; U_i = \frac{\text{Energia distribuída}}{n^{\circ} UC} \text{ para a empresa } i; U = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{n}$$

$$\delta L = L_i - L; U_i = \frac{\text{Extensão da rede}}{n^{\circ} UC} \text{ para a empresa } i; L = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{n}$$

O problema consiste em determinar os valores para os coeficientes  $\beta$  e  $\gamma$ , o que pode ser realizado de forma *ad hoc* com base na opinião de especialistas, ou de forma econométrica. Desde que não se contou com uma base de dados para realizar uma análise paramétrica, adotou-se finalmente 0.35 e 0.15 para os coeficientes  $\beta$  e  $\gamma$ , respectivamente. Assume-se assim que as unidades consumidoras têm maior peso na explicação de custos (50%), e as

<sup>12</sup> Neuberg, L. G. (1977), "Two Issues in the Municipal Ownership of Electric Power Distribution Systems", *Bell Journal of Economics*, vol. 8: 302-22.

<sup>13</sup> OFGEM (1999), "Review of Public Electricity Suppliers 1998-2000", *Distribution Price Control Review: Consultation Paper*, May 1999, London.

razões “energia faturada por unidade consumidora” e “extensão da rede por unidade consumidora”, 35% e 15%, respectivamente.

Para realizar essa análise foram consideradas as seguintes empresas (ou grupos de empresas):

- Valores regulatórios para a Comgás, segundo o plano de negócios aprovado pela ARSESP para o ano 2013;
- Valores históricos da empresa Metrogas do Chile (ano 2011);
- Valores históricos das empresas no México do Grupo Gas Natural Unión Fenosa (ano 2009);
- Valores históricos das empresas CEG + CEG Rio para o ano 2011;
- Valores propostos pelas empresas CEG + CEG Rio para o ano 2017.

Tabela 1 – Empresas consideradas na análise

| Empresa                     | No Clientes | Volume m3     | km     |
|-----------------------------|-------------|---------------|--------|
| CEG + CEG Rio real 2011     | 806,377     | 2,529,596,000 | 8,708  |
| Comgás (2013)               | 1,042,081   | 5,733,082,400 | 10,406 |
| Chile (2011)                | 461,000     | 686,000,000   | 5,034  |
| Mexico (2009)               | 865,586     | 3,259,007,644 | 13,268 |
| CEG + CEG Rio proposto 2017 | 978,536     | 2,566,440,000 | 10,193 |

Fonte: Mercados de Energia Consultoria

## 2 - Indicadores parciais de desempenho

É geralmente aceito pelos reguladores que os custos operativos (OPEX) das distribuidoras de gás estão relacionados fundamentalmente com o número de clientes (consumidores) conectados, com a extensão e tipo de rede e o volume de gás distribuído. Com base nesse pressuposto, tem-se identificado alguns indicadores para comparar os níveis de eficiência das distribuidoras do Estado de Rio de Janeiro na prestação de serviço da atividade de distribuição com relação às distribuidoras do Estado de São Paulo. Incluem-se indicadores físicos de produtividade e outros que relacionam os OPEX com os principais indutores de custos.

Com relação aos valores utilizados foram adotados os critérios a seguir:

- Os custos operacionais considerados não incluem Perdas nem Tributos (taxa por uso do subsolo, P&D, eficiência energética, etc.) e estão expressos em moeda de dezembro de 2011. ;
- Os volumes considerados não consideram os consumos das termoeletricas, pois são muito concentrados e muito variáveis e distorcem a comparação;
- Os custos operacionais foram ajustados de forma a considerar as diferenças nos níveis de salários.

| TIPO        | DADOS E INDICADORES        | UNID.           | Histórico<br>GBD 2009<br>R\$ Dez 2011 | PN aprovado<br>GBD 2010<br>R\$ Dez 2011 | PN aprovado<br>GBD 2014<br>R\$ Dez 2011 | Histórico<br>COMGAS 2007-2008<br>R\$ Dez 2011 | PN aprovado<br>COMGAS 2009-2010<br>R\$ Dez 2011 | PN aprovado<br>COMGAS 2014<br>R\$ Dez 2011 |
|-------------|----------------------------|-----------------|---------------------------------------|---|---|---|---|--|
| DADOS       | USUÁRIOS                   | #               | 5.809                                 | 6.892                                   | 12.618                                  | 563.916                                       | 714.817   | 1.042.081                                  |
|             | REDES                      | Km              | 658                                   | 696                                     | 811                                     | 4.972   | 6.295   | 10.406                                     |
|             | EMPREGADOS TOTAIS          | #               | 75                                    | 79                                      | 79                                      | 681   | 836   | 877  |
|             | VOLUME                     | mil m3/ano      | 212.340                               | 280.804                                 | 413.425                                 | 5.304.713                                     | 4.510.788                                       | 5.911.917                                  |
|             | CUSTO TOTAL (OPEX)         | R\$/ano         | 28.720.166                            | 30.157.865                              | 32.361.190                              | 346.397.932                                   | 381.566.734                                     | 466.254.723                                |
| INDICADORES | Usuário / km de redes      | Usuários /km    | 9                                     | 10                                      | 16                                      | 113   | 114   | 100  |
|             | Custos Totais / Usuário    | R\$ /usuário    | 4.237                                 | 3.750                                   | 2.198                                   | 614   | 534   | 447  |
|             | Custos Totais / km de rede | R\$ /km         | 37.418                                | 37.135                                  | 34.189                                  | 69.670  | 60.614  | 44.806                                     |
|             | Custos Totais / m3         | R\$ /m3         | 116                                   | 92                                      | 67                                      | 65  | 85  | 79   |
|             | m de redes / Empregado     | m /empr.        | 8.770                                 | 8.809                                   | 10.268                                  | 7.301   | 7.530   | 11.865                                     |
|             | Usuários / Empregados      | Usuários /empr. | 77                                    | 87                                      | 160                                     | 828   | 855   | 1.188                                      |

A fonte para os dados foram as Notas Técnicas emitidas pela ARSESP com a última Revisão Tarifária.

| TIPO        | DADOS E INDICADORES        | UNID.           | Histórico    | PN proposto  | PN proposto  | Histórico    | PN proposto  | PN proposto  |
|-------------|----------------------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|             |                            |                 | CEG 2011     | CEG 2013     | CEG 2017     | CEG RIO 2011 | CEG RIO 2013 | CEG 2017     |
|             |                            |                 | R\$ Dez 2011 |
| DADOS       | USUÁRIOS                   | #               | 778.000      | 816.312      | 922.748      | 28.377       | 37.186       | 55.788       |
|             | REDES                      | Km              | 3.900        | 4.181        | 4.842        | 4808         | 4872         | 5351         |
|             | EMPREGADOS TOTAIS          | #               | 440          | 440          | 440          | 1 (*)        | 1 (*)        | 1 (*)        |
|             | VOLUME                     | mil m3/ano      | 2.417.541    | 2.628.640    | 3.324.260    | 1.572.055    | 2.008.940    | 2.101.130    |
|             | CUSTO TOTAL (OPEX)         | R\$/ano         | 236.134.000  | 241.086.000  | 270.264.000  | 39.794.000   | 41.430.000   | 49.111.000   |
| INDICADORES | Usuário / km de redes      | Usuários /km    | 199          | 195          | 191          | 6            | 8            | 10           |
|             | Custos Totais / Usuário    | R\$/usuário     | 304          | 295          | 293          | 1.402        | 1.114        | 880          |
|             | Custos Totais / km de rede | R\$/km          | 60.547       | 57.662       | 55.817       | 8.277        | 8.504        | 9.178        |
|             | Custos Totais / m3         | R\$/m3          | 98           | 92           | 81           | 25           | 21           | 23           |
|             | m de redes / Empregado     | m /empr.        | 8.864        | 9.502        | 11.005       |              |              |              |
|             | Usuários / Empregados      | Usuários /empr. | 1.768        | 1.855        | 2.097        |              |              |              |

A fonte para os dados foram os Estados Contábeis e as propostas apresentadas pela CEG e CEG Rio.

Considerando que as empresas são operadas como um conjunto, na medida em que a CEG Rio não tem pessoal próprio exceto pelo Diretor Geral, construíram-se os indicadores da empresa composta CEG-CEG Rio, detalhados a seguir:

| TIPO        | DADOS E INDICADORES        | UNID.                | Histórico<br>CEG +CEG RIO<br>2011<br>R\$ Dez 2011 | PN proposto<br>CEG +CEG RIO<br>2013<br>R\$ Dez 2011 | PN proposto<br>CEG +CEG RIO<br>2017<br>R\$ Dez 2011 |
|-------------|----------------------------|----------------------|---|---|---|
| DADOS       | USUÁRIOS                   | #                    | 806.377   | 853.498   | 978.536   |
|             | REDES                      | Km                   | 8.708   | 9.053   | 10.193  |
|             | EMPREGADOS TOTAIS          | #                    | 441   | 441   | 441   |
|             | VOLUME                     | mil m3/ano           | 3.989.596   | 4.637.580   | 5.425.390   |
|             | CUSTO TOTAL (OPEX)         | R\$/ano              | 275.928.000                                       | 282.516.000   | 319.375.000   |
| INDICADORES | Usuário / km de redes      | Usuários /km         | 93  | 94  | 96  |
|             | Custos Totais / Usuário    | R\$ /usuário         | 342   | 331   | 326   |
|             | Custos Totais / km de rede | R\$ /km              | 31.687  | 31.207  | 31.333  |
|             | Custos Totais / m3         | R\$ /m3              | 69  | 61  | 59  |
|             | m de redes / Empregado     | m /empr.<br>Usuários | 19.746  | 20.528  | 23.113  |
|             | Usuários / Empregados      | /empr.               | 1.829   | 1.935   | 2.219   |

### 3 - Determinação do nível eficiente de custos operacionais

Aplicando a metodologia definida no item 1 as empresas podem ser comparadas levando em consideração a sua escala de negócio. A Tabela 2 apresenta o número de clientes ajustados conforme metodologia.

Tabela 2 – Número de clientes ajustados (escala)

| Empresa                     | No Clientes | Volume m3     | km     | Fator ajuste | No clientes aj. |
|-----------------------------|-------------|---------------|--------|--------------|-----------------|
| CEG + CEG Rio real 2011     | 806,377     | 2,529,596,000 | 8,708  | 0.971        | 783,330         |
| Comgás (2013)               | 1,042,081   | 5,733,082,400 | 10,406 | 1.054        | 1,098,391       |
| Chile (2011)                | 461,000     | 686,000,000   | 5,034  | 0.900        | 414,999         |
| Mexico (2009)               | 865,586     | 3,259,007,644 | 13,268 | 1.138        | 984,965         |
| CEG + CEG Rio proposto 2017 | 978,536     | 2,566,440,000 | 10,193 | 0.936        | 916,315         |

Fonte: Mercados de Energia Consultoria

O passo seguinte consiste em comparar os custos operacionais por unidade de escala, ou seja, os custos operacionais por cliente servido. Na hora de comparar os custos operacionais de empresas que atuam em áreas geográficas diferentes é preciso levar em consideração eventuais diferenças nos custos salariais, desde que o custo do pessoal represente

aproximadamente 60%-70% dos custos operacionais. Para o caso das empresas CEG + CEG Rio o peso do pessoal é de 66% (ano 2011), pelo que se adotou 65% na comparação. Para comparar as diferenças do custo do pessoal entre as cidades do Rio de Janeiro, São Paulo, México e Santiago do Chile, usou-se a informação publicada pela União de Bancos Suíços (UBS). Segundo a informação da UBS, o custo salarial no Rio de Janeiro é 10% menor que São Paulo, 97% superior à cidade do México, e 20% superior à Santiago do Chile.

Tabela 3 - Custo de pessoal no Rio em comparação com outras cidades

|                   | <i>Wage level</i> |
|-------------------|-------------------|
| São Paulo         | -10%              |
| México DF         | 97%               |
| Santiago do Chile | 20%               |
| Fonte: UBS        |                   |

Considerando essas diferenças no custo de pessoal e partindo do pressuposto que o peso de pessoal nos custos operacionais é de 65%, optem-se os custos operacionais por unidade de escala. A Tabela 4 mostra que os custos operacionais por cliente do grupo CEG+CEG Rio são menores que os valores reconhecidos pela ARSESP para a Comgás no ano 2013 (R\$352 versus R\$399). Porém, os valores apurados para a CEG+CEG Rio estão longe dos valores do Chile e o México (R\$284 e R\$255, respectivamente). Além disso, os valores propostos pela CEG+CEG Rio para o ciclo tarifário (ano 2017) mostram apenas uma diminuição marginal no custo por cliente, passando de R\$352 a R\$349 por cliente.

Tabela 4 – Custos operacionais por cliente ajustado (R\$/cliente)

| Empresa                                | No Clientes | Volume m <sup>3</sup> | km     | Fator ajuste | No clientes aj. | Opex        | Opex ajustados | Opex/cliente ajustado |
|--|-------------|-----------------------|--------|--------------|-----------------|-------------|----------------|-----------------------|
| CEG + CEG Rio real 2011                | 806,377     | 2,529,596,000         | 8,708  | 0.971        | 783,330         | 275,928,000 | 275,928,000    | 352                   |
| Comgás (2013)                          | 1,042,081   | 5,733,082,400         | 10,406 | 1.054        | 1,098,391       | 466,254,723 | 438,703,308    | 399                   |
| Chile (2011)                           | 461,000     | 686,000,000           | 5,034  | 0.900        | 414,999         | 104,266,929 | 117,821,630    | 284                   |
| Mexico (2009)                          | 865,586     | 3,259,007,644         | 13,268 | 1.138        | 984,965         | 153,873,554 | 250,890,830    | 255                   |
| CEG + CEG Rio proposto 2017            | 978,536     | 2,566,440,000         | 10,193 | 0.936        | 916,315         | 319,375,000 | 319,375,000    | 349                   |
| Fonte: Mercados de Energia Consultoria |             |                       |        |              |                 |             |                |                       |

#### 4 - Determinação da trajetória dos custos operacionais ao longo do ciclo tarifário

A Tabela 5 apresenta a trajetória de escala e custos operacionais proposta pela CEG+CEG Rio para a 3ª Revisão Tarifária. O crescimento de escala proposto é de 17%, enquanto o crescimento dos custos operacionais é de 15.7%, ou seja, a elasticidade de escala implícita é de 0.927. Esse valor de elasticidade de escala se encontra dentro dos padrões internacionais considerados na indústria. Porém, a trajetória proposta não parece incluir nenhuma convergência com os níveis internacionais de custos operacionais por cliente servido.

Tabela 5 – Trajetória de escala e custos proposta pela CEG + CEG Rio

| Empresa                     | No Clientes | Fator ajuste | No clientes aj. | Opex        | Opex ajustados | Opex/cliente ajustado | Δ escala | Δcustos | Elasticidade de escala implícita |
|-----------------------------|-------------|--------------|-----------------|-------------|----------------|-----------------------|----------|---------|----------------------------------|
| CEG + CEG Rio real 2011     | 806,377     | 0.971        | 783,330         | 275,928,000 | 275,928,000    | 352                   |          |         |                                  |
| CEG + CEG Rio proposto 2017 | 978,536     | 0.936        | 916,315         | 319,375,000 | 319,375,000    | 349                   | 17.0%    | 15.7%   | 0.927                            |

Fonte: Mercados de Energia Consultoria

### Observações adicionais

Os custos operacionais considerados não incluem os custos de Perdas, que tem grande importância no montante total. Com relação a esse ponto, a CEG propõe aumentar o nível de perdas reconhecido, que é atualmente 0,5%.

A Abrace vê com preocupação a proposta de elevação do percentual de perdas proposto pela Concessionária Ceg, que aumentaria para 1,25%, ao passo que a Ceg Rio propõe os mesmos 0,5% definidos no ciclo anterior. É de se esperar que o nível de perdas evolua negativamente com os passar dos anos, com a melhoria das práticas e todos os investimentos que contribuem para sua redução.

Dessa maneira, a Abrace sugere que os níveis sejam ao menos mantidos como estão, devendo a regulação primar pelo incentivo à maior eficiência das empresas concessionárias, tendo eventual elevação do percentual de perdas, sentido contrário à lógica da melhor regulação.

### Proposta de contribuição

A escala do negócio é fator chave na hora de determinar os custos eficientes para prestar o serviço de distribuição de energia por redes. Quanto maior a escala de uma distribuidora, maiores serão os custos operacionais requeridos. Embora assim para o valor absoluto dos custos operacionais, o valor por unidade de escala deve diminuir conforme a escala aumenta. Isto é, o negócio opera sob retornos crescentes de escala, ou seja, se a escala aumenta, os custos também aumentam, mas em uma proporção menor.

Sob o pressuposto de retornos não decrescentes a escala, analisaram-se os custos operacionais propostos pela CEG+CEG Rio. Como escala, considerou-se o número de unidades consumidoras homologadas pelo consumo de energia por cliente e a quantidade de km de rede por cliente. Ou seja, dadas duas distribuidoras com a mesma quantidade de clientes, terá uma escala maior aquela distribuidora que tenha maior quantidade de km por cliente ou maior energia por cliente.

Como empresas comparáveis para a CEG+CEG Rio (2011) foram escolhidas a Comgás, a Metrogas do Chile, e as empresas do Grupo Gas Natural-Unión Fenosa do México. Cabe ressaltar que na hora de comparar os custos operacionais com empresas de outros estados do Brasil ou de outros países é preciso levar em consideração eventuais diferenças nos custos salariais.

Considerando os valores para a Comgás, que surgem dos resultados da revisão tarifária do ano, os custos operacionais propostos para a CEG+CEG Rio são inferiores, R\$352 ano/cliente versus R\$399 ano/cliente. Porém, os valores usados na comparação para a Comgás

correspondem aos resultados da revisão tarifária do ano 2009, ou seja, na revisão tarifária que começa este ano seguramente terão um importante ajuste à baixa. Por isso é importante realizar a comparação internacional. Considerando as próprias empresas do Grupo Gás Natural-Unión Fenosa no México, e ainda lembrando que se fez um ajuste importante por diferenças salariais, a diferenças com a proposta da CEG+CEG Rio são consideráveis: R\$255/cliente (México) versus R\$352/cliente (CEG + CEG Rio). Outra fonte importante, e mais próxima, é a Metrogras que opera em Santiago do Chile: R\$284/cliente, ou seja, 20% que os valores propostos pela CEG+CEG Rio.

| Empresa                                       | No Clientes | Opex        | Opex ajustados | Opex/cliente ajustado |
|---|-------------|-------------|----------------|-----------------------|
| CEG + CEG Rio real 2011                       | 806,377     | 275,928,000 | 275,928,000    | 352                   |
| Comgás (2013, segundo revisão tarifária 2009) | 1,042,081   | 466,254,723 | 438,703,308    | 399                   |
| Chile (2011)                                  | 461,000     | 104,266,929 | 117,821,630    | 284                   |
| Mexico (2009)                                 | 865,586     | 153,873,554 | 250,890,830    | 255                   |
| CEG + CEG Rio proposto 2017                   | 978,536     | 319,375,000 | 319,375,000    | 349                   |

Fonte: Mercados de Energia Consultoria

Com relação à trajetória de custos operacionais inclusa na proposta da empresa, a proposta simplesmente inclui o ajuste padrão por ganhos de escala, passando de R\$352/cliente no ano 2011 para R\$349/cliente no ano 2017. Isto é, a proposta da empresa não inclui nenhuma convergência aos valores eficientes internacionais.

Conforme a análise realizada, propõe-se que, além dos ganhos de escala inclusos na proposta da CEG+CEG Rio, seja considerada uma convergência dos custos operacionais por cliente (homologado) aos padrões internacionais. Em concreto, propõe-se que a redução adicional para o final do ciclo tarifário seja de 20%, permitindo assim convergir aos valores praticados pela Metrogras no Chile.

## Elaboração

Ricardo Pinto

Coordenador de Energia Térmica

Rivaldo Moreira Neto

Especialista em Energia Térmica

Rodolfo Zamian Danilow

Especialista em Energia Térmica