

**Contribuição da Comgás para a Nota Técnica ARSESP nº
RTG/01/2014 – "Determinação do Custo Médio Ponderado de
Capital para o Processo de Revisão Tarifária das
Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado do
Estado de São Paulo"**



Natural na sua vida.

Comgás

Junho 2014

Índice

Sumário Executivo

1	Revisão Tarifária e Remuneração da Concessionária	1
2	Fundamentos do Custo de Capital	3
2.1	Modelo de Modigliani e Miller	3
2.2	Custo Médio Ponderado de Capital	5
2.3	Estrutura de Capital	5
2.4	Custo do Capital Próprio	8
2.5	Custo do Capital de Terceiros	9
2.6	Unidade de Conta - Inflação	9
2.7	Tributação	11
3	Custo de Capital da Comgás	12
3.1	Segundo Ciclo Tarifário	12
3.2	Terceiro Ciclo Tarifário	13
3.3	Quarto Ciclo Tarifário	13
3.4	Comparativo das Propostas	14
4	Avaliação da Proposta Metodológica da ARSESP	21
4.1	Considerações Gerais	21
4.2	Estrutura de Capital	25
4.3	Custo do Capital Próprio	29
4.4	Custo do Capital de Terceiros	48
5	Conclusões	50
	Bibliografia	53
	Anexo - Experiências Internacional e Brasileira Bibliografia	57

Sumário Executivo

O objetivo desta Contribuição é avaliar os fundamentos e os resultados da metodologia proposta pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, para a "Determinação do Custo Médio Ponderado de Capital para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado do Estado de São Paulo", conforme proposto na Nota Técnica ARSESP nº RTG/01/2014. O foco dessa Contribuição é não apenas a proposta metodológica mas, também, os resultados que seguem diretamente das premissas adotadas pela Agência Reguladora, especificamente, os resultados para a Comgás.

Em resumo, não é razoável desconsiderar o atual momento econômico, e a sua evolução próxima, na determinação do custo e da estrutura de capital da Comgás no âmbito da atual revisão tarifária periódica, sob pena de comprometer a consistência e a razoabilidade da metodologia e do resultado proposto pelo regulador. Os dados deixam claro que a crise: i) aumentou a volatilidade dos retornos dos ativos e das taxas de câmbio em todos os mercados, ii) aumentou o risco país, o que afeta o custo de capital próprio e iii) reduziu o fluxo de capitais para os países emergentes, o que impacta o custo de capital de terceiros. Nestas condições, muito similares àquelas observadas quando da revisão tarifária anterior, que já refletia uma crise econômica global.

As principais Contribuições da Comgás para a Nota Técnica estão organizadas segundo a metodologia proposta pela ARSESP para a determinação do WACC, quais sejam: i) estrutura de capital, ii) custo do capital próprio e iii) custo do capital de terceiros.

Abaixo segue um resumo das propostas da Comgás que serão detalhadas nos capítulos abaixo:

Contribuição (1) - alteração da estrutura de capital

A proposta da Comgás é que seja adotada a *proxy* mais utilizada – no Brasil e no exterior – para a estrutura de capital ótima, dada pela relação $D/(D+P)$, onde D é o total da dívida e P é o Patrimônio Líquido. Além disso, que seja adotada uma janela de 14 anos. A partir de uma janela de 14 anos e o uso da razão $D/(D+P)$, a estrutura de capital da concessionária deve ser de 47,54%. Considerando a razão PNC/AP, também para uma janela de 14 anos, a estrutura ótima seria de 45,15%, mas, neste caso, os indicadores de endividamento da concessionária foram fortemente impactados por um evento não recursivo em 2013, que elevou significativamente a razão PNC/AP. Esta proposta, de se adotar 45,0%, é consistente com a última revisão tarifária e as métricas observadas nas empresas de saneamento e eletricidade que estão em segmentos mais maduros e menos sujeitas a impactos de curto prazo, dada a estrutura de mercado.

Contribuição (2) – prêmio de risco país

A proposta da Comgás é que seja considerado o valor correto do EMBI+ Brasil para a janela considerada pela ARSESP (14 anos), de 4,72%, ao invés de 4,69%, conforme publicado no *website* do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - Ipea (Ipeadata).

Contribuição (3) – prêmio de risco tamanho

A proposta da Comgás é que também seja considerado um prêmio de risco tamanho para a concessionária. Esse prêmio tamanho deve ser de 0,85% e decorre do fato de que a Comgás está colocada entre o 3º e o 4º decis (9º posição) dos Códigos 4923 e 4924, que englobam todas as empresas de distribuição de gás natural (29 empresas).

Contribuição (4) – prêmio de risco regulatório

A Contribuição da Comgás para a Nota Técnica é que também seja considerado um prêmio de risco regulatório para as concessionárias de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo. Esse prêmio de risco corresponde à um aumento de 0,34 no beta alavancado da empresa.

Contribuição (5) – inclusão de prêmio por estrutura de mercado

A proposta da Comgás é que também seja considerado um prêmio por estrutura de mercado de 1,71%.

O resultado dessas Contribuições implica em um novo WACC para a Comgás, como demonstrado na tabela a seguir.

Esta Contribuição está organizada da seguinte forma.¹ O capítulo 1 apresenta os conceitos fundamentais referentes à revisão tarifária e a remuneração da concessionária. O capítulo 2 apresenta os fundamentos do custo de capital, analisando os seguintes temas: i) modelo de Modigliani e Miller, ii) Custo Médio Ponderado de Capital, iii) custo do capital próprio, iv) custo de capital de terceiros, v) estrutura de capital, vi) unidade de conta e vii) tributação. O capítulo 3 discute o custo de capital da Comgás – no segundo e terceiro ciclos tarifários – e na proposta para o terceiro ciclo tarifário (conforme exposto na Nota Técnica ARSESP nº RTG/01/2014). O capítulo 4 trata da avaliação da proposta metodológica da ARSESP apresentado nesta Nota Técnica. O capítulo 5 apresenta as principais conclusões dessa Contribuição. Por fim, um Anexo sumariza as experiências internacional e brasileira na definição e estimação desse custo de capital no âmbito dos processos de revisão tarifária de setores regulados no Brasil, com foco nos setores de distribuição de energia elétrica e de gás natural.

1. Esta Contribuição inclui considerações e desenvolvimentos teóricos, assim como levantamentos de dados locais e internacionais, elaborados pela Delta Economics & Finance.

WACC

%

Comgás

Alavancagem (D/(D+E))	0,45
Alíquota tributária	34,00
Custo de capital próprio nominal após impostos - Comgás	19,65
Custo do capital de terceiros após impostos	7,56
Custo de capital nominal - Comgás	14,21
Inflação esperada	1,77
Custo de capital real após impostos - Comgás	12,22

Custo do Capital Próprio

%

Comgás

Taxa livre de risco	3,91
Beta ajustado por risco regulatório	1,25
Prêmio de risco de mercado	6,77
Prêmio de risco Brasil	4,72
Prêmio de risco de estrutura de mercado	1,71
Prêmio tamanho - Comgás	0,85
Custo do capital próprio nominal após impostos - Comgás	19,65

Custo do Capital de Terceiros

%

Comgás

Taxa livre de risco	3,91
Prêmio de risco Brasil	4,72
Prêmio de risco corporativo	2,82
Custo de capital de terceiros nominal antes dos impostos	11,45
Custo de capital de terceiros nominal após impostos	7,56

1. Revisão Tarifária e Remuneração da Concessionária

O art. 175 da Constituição Federal estabelece que a Lei disporá sobre o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão - a política tarifária e a obrigação de manter serviços adequados.

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. O contrato de concessão é regido pelas normas gerais das Leis Federais nº 8987, de 13/02/95, e nº 9074, de 07/07/95.

A revisão tarifária é uma exigência legal definida no §2º do art. 9º da Lei nº 8987/95, complementado pelo art. 10 da mesma Lei.² À ARSESP, como titular das competências estabelecidas em lei estadual, cumpre regular o serviço público de distribuição de gás canalizado e efetuar as revisões tarifárias. A revisão tarifária periódica compreende o reposicionamento das tarifas e a determinação do Fator X, que é o instrumento regulatório de estímulo à eficiência e à modicidade tarifária.

Os contratos de concessão para a exploração de serviços públicos de distribuição de gás canalizado definem o regime tarifário e os procedimentos para as revisões tarifárias das concessionárias do Estado de São Paulo. Especificamente, os contratos prevêem revisões tarifárias ao final de cada ciclo de cinco anos e a definição e publicação da metodologia para o estabelecimento da nova estrutura tarifária, que será aplicada a partir da revisão tarifária, nos termos da Cláusula Décima Terceira destes contratos. Em resumo, esta metodologia contempla a definição e cálculo: i) da tarifa inicial (P_0), ii) da base de remuneração regulatória, iii) do custo e da estrutura de capital e iv) da estrutura tarifária.

Segundo a Nota Técnica ARSESP nº RTC/01/2009, de janeiro de 2009, que trata da Determinação do Custo Médio Ponderado de Capital para a Companhia de Gás de São Paulo - Comgás, *"a importância da determinação do custo médio ponderado de capital deve-se a que nas empresas que prestam serviços básicos de infra-estrutura por meio de redes fixas, o capital imobilizado é elevado, portanto a remuneração do capital dependerá da definição da base de capital e da taxa de rentabilidade aplicada sobre essa base."*

Da mesma forma, na Nota Técnica ARSESP nº RTG/01/2014, de maio de 2014, observou que *"a importância da determinação do custo médio ponderado de capital deve-se que nas concessionárias que prestam serviços básicos de infraestrutura por meio de redes fixas, o capital imobilizado é elevado; a remuneração do capital, no entanto, dependerá da definição de duas variáveis: a base de capital e da taxa de rentabilidade aplicada sobre essa base."*

Especificamente, no que diz respeito à remuneração sobre o capital investido a ser incluída nas tarifas, deve-se considerar a necessidade de preservar a atratividade de investimentos para o setor, o que implica que a remuneração deve corresponder ao custo de oportunidade do capital do investidor. O cálculo da remuneração requer que se defina o

2. Tais dispositivos foram incorporados nos contratos de concessão das distribuidoras, o que fornece à revisão um caráter de obrigação contratual.

valor do investimento a ser remunerado (ou base de remuneração) e a taxa de retorno adequada a ser aplicada sobre esse valor. Considerando ainda que as empresas podem financiar suas atividades com capital próprio e capital de terceiros (dívida) e que o custo de cada alternativa de financiamento é diferente, há que se definir a participação desses capitais no financiamento das atividades da concessionária, isto é, a estrutura de capital – uma vez que distintas estruturas de capital possuem custos de capital diferenciados. Dessa forma, a taxa de retorno deve refletir o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros, ponderado pela participação desses capitais no capital total.

2. Fundamentos do Custo de Capital

O objetivo desta seção é resumir os conceitos fundamentais do custo de capital: i) modelo de Modigliani e Miller, ii) Custo Médio Ponderado de Capital, iii) custo do capital próprio, iv) custo de capital de terceiros, v) estrutura de capital, vi) unidade de conta e vii) tributação. Este resumo será utilizado como referência para a análise da metodologia proposta pela ARSESP para a terceira revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo.

O cálculo da remuneração da concessionária de serviço público deve considerar não apenas a remuneração sobre o capital mas, também, a remuneração do capital. Para isso, é preciso definir o valor do investimento a ser remunerado (a "Base de Remuneração Regulatória - BRR") e a taxa de retorno adequada a ser aplicada sobre esse valor. Essa taxa de retorno sobre o capital investido, a ser incluída nas tarifas, deve considerar a necessidade de preservação da atratividade de investimentos para a empresa regulada e deve corresponder ao custo de oportunidade do capital da concessionária.

A metodologia utilizada pelos reguladores brasileiros – e que, em geral, segue a melhor prática internacional – fundamenta-se na contribuição original de Modigliani e Miller (1958) sobre o valor da firma, custo e estrutura de capital. Especificamente, a proposta apresentada pela ARSESP na Nota Técnica ARSESP nº RTG/01/2014 adota o conceito de custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*) – que já havia sido adotado nos dois ciclos tarifários anteriores. O *WACC* deve refletir o custo de oportunidade da concessionária, igualado ao retorno esperado para investimentos na mesma classe de risco.

Em geral, o capital próprio e de terceiros são estimados a partir de versões do *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*.³ Por fim, ao se determinar se o *WACC* deve ser nominal ou real e antes de impostos (*pre-tax*) ou após impostos (*post-tax*), a ARSESP deve – obrigatoriamente – considerar que o custo de capital deve ser expresso de forma consistente com a definição da BRR da concessionária. Apesar da simplicidade teórica da definição, a estimativa do *WACC* é bastante controversa e, em muitos casos – no Brasil e no exterior –, reflete conceitos errôneos, inconsistências metodológicas, uso de variáveis (*proxies*) erradas, quando não, erros grosseiros de estimação. Assim, pode-se comprometer todo o processo de revisão tarifária periódica, com prejuízos para a concessionária e o seu consumidor.

2.1 Modelo de Modigliani e Miller

Os fundamentos econômicos de qualquer discussão sobre o custo de capital foram originalmente formulados por Franco Modigliani e Merton Miller, no final da década de 50. Apesar desta formulação ter-se tornado referência teórica e, posteriormente, empírica, é importante enfatizar que os resultados comumente encontrados na literatura especializada estão baseados em hipóteses sobre o comportamento da firma, o funcionamento dos mercados e as restrições impostas pela estrutura tributária. É preciso analisar e entender estas hipóteses antes de discutir-se o *WACC*, sob pena de incorrer em erros.

3. Mesmo considerando-se a extensão do uso deste modelo é importante ressaltar não apenas as alternativas teóricas disponíveis como também o tratamento econométrico e a base de dados que pode ser utilizada na sua estimativa.

Modigliani e Miller (1958, 1963) são os artigos clássicos sobre valor da firma, a estrutura e o custo de capital. Considere as seguintes premissas: i) os mercados de capitais são *frictionless*; ii) os agentes econômicos (nesse caso particular, as firmas) podem emprestar e tomar emprestado à taxa de risco zero; não existem custos de falência; iii) as firmas emitem apenas dois tipos de obrigações: dívida com risco zero e *equity* com risco; iv) todas as firmas pertencem à mesma classe de risco; v) não existe imposto sobre a renda das firmas e das pessoas físicas; vi) todos os fluxos de caixa são em perpetuidade e, portanto, não existe crescimento; vii) os *insiders* e os *outsiders* possuem a mesma informação, ou seja, não existem oportunidades de sinalização (*signaling opportunities*) e viii) os administradores sempre maximizam a riqueza dos acionistas, ou seja, não existem custos de agência (*agency costs*).

Então, a Proposição I de Modigliani e Miller afirma que "*the market value of any firm is independent of its capital structure and is given by capitalizing its expected return at the rate ρ appropriate to its risk class*", ou seja, a forma de financiamento é irrelevante: em um mundo sem tributos, o valor da firma alavancada é igual ao da firma não alavancada. Algebricamente, o valor da firma não-alavancada, V^U , é dado por:

$$V^U = \frac{E(FC)}{\rho}$$

onde $E(FC)$ é o valor esperado do fluxo de caixa (constante) e ρ é a taxa de desconto do *equity*. Considerando-se, agora, a existência de tributação sobre a firma e sobre os indivíduos dois casos podem analisados.

Mesma Alíquota Marginal

No modelo original de Modigliani e Miller o ganho de alavancagem G_L é definido pela diferença entre o valor da firma alavancada e o da não-alavancada e é dado pelo produto da alíquota do imposto e o valor de mercado da dívida, ou seja:

$$V^L = V^U + T_c D \quad \text{ou, ainda,} \quad G_L = V^L - V^U = T_c D$$

Onde V^L é o valor da firma alavancada e $T_c D$ é o valor presente do *tax shield* decorrente do endividamento D .

Alíquotas Marginais Diferentes

Neste caso, o ganho de alavancagem é dado por:

$$G_L = V^L - V^U = \left\{ 1 - \frac{(1-T_c)(1-T_{pe})}{(1-T_p)} \right\} D$$

onde T_p é a alíquota tributária sobre renda de títulos - pessoa física, T_{pe} é a alíquota tributária sobre renda de *equity* (dividendos) - pessoa física e T_c é a alíquota tributária - pessoa jurídica. Quando a tributação sobre a pessoa física é zero, o ganho de alavancagem é o mesmo em qualquer dos dois casos. Um outro resultado é que, caso:

$$(1-T_p) = (1-T_c)(1-T_{pe})$$

Então, não existe nenhum ganho decorrente da alavancagem da firma.

2.2 Custo Médio Ponderado de Capital

No caso em que não existe ganho decorrente da alavancagem o WACC pode ser escrito como:

$$WACC = \left(\frac{E}{E+D} \right) r_E + \left(\frac{D}{E+D} \right) r_D (1-t)$$

Onde r_E é o custo do capital próprio, E é o valor de mercado do capital próprio, r_D é o custo do capital de terceiros antes do imposto de renda, t é a alíquota tributária marginal efetiva e D é o valor de mercado do capital de terceiros. Nesse caso, o valor da firma, V , é dado por $V = E + D$.⁴

Considerando-se o caso onde o custo do capital próprio e de terceiros é dado por versões do CAPM, então, as principais variáveis para a determinação do WACC são: a estrutura de capital (D/V), a taxa de retorno de risco zero (r_f), o beta (β_E) do capital próprio e o beta (β_D) do capital de terceiros, o prêmio de risco do mercado (MRP), a alíquota tributária (t) efetiva sobre o capital de terceiros e a taxa de inflação esperada (π). A taxa de inflação é importante na medida em que as variáveis são mensuradas em termos nominais e, em muitos casos, o interesse é por variáveis expressas em termos reais (= moeda constante).

Segue-se, ainda dos resultados de Modigliani e Miller que o WACC é invariante à estrutura de capital quando não existe tributação. No entanto, quando existe tributação, este custo diminui com o aumento do grau de alavancagem. Em ambos os casos, o custo do *equity* é crescente na alavancagem; isto faz sentido, na medida em que quanto maior a participação do capital de terceiros maior o risco dos acionistas, já que a renda residual torna-se mais variável. Portanto, eles exigem um maior retorno como compensação pelo risco adicional suportado.

Apesar da simplicidade teórica da definição a estimativa do custo de capital provou ser bastante controversa, independentemente: i) do setor de atividade econômica, ii) do fato da firma ser – ou não – regulada, iii) do ordenamento jurídico vigente (*common law* ou *civil law*), iv) da jurisdição (governo central ou local) e v) da "reputação" e da "experiência" do regulador, se for o caso.

2.3 Estrutura de Capital

A estrutura de capital (grau de alavancagem) diz respeito às participações de capital próprio e de capital de terceiros no capital total investido pela firma. Do ponto de vista teórico, a definição de uma estrutura ótima de capital tem por objetivo estabelecer uma

4. Seja $D/(D+E) = x$; então, $D/E = x/(1-x)$. Ainda com relação à notação, em diversas referências, a agência reguladora faz uso de P , ao invés de E . Assim, ambos os termos são referenciados nessa Contribuição, sem prejuízo do significado.

estrutura de capital consistente com os fins da regulação econômica por incentivos e não necessariamente se confunde com a estrutura de capital efetiva da firma.

De um modo geral, a estrutura ótima de capital é definida como aquela estrutura que, dado o grau de risco envolvido no negócio e a existência de proteções fiscais para pagamentos de juros incidentes sobre dívida, apresenta participações de capital (próprio e de terceiros) que conduzem ao mínimo custo de capital, representando, assim, uma alocação de capital eficiente. A definição de uma estrutura de capital adequada constitui um tema regulatório da maior importância. A premissa fundamental é que, no mundo real, as firmas estão permanentemente tentando reduzir seu custo de financiamento mediante uma composição adequada de capital próprio e dívidas no capital total. Para tanto, buscam encontrar o grau ideal de alavancagem – participação de dívidas no capital total (D/V) – dado que o custo de capital de terceiros é mais barato que o custo de capital próprio. Porém existe uma restrição dada pelo risco de *default* associado a elevados graus de alavancagem.

A determinação da estrutura ótima de capital é essencial para o uso do WACC e, consequentemente, para o cálculo da taxa de retorno do investimento.⁵ De acordo com esse modelo, a taxa de retorno de um projeto é uma média ponderada dos custos dos diversos tipos de capital, com pesos iguais à participação de cada tipo de capital no valor total dos ativos do projeto. Usualmente, trabalha-se com uma versão mais simples do WACC, onde os diferentes tipos de capital próprio são agrupados em uma única conta de capital próprio e os diferentes tipos de capital de terceiros agrupados em uma única conta de dívidas.⁶ Para se determinar a taxa de retorno pelo WACC é necessário, portanto, encontrar a alocação ótima do capital da concessionária entre capital próprio e de terceiros.

A estrutura de capital afeta a taxa de retorno de diversas maneiras. Primeiro, ela entra diretamente na fórmula do WACC, determinando os pesos dos diversos custos de capital considerados na determinação da taxa de retorno. Segundo, ela tem impactos sobre diversos riscos, como o risco financeiro, já que a presença de capital de terceiros eleva a volatilidade dos retornos sobre capital próprio do projeto. Esse problema de circularidade pode ser resolvido definindo-se uma estrutura de capital ótima, ideal. Além de resolver o problema de circularidade, o uso de uma estrutura de capital ótima evita que se estime uma estrutura de capital que reflita situações de curto prazo, possivelmente bastante diferente da que prevalecerá ao longo da vida do negócio. Terceiro, ela também aparece

5. A estrutura de capital está presente em todos os modelos de avaliação de investimentos e, certamente, exerce grande impacto na determinação da taxa de remuneração justa sobre os investimentos de uma empresa. Basicamente, as empresas podem obter recursos de duas formas: endividamento ou capital próprio. A combinação de financiamentos, incluindo dívida e patrimônio líquido, deverá ser escolhida objetivando-se a maximização dos valores dos projetos selecionados e, por conseguinte, o valor da empresa como um todo. Dessa forma, as empresas devem escolher a estrutura de capital que maximiza o preço de suas ações/quotas. Ao escolher o nível de endividamento e de utilização de capital próprio que satisfaz a condição acima, as empresas estarão determinando sua estrutura ótima de capital.

6. O uso do modelo mais simplificado, em que os diversos tipos de capital são agregados em capital próprio e de terceiros, pode ser justificado com base em pelo menos três argumentos. Primeiro, uma estrutura de capital muito detalhada muda com frequência, inclusive com a introdução de novos instrumentos financeiros que não estavam presentes na estrutura anterior, e qualquer definição a priori dessa estrutura fica prejudicada. Segundo, a quantidade de informações necessárias no caso de uma estrutura mais desagregada é maior, o que dificulta a aplicabilidade do modelo. Por fim, as mudanças pelas quais o setor de distribuição de gás passou ainda são recentes, o que significa que a estrutura de capital das empresas possivelmente ainda não está solidificada.

na estimativa do beta do capital próprio e, em consequência, também influi na definição do retorno ajustado pelo risco que será aplicado sobre o montante de capital próprio investido.

Uma questão relevante em qualquer discussão deste tema é a própria existência, ou não, de uma estrutura ótima de capital. De um lado, argumenta-se que a estrutura de capital não afeta o valor da firma (Modigliani e Miller (1958), Miller (1977)); de outro, pode-se concluir que a firma deve ter 100% de capital de terceiros (Modigliani e Miller (1963)). Ambos os resultados são inconsistentes com a evidência empírica. Uma estrutura ótima de capital, caso exista, deve ser explicada pelos *trade-offs* entre os custos e os benefícios de se utilizar dívida versus capital próprio. Os possíveis benefícios incluem: i) dedutibilidade da despesa financeira (*tax shield*), ii) vantagens de mecanismos de sinalização e iii) capacidade de se comprometer colateral nos empréstimos. Os custos incluem: i) custos de falência, ii) precificação de opções, iii) custos de agência, iv) *covenants* e *rating* e v) mercados imperfeitos e *signaling*.

O valor da firma é dado pelo valor esperado do fluxo de caixa descontado gerado pelos seus ativos. Esses ativos são financiados pelos investidores que detêm vários tipos de claims sobre o fluxo de caixa da firma. Os detentores de dívida têm um direito relativamente seguro sobre o fluxo através de garantias contratuais de um cronograma de pagamentos fixo. Os detentores de ações têm um direito de maior risco sobre o fluxo de caixa residual. O *mix* de dívida e *equity* (alavancagem) adotado pela firma determina a sua estrutura de capital. As firmas buscam emitir a combinação de dívida e *equity*, sujeita a diversas restrições, que maximiza o valor de mercado total. O *mix* de fundos afeta o custo e a disponibilidade de capital e, portanto, a decisão da firma com relação à investimento, produção e emprego.

Sob determinadas hipóteses o valor da firma é independente do *mix* de dívida e *equity*. Esta hipótese está implícita na proposição de invariância do valor formulada originalmente por Modigliani e Miller (1958).⁷ Ela está baseada no argumento de que o WACC permanece constante quando a alavancagem se altera. Supondo que os retornos dos projetos de investimentos são independentes dos mecanismos utilizados para os seus respectivos financiamentos esta abordagem implica que a alavancagem não tem nenhum efeito sobre o valor esperado do fluxo de caixa descontado da firma.

O artigo original de Modigliani e Miller (1958) sobre a estrutura financeira baseia-se em um número de premissas restritivas. Existe um conjunto amplo de modelos que buscam analisar as consequências de se relaxar uma ou mais destas hipóteses. Esta literatura demonstra que, uma vez que as premissas restritivas são relaxadas, as firmas podem alterar o valor esperado do fluxo de caixa mudando o grau de alavancagem.⁸

Existem duas variantes principais na literatura à abordagem de Modigliani e Miller. A primeira, implica em uma solução interna para o problema de otimização da alavancagem. A solução interna (o grau de alavancagem alvo) é definido como o *mix* de dívida e *equity* que maximiza o valor da firma. As firmas igualam o custo da dívida, em relação ao *equity*, para determinar a alavancagem ótima. A segunda, em sua forma mais forte, conclui que os recursos internos (lucros acumulados) são sempre mais baratos do que o endivi-

7. Como observado por Miller (1988), "*looking back now, perhaps we should have put more emphasis on the other, upbeat side of the nothing matters coin: showing what doesn't matter can also show, by implication, what does.*"

8. Ver, por exemplo, as resenhas da literatura em Harris e Raviv (1991) e Masulis (1988).

damento que, por sua vez, são sempre mais baratos do que recursos obtidos em mercados de *equity* externos. Como resultado, a alavancagem é determinada pela demanda de recursos em excesso aos limitados recursos internos. Esta hierarquia de custo de recursos tende a surgir em modelos que focam um único determinante para os custos relativos dos diferentes tipos de recursos.

2.4 Custo do Capital Próprio

O CAPM é um modelo de equilíbrio linear de precificação de ativos que expressa o custo de capital próprio como uma função do custo de oportunidade de se investir no mercado, a volatilidade do mesmo e o risco sistemático (não-diversificável) de se possuir capital na firma.⁹ O CAPM pode ser escrito a partir da soma: da i) taxa de juros de risco zero e ii) do beta do investimento multiplicado pelo prêmio de risco do mercado. Enquanto que os dois primeiros são dados por fatores de mercado, o beta é específico à firma.

$$E(r_E) = r_f + \beta_E[E(r_m) - r_f]$$

onde r_f é a taxa de retorno de risco zero, usualmente dada por títulos públicos de maturidade apropriada, $E(r_m)$ é o retorno esperado para o *portfolio* mercado, β_E é o risco sistemático do capital próprio e $[E(r_m) - r_f]$ é o prêmio de risco (MRP), o retorno do *portfolio* mercado menos a taxa de retorno de risco zero. E é o operador esperança (valor esperado).

O beta é um dado fundamental no CAPM, medindo a sensibilidade dos retornos de um ativo aos retornos do *portfolio* mercado, ou seja, o risco sistemático é determinado pela correlação entre o retorno da empresa e o retorno do *portfolio* mercado.¹⁰

Uma característica importante dos retornos obtidos a partir do CAPM é que eles são sempre expressos em termos nominais depois dos impostos. O motivo é relativamente simples – se dois investimentos de risco similar têm o mesmo retorno antes dos impostos, mas retornos líquidos diferentes depois dos impostos, então o investidor deve preferir aquele investimento com o maior retorno líquido. De fato, caso ambos os investimentos estejam disponíveis – por exemplo, como ações listadas em Bolsas de Valores – então o preço do investimento de maior retorno líquido deve aumentar em relação ao de menor retorno de tal maneira que os retornos depois dos impostos sejam equalizados.

Em geral, no Brasil, versões do CAPM são utilizadas para a especificação e determinação do custo do capital próprio e do custo do capital de terceiros. Esta é, em particular, a tradição seguida pela ANEEL e pela ARSESP.

9. O CAPM expressa a taxa de retorno como o retorno nominal sobre o capital próprio depois dos impostos. Ele estima a taxa de retorno a partir da perspectiva do investidor medida em termos do fluxo de caixa. Isto inclui o retorno período a período, assim como o valor para o investidor decorrente de qualquer eventual valorização líquida do capital.

10. A *proxy* usualmente adotada é o retorno de uma carteira de Bolsa de Valores.

2.5 Custo do Capital de Terceiros

Em geral, o custo de capital de terceiros é determinado somando-se à taxa livre de risco os prêmios de risco exigidos para se emprestarem recursos à empresa. Assim, o custo do capital de terceiros pode ser escrito como:

$$r_D = r_f + \beta_D r_c + r_{ad}$$

onde r_d é o custo de capital de terceiros, r_f é a taxa livre de risco, β_D é o beta do capital de terceiros, r_c é prêmio de risco de crédito e r_{ad} são os prêmios de risco adicionais que devem ser considerados. O prêmio de risco de crédito representa o *spread* acima da taxa livre de risco que as empresas pagam para contratar financiamentos no mercado de capitais.

2.6 Unidade de Conta - Inflação

Sob condições de inflação elevada e volátil as avaliações de investimentos são usualmente feitas em termos reais. Isto significa que os fluxos de caixa são estimados a partir de taxas de crescimento reais, desconsiderando-se qualquer componente decorrente de variações nos preços. Para assegurar-se a consistência, as taxas de desconto utilizadas nestes casos devem ser taxas reais.¹¹

Apesar da taxa de inflação esperada não ser uma variável explícita na estimativa do retorno sobre o capital próprio, ela está subjacente à estimativa do retorno de risco zero e do custo do capital de terceiros. Existem duas fontes de informações disponíveis para se determinar expectativas inflacionárias, mercados financeiros e estimativas oficiais.¹² No primeiro caso, a inflação esperada é dada pela diferença entre títulos indexados e não-indexados de mesma maturidade. No segundo, previsões de inflação são feitas a partir de modelos econométricos.

Para economias emergentes a estimativa de taxas reais de retorno pode ser feita a partir de um dos dois argumentos. O primeiro argumento supõe perfeita mobilidade do capital para economias com as maiores taxas reais de retorno. Neste caso, não pode haver diferenças entre taxas de risco zero reais para mercados distintos. Portanto, a taxa de risco zero real observada nos EUA pode ser adotada como a taxa real para qualquer mercado. O segundo argumento aplica-se caso existam fricções ou restrições ao fluxo de capital entre mercados. Neste caso, o retorno real esperado, no longo prazo, deve ser igual à taxa de crescimento real esperada de longo prazo, para termos um equilíbrio.

O WACC pode ser calculado em termos nominal (incluindo os efeitos da inflação) ou real (excluindo os efeitos da inflação). Quando o modelo price cap ($RPI - X$) é utilizado a avaliação da receita requerida deve ser feita em termos reais já que a paramétrica leva em consideração os recursos necessários derivados da inflação. Caso o WACC seja estimado em termos nominal, uma das maneiras de convertê-lo para real é através da seguinte fórmula, conhecida como relação de Fisher:

11. Para que os valores nominais possam ser convertidos em valores reais é preciso que elas sejam estimadas para um mesmo intervalo de tempo, ou então, que a taxa de inflação seja constante ao longo do intervalo que possa compreender todas as variáveis.

12. Oficiais no sentido de terem sido elaboradas por agências, órgãos ou entidades governamentais.

$$(1 + WACC_{real}) = \frac{(1 + WACC_{nominal})}{(1 + \pi^e)}$$

Onde π^e é a expectativa de inflação

Na estimativa do *WACC* é importante ser consistente utilizando-se do r_E e r_D em termos nominais e deflacionando o *WACC* nominal para real; ou deflacionando-se todos os parâmetros do custo de capital e calculando o *WACC* em termos reais.

Do ponto de vista teórico a conversão de valores nominais para reais, ou vice-versa, não é tão trivial como comumente se observa em documentos divulgados por reguladores no Brasil e em outros países. Na verdade, é importante que os pressupostos das abordagens usualmente adotadas sejam explicitados.

No Brasil, como em outros países que adotam um modelo regulatório baseado em incentivos, o fundamento para a determinação das tarifas é uma equação para a Receita Requerida, que caracteriza o fluxo de renda da concessionária. Esta Receita é representada abaixo, onde o lado direito expressa os componentes fundamentais que, na ausência de tributação, a receita deve cobrir:

$$\text{Receita Requerida} = \text{Custos Operacionais} + \text{Retorno do Capital} + \text{Retorno sobre o Capital}$$

Esta equação baseia-se na premissa de que, em qualquer ano, a receita total deve ser suficiente para cobrir os custos operacionais, mais um retorno do capital (depreciação) e um retorno sobre o capital. Para se incluir a tributação sobre a renda duas abordagens são possíveis. Na primeira, adiciona-se uma estimativa dos impostos como um custo de forma explícita no lado direito da equação, de modo que o retorno é entendido como aquele depois da tributação. Na segunda, o retorno é interpretado como antes da tributação e não se explicita um termo para os impostos na paramétrica acima.

Esta equação pode ser expressa em termos nominais ou reais. No segundo caso, tem-se a vantagem de se especificar uma trajetória de retornos reais para o capital (depreciação real) que pode ser mais interessante para a geração de tarifas reais que não serão afetadas pela inflação. Isto equivale a se adotar um critério para a depreciação (retorno do capital) baseado no custo corrente e uma taxa de retorno real sobre o capital (na medida em que a compensação pela inflação já está incluída no retorno do capital).

Caso seja aplicada sobre a vida útil do ativo, de modo que o retorno acumulado do capital seja equivalente ao seu custo histórico (real ou nominal) e o retorno sobre o capital seja aquele exigido pelo investidor (real ou nominal), então a equação acima corresponde ao critério de $VPL = 0$. Neste caso, incentivos para melhor eficiência são considerados, por exemplo, ao permitir que a concessionária se aproprie de lucros acima do projetado, decorrente de reduções de custos.

Enquanto que o retorno do capital é compensado pela inflação, a condição de $NPV = 0$ exige que o retorno sobre o capital seja expresso em termos reais.¹³

13. No caso do setor brasileiro de distribuição de energia elétrica o modelo regulatório adotado indexa pelo IGP-M os custos gerenciáveis, a chamada Parcela B.

O chamado problema da transformação decorre da derivação de um valor correto para a taxa de retorno real a partir de uma taxa de retorno nominal. Este problema surge na medida em que, geralmente, o WACC é estimado a partir de taxas de retorno calculadas em termos nominais.

2.7 Tributação

O WACC pode ser estimado em termos real ou nominal e antes ou depois da tributação. A discussão deste tema enfatiza que na definição de receitas o regulador deve levar em consideração os impostos pagos pela firma, dada a sua estrutura de capital. É esta estrutura que mantém a consistência entre a contabilidade regulatória e as premissas utilizadas no CAPM para a estimativa dos retornos relevantes.

A estimativa do WACC considerando os efeitos tributários pode ser feita de três maneiras distintas. Primeiro, o WACC *vanilla* depois dos impostos – $WACC_{PV}$ – dado pelo custo médio do *equity* e do *debt*. Multiplicado pela BRR ele determina o valor da receita permitida necessária para compensar os provedores de capital depois dos impostos diretos. Caso o $WACC_{PV}$ seja utilizado para se determinar a receita associada ao custo de capital, então, estas receitas devem incluir uma provisão adicional para o pagamento dos impostos diretos durante o ciclo regulatório levando-se em consideração a dedutibilidade da despesa financeira.

Segundo, o WACC depois dos impostos e da dedutibilidade da despesa financeira (*tax shield*) – $WACC_{NTS}$ – ajusta diretamente à base tributária decorrente da despesa com o pagamento de juros. Caso este custo de capital seja utilizado, então, a receita requerida associada à despesa tributária deve ser calculada, considerando-se que não existe qualquer dedutibilidade adicional associada ao pagamento de juros (para se evitar dupla contagem).

Terceiro, o WACC antes dos impostos – $WACC_{pre-t}$ – que *grosses up* o $WACC_{NTS}$. Caso ele seja utilizado então a receita requerida associada ao custo de capital já considerou a despesa tributária e a dedutibilidade da despesa financeira e, portanto, não é preciso qualquer outro ajuste na receita devido à tributação.

Seja $w = (D/(E+D))$. Então, as três definições de custo de capital consideradas acima são expressas como se segue.

WACC	Definição
$WACC_{PV}$	$(1-w)C_E + wC_D$
$WACC_{NTS}$	$(1-w)C_E + w(1-t)C_D$
$WACC_{pre-t}$	$\frac{(1-w)C_E}{(1-t)} + wC_D$

3. Custo de Capital da Comgás

O objetivo desta seção é resumir a metodologia adotada na revisão tarifária em 2004, em 2009 e aquela proposta para 2014. Em termos gerais, a metodologia adotada pela CSPE/ARSESP para a determinação da estrutura de capital, do custo do capital próprio e do capital de terceiros para remunerar a atividade de distribuição de gás natural no Estado de São Paulo, encontra referência na prática internacional. No entanto, uma análise mais detalhada demonstra que ela desconsiderou elementos importantes em sua proposta, que acabam por comprometer os conceitos adotados e os resultados encontrados.

3.1 Segundo Ciclo Tarifário (1ª Revisão Tarifária Quinquenal)

A metodologia para a estimativa do custo de capital e da estrutura de capital da Comgás foram apresentadas pela CSPE em duas Notas Técnicas.

1. Nota Técnica nº 1

A Nota Técnica nº 1, de outubro de 2003, da Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE, do Estado de São Paulo, trata da Metodologia para Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado.¹⁴ O item 3.3 desta Nota Técnica aborda o custo e estrutura de capital. O Anexo III detalha a metodologia para o custo de capital.

Os conceitos fundamentais são o *Weighted Average Capital of Cost (WACC)* e o *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. O custo médio ponderado de capital é determinado a partir de uma estrutura apropriada de capital, ou seja, a relação entre as participações de capital próprio da concessionária e o capital de terceiros (dívida), que minimiza o valor desse custo médio real do capital. Os dois componentes da estrutura (capital próprio e capital de terceiros) são considerados em termos reais e em moeda local, e após os impostos sobre a renda. Além disso, a determinação leva em consideração outros aspectos, tais como diferenças no valor do custo de capital pelo efeito do tamanho da empresa.¹⁵

Para determinar o valor do custo de capital real, após os impostos, a partir do WACC é necessário calcular: i) o custo do capital próprio, ii) o custo do capital de terceiros, iii) a estrutura de capital. Por fim, o WACC nominal deve ser convertido para o WACC real.

2. Nota Técnica nº 2

A Nota Técnica nº 2, de outubro de 2003, da Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE, do Estado de São Paulo, tratou da Determinação do Custo de Capital para a Companhia de Gás de São Paulo - Comgás.¹⁶ Esta Nota Técnica reafirmou a metodologia apresentada na Nota Técnica nº 1 e apresentou os resultados para a estimativa do WACC da Comgás.

14. Uma versão preliminar desta Nota Técnica foi divulgada em agosto do mesmo ano.

15. A Nota Técnica reconheceu que esse aspecto deve ser analisado em cada caso específico. Também pode ser considerada a existência de condições particulares de endividamento com organismos governamentais, diferentes das aplicadas no mercado financeiro privado.

16. Uma versão preliminar desta Nota Técnica foi divulgada em agosto do mesmo ano.

3.2 Terceiro Ciclo Tarifário (2ª RTQ)

A Nota Técnica nº RTC/01/2009, de janeiro de 2009, da ARSESP tratou da Determinação do Custo Médio Ponderado de Capital para a Companhia de Gás de São Paulo - Comgás. Esta Nota Técnica teve por objetivo apresentar a metodologia para determinação do custo médio ponderado de capital a ser aplicado no cálculo das tarifas da Comgás, conforme estabelecido no contrato de concessão nº CSPE/01/99, de 31/05/99. A análise mostra que ela preservou os fundamentos adotados na primeira revisão tarifária periódica da concessionária, com algumas exceções.

Para a ARSESP *"uma das premissas fundamentais de um marco regulatório que seja sustentável no tempo é a suficiência financeira do setor. Para isso é preciso prover aos operadores do sistema de uma rentabilidade que guarde relação com os custos econômicos que um investidor tem e que seja similar a outras atividades de risco comparável. Com relação ao custo de capital, o regime econômico sob o qual opera a atividade de distribuição de gás natural promove, para as empresas que prestam serviços regulados, um retorno razoável sobre o capital investido relacionado ao risco que assumam em suas atividades."*

A ARSESP reconheceu que a melhor prática regulatória internacional para determinar o custo de capital adota metodologias padronizadas, que *"promovem a transparência e oferecem maior certeza sobre quais são os elementos determinantes na taxa de retorno reconhecida."* Entre as metodologias consagradas, a que tem maior consenso é o WACC/CAPM. Assim, nesta Nota Técnica calculou-se cada um dos parâmetros dessa metodologia.

3.3 Quarto Ciclo Tarifário (3ª RTQ)

A Nota Técnica nº RTG/01/2014, de maio de 2014, da ARSESP trata da Determinação do Custo Médio Ponderado de Capital para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado do Estado de São Paulo.

É verdade que a metodologia proposta pela agência estadual segue, em termos gerais, a melhor prática internacional. Também é um fato que esta metodologia guarda uma forte correlação com aquela proposta e adotada no setor de distribuição de energia elétrica. Além disso, ficou claro que a ARSESP alterou, em pontos relevantes, a metodologia adotada para a primeira revisão tarifária periódica da Comgás. Por fim, a Nota Técnica divulgada em janeiro deste ano não elaborou sobre os efeitos da atual crise econômica sobre a metodologia em discussão.

A correta definição e estimativa do WACC é fundamental para a determinação do P_0 (tarifa inicial), conforme a metodologia definida na Nota Técnica nº 1, de outubro de 2003, da Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE, do Estado de São Paulo, que trata da Metodologia para Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado.

Em resumo, conforme entendimento do regulador o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) permite quantificar a gestão econômica da empresa, durante o ciclo tarifário, através do valor presente líquido (VPL) das receitas e despesas, calculado a partir: i) ds projeções para o ciclo tarifário de custos operacionais (OPEX) e custos dos investimentos (CAPEX); ii) do valor da Base de Remuneração Regulatória Líquida ao início do ciclo tarifário: $BRRL_i$; iii) do valor da $BRRL$ ao fim do ciclo tarifário, $BRRL_f$, que é definido como o

valor desse parâmetro ao início do ciclo mais os investimentos regulatórios líquidos (deduzidas as depreciações) realizados no ciclo e iv) do valor da taxa de retorno sobre o capital investido no ciclo tarifário.

O conceito fundamental da equação do *FCD* é que o *VPL* da receita é determinado de forma que o valor dos fluxos de caixa anuais, descontados à taxa de retorno definida para o ciclo tarifário (*WACC* real), seja igual à variação do valor da *BRR* durante o ciclo tarifário. Em outras palavras, a receita permitida é calculada de forma a permitir à empresa obter um retorno sobre o capital investido igual ao valor regulatório do custo de capital determinado na revisão tarifária.

3.4 Comparativo das Propostas

A tabela a seguir resume as principais características da metodologia para a definição do *WACC*. Em resumo, custo médio ponderado de capital é determinado pelo custo esperado de capital próprio e o custo esperado de endividamento, utilizando uma estrutura ótima de capital, como segue:

$$r_{WACC} = \left(\frac{P}{D+P} \right) r_P + (1-T) \left(\frac{D}{D+P} \right) r_D = (1-w_D) r_P + (1-T) w_D r_D$$

Onde r_{WACC} é o custo médio ponderado de capital, r_E é o custo do capital próprio, r_D é o custo da dívida, $w_D = D/(D+P)$ sendo P e D os montantes de capital próprio e de terceiros, respectivamente, e T é a alíquota do imposto de renda. Esse modelo, em resumo, também segue o *textbook case*. A seguir, são resumidas as principais premissas adotadas pela CSPE/ARSESP para a definição da estrutura de capital, do custo do capital próprio e do custo do capital de terceiros.

Estrutura de capital

<p>Primeira revisão</p>	<p>- Foi determinada com base em <i>benchmarking</i> regional e internacional, referido a empresas de distribuição de gás canalizado. A partir dessas informações foi definida uma banda, ou intervalo de valores aceitáveis. Comparou-se o nível de endividamento, no ano imediatamente anterior à data da revisão, com o intervalo definido como razoável. Se o valor declarado pela distribuidora estivesse no intervalo era considerado como a estrutura de capital apropriada. Caso contrário, adotava-se o extremo do intervalo de razoabilidade mais próximo, ao valor declarado, como a estrutura de capital apropriada. Considerou o grau de alavancagem resultante da avaliação do patrimônio, segundo os registros contábeis da empresa (valor de livros), e não o valor de mercado</p>
<p>Segunda revisão</p>	<p>- Foi determinada com base em <i>benchmarking</i> regional e nacional, a partir de experiências sob sistemas <i>price cap</i>, que considerou: i) distribuidoras de energia elétrica do Estado de São Paulo, ii) empresas distribuidoras de energia elétrica consideradas na recente</p>

	revisão tarifária da Aneel, iii) Grã-Bretanha, iv) Colômbia, v) Panamá e vi) El Salvador. Além disso, o valor intervalo de valor obtido foi comparado com a evolução da estrutura de capital efetiva da Comgás entre 2001-2007, utilizando o índice PNC/AP, que à época era bastante próximo do D/D+E
Terceira revisão - proposta	- Foi determinada com base em <i>benchmarking</i> nacional (setor elétrico, considerando empresas de vários portes e a estrutura vigente de capital estabelecida pela ANEEL no último processo de revisão tarifária), além de dados do setor efetivos da Comgás para o período 2012-2013

Fonte: CSPE, ARSESP.

Custo do capital próprio

Primeira revisão	<p>- Foi determinado com base no CAPM internalizado, dado por:</p> $k_e = r_f + \beta_e(r_m - r_f) + r_p + r_x + r_t$ <p>Onde k_e é a taxa de retorno ou custo de oportunidade do capital próprio, r_f é a taxa de retorno de um ativo livre de risco, β é o risco sistemático da indústria sob análise ou beta do capital próprio, r_m é a taxa de retorno de uma carteira diversificada ($(r_m - r_f)$ é denominada prêmio de mercado), r_p é o adicional por risco local, denominado risco país (um risco que não depende da indústria considerada), r_x é o adicional por risco de câmbio (um risco independente da indústria sob análise) e r_t é o adicional por tamanho em empresas de patrimônio pequeno</p> <p>- O risco de câmbio foi determinado a partir de uma adaptação da metodologia desenvolvida por Wolff (1987, 2000) que consiste em: i) definir o prêmio de risco cambial como a diferença entre o spread do câmbio no mercado futuro e a desvalorização verificada <i>ex-post</i>; ii) observar que essa diferença é igual ao risco cambial mais um fator aleatório não correlacionado, denominado <i>white noise</i>; e iii) aplicar um filtro de Kalman para eliminar esse ruído</p> <p>- A relação entre o beta alavancado e o beta desalavancado é dada por:</p> $\beta_L = \beta_U \left[1 + (1 - T) \left(\frac{D}{E} \right) \right]$ <p>Onde β_L é o beta do patrimônio ou beta alavancado, β_U é o beta do ativo ou beta desalavancado, D é o nível de endividamento, E é o patrimônio líquido e T é a ali-</p>
-------------------------	---

	<p>quota tributária</p>
Segunda revisão	<p>- Foi determinado com base no CAPM, na versão <i>Country Spread Model</i>, que incorpora o risco país:</p> $r_E = r_f + \beta_e(r_m - r_f) + r_p + r_s$ <p>Onde r_E é o custo de oportunidade do capital próprio, r_f é a taxa de retorno de um ativo livre de risco, β_e é o risco sistemático da indústria sob análise, r_m é a taxa de retorno de uma carteira diversificada, r_p é o prêmio de risco adicional por risco país e r_s é o prêmio adicional por risco do tamanho da empresa</p> <p>- O risco país foi definido da seguinte forma:</p> $r_p = r_s - r_c^B$ <p>Onde, r_s é o prêmio de risco soberano e r_c^B é o prêmio de risco Brasil</p>
Terceira revisão - proposta	<p>- O procedimento para a determinação do custo do capital próprio foi o mesmo utilizado na revisão tarifária anterior</p> <p>- No caso particular do prêmio de risco país, a ARSESP analisou quatro alternativas: i) abordagem do Ibbotson, ii) Abordagem de Damodaran, iii) abordagem de Clare e Kaplan (<i>Globally Nested CAPM</i>) e iv) <i>Country Spread Model</i>. A versão finalmente adotada está considerada nesta última alternativa</p>

Fonte: CSPE, ARSESP.

Custo do capital de terceiros

Primeira revisão	<p>- O custo marginal de endividamento representa a taxa com que a empresa pode captar recursos para o grau de alavancagem considerado na definição da estrutura de capital. Segundo ela, a opção mais adequada é o CAPM de dívida, que é consistente com o modelo geral do CAPM utilizado para o cálculo do custo do capital próprio. O custo marginal de endividamento (k_d) nominal antes dos impostos é determinado a partir da seguinte equação:</p> $k_d = r_f + r_p + r_x + r_t + ss$ <p>Onde r_f é a taxa livre de risco para a <i>maturity</i> da dívida que seja considerada, r_p é o adicional por risco país, r_x é o risco de câmbio, r_t é o adicional por risco tamanho, se aplicável, e <i>ss</i> é o <i>spread</i> adicional em função da qualificação de crédito que possa obter o negó-</p>
-------------------------	---

	cio
Segunda revisão	<p>- Foi calculado através da metodologia de CAPM. Desse modo o custo marginal de endividamento (CME) para um país emergente é dado por:</p> $CME = r_f + r_p + ss$ <p>onde r_f é a taxa livre de risco, r_p é o prêmio de risco país e ss é o <i>spread</i> adicional em função da qualificação do negócio</p>
Terceira revisão - proposta	- A metodologia é igual à utilizada na revisão tarifária anterior

Fonte: CSPE, ARSESP.

Conversão do WACC nominal para real

Primeira revisão	<p>- A ARSESP considerou uma taxa real após os impostos, na medida em que o contrato de concessão do serviço de distribuição de gás canalizado contempla a indexação tarifária</p> <p>- A relação entre o WACC real e o WACC nominal é derivada da relação de Fischer:</p> $(1 + WACC_{real}) = \frac{(1 + WACC_{nominal})}{(1 + \pi^e)}$ <p>Onde π^e é a expectativa de inflação</p>
Segunda revisão	- O procedimento para a conversão do WACC nominal para real foi o mesmo utilizado na revisão tarifária anterior
Terceira revisão - proposta	- O procedimento proposto para a conversão do WACC nominal para real foi o mesmo utilizado na revisão tarifária anterior (procedimento é implícito, na medida em que não foi apresentada pelo ARSESP a equação paramétrica para a conversão – foi suposta a relação de Fisher)

Fonte: CSPE, ARSESP.

A tabela a seguir resume as características das variáveis utilizadas em cada um dos ciclos.¹⁷

17. Claro que, para o segundo ciclo (1ª RTQ) e terceiro ciclo (2ª RTQ), as características das variáveis são as efetivamente aplicadas na revisão tarifária. Para o quarto ciclo (3ª RTQ), elas ainda estão em discussão.

	Primeira revisão	Segunda revisão	Terceira revisão
w_D	- <i>Benchmarking</i> regional e internacional – alavancagem de 40%	- <i>Benchmarking</i> regional e internacional – alavancagem de 45%	- Estrutura de capital efetiva da Comgás (PNC/AP) – alavancagem de 60%
r_f	- Rendimento do UST10; média aritmética para o período 06/98-06/03 da média semanal	- Rendimento do UST10; média aritmética para o período 01/04-12/08 da média mensal	- Rendimento do UST10; média aritmética para o período 01/00-12/13 da média mensal
r_p	- Diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil (EMBI+ Brasil) e o prêmio de risco de crédito do Brasil segundo a estimativa feita pela Aneel no âmbito da revisão tarifária do setor de distribuição de energia elétrica	- Prêmio de risco soberano do Brasil (EMBI+ Brasil); média aritmética diária para o período 01/04-12/08	- Prêmio de risco soberano do Brasil (EMBI+ Brasil); média aritmética diária para o período 01/00-12/13
r_x	- Aplicação do filtro de Kalman à série (últimos 36 meses) das diferenças do logaritmo de cotação do contrato futuro a um mês no início do mês e o logaritmo do tipo de câmbio vendedor (Ptax) do dia anterior ao vencimento do contrato	- Não considerado	- Não considerado
β_U	- Estimado a partir de uma amostra de empresas dos EUA pertencentes ao CIIU 4924 utilizando um horizonte de cinco anos e o método de <i>full information betas</i> com ajuste Vasicek e atraso, segundo Ibbotson	- Estimado a partir de uma amostra de empresas dos EUA pertencentes ao CIIU 4924, feita uma seleção de empresas cujo <i>core business</i> é a distribuição de gás	- Estimado a partir de uma amostra de empresas da Grã Bretanha. Beta foi desalavancado e, em seguida, alavancado pela estrutura de capital da Comgás
β_U total	- Resultado dos seus componentes	- Resultado dos seus componentes	- Resultado dos seus componentes
B_L	- Equação de Hamada utilizando alíquota estatutária e alavancagem de 40%	- Equação de Hamada utilizando alíquota estatutária e alavancagem de 45%	- Equação de Hamada utilizando alíquota estatutária e alavancagem de 60%
$r_m - r_f$	- Estimado sobre o mercado dos EUA como <i>spread</i> entre o rendimento do UST10 e o	Estimado sobre o mercado dos EUA como <i>spread</i> entre o rendimento do UST10 e o	- Estimado sobre o mercado dos EUA como <i>spread</i> entre o rendimento do UST10 e o

	Primeira revisão	Segunda revisão	Terceira revisão
	rendimento do S&P500 para o período entre 1926 e 2000 (75 anos), com base na média aritmética	rendimento do S&P500 para o período entre 1926 e 2000 (75 anos), e Damodaram (1928-2007), com base na média aritmética	rendimento do S&P500 para o período entre 1926 e 2012 (87 anos), com base na média aritmética
ss	- Diferença entre o <i>spread</i> sobre a taxa livre de risco requerido nos EUA para papéis comerciais de classificação creditícia (rating ba2/BBB-) e <i>maturity</i> de aproximadamente 10 anos e valor reconhecido como risco país	- Média da diferença entre <i>spreads</i> estimados pela Reuters com uma maturidade de 10 anos e qualificação BB-	- Média da diferença entre <i>spreads</i> estimados pela Reuters com uma maturidade de 10 anos e qualificações BB- e BBB0
π^e	- <i>Spread</i> dos rendimentos dos bônus do tesouro dos EUA não indexados e indexados (US e TIPS) de 10 anos; período 06/98-06/03	- Estimativa do FMI no <i>World Economic Outlook</i> de 10/09	- Média da projeção de oito instituições (FED, ONU, FMI, EC, OCDE, Banco Mundial, Casa Branca e The Economist)

Fonte: CSPE, ARSESP.

A tabela abaixo resume os resultados da metodologia utilizada em cada um dos ciclos tarifários, para a Comgás.¹⁸

	Primeira revisão	Segunda revisão	Terceira revisão
Alavancagem (D/(D+E))	40,00	45,00	60,00
Alíquota tributária	34,00	34,00	34,00
Custo de capital próprio nominal após impostos	16,49	13,44	13,88
Custo do capital de terceiros após impostos	9,42	8,20	7,54
Custo de capital nominal	13,66	11,08	10,07
Inflação esperada	1,70	1,40	1,77
Custo de capital real após impostos	11,76	9,55	8,15

Fonte: CSPE, ARSESP.

A estimativa do custo do capital próprio é apresentada a seguir.

18. A pequena diferença entre os valores desta tabela e aqueles apresentados nas Notas Técnicas do regulador são devidas a erros de arredondamento e/ou truncamento.

	Primeira revisão	Segunda revisão	Terceira revisão
Taxa livre de risco	5,14	3,36	3,91
Beta ajustado por risco regulatório	0,66	0,71	0,78
Prêmio de risco de mercado	8,20	7,66	6,77
Prêmio de risco Brasil	4,08	4,63	4,69
Prêmio de risco cambial	1,84	-	-
Prêmio tamanho	-	-	-
Custo do capital próprio nominal após impostos	16,49	13,44	13,88

Fonte: CSPE, ARSESP.

A estimativa do custo do capital de terceiros é apresentada a seguir.

	Primeira revisão	Segunda revisão	Terceira revisão
Taxa livre de risco	5,14	4,63	3,91
Prêmio de risco Brasil	4,08	3,36	4,69
Prêmio de risco cambial	1,84	-	-
Prêmio de risco corporativo	3,22	4,43	2,82
Custo de capital de terceiros nominal antes dos impostos	14,28	12,42	11,41
Custo de capital de terceiros nominal após impostos	9,42	8,20	7,53

Fonte: CSPE, ARSESP.

Por fim, o beta e o grau de alavancagem são indicados abaixo.¹⁹

	Primeira revisão	Segunda revisão	Terceira revisão
Beta			
Desalavancado	0,46	0,46	0,39
Alavancado	0,66	0,71	0,78
Alavancagem			
D/(D+P)	0,40	0,45	-
P/(D+P)	0,60	0,55	-
D/P	0,67	0,82	
PNC/AP			0,60

Fonte: CSPE, ARSESP.

19. Seja $D/(D+E) = x$; então, $D/E = x/(1-x)$.

4. Avaliação da Proposta Metodológica da ARSESP

O objetivo desta seção é avaliar a proposta elaborada pela ARSESP para a definição e estimativa do custo e da estrutura de capital a serem aplicados na revisão tarifária do quarto ciclo das concessionárias de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo. Antes da avaliação propriamente dita é importante situar o atual momento econômico do Brasil e de outras economias emergentes e desenvolvidas.

4.1 Considerações Gerais

A crise de crédito iniciado nos Estados Unidos no segundo semestre de 2007, a partir do estouro de uma bolha especulativa no mercado imobiliário, provocou um efeito dominó, com desvalorização de ativos financeiros e a quebra de instituições. O agravamento e a generalização da crise – que resultaram em uma crise de dívida soberana nas principais economias desenvolvidas – tiveram efeitos marcantes. Em particular, aumentou a incerteza e a aversão ao risco, implicando em crédito mais caro e escasso. Os fluxos internacionais de capitais diminuíram sensivelmente e foram observadas fugas de capital das principais economias emergentes, dentre elas, o Brasil.

Além disso, os fluxos de comércio internacionais também foram reduzidos em decorrência da queda do consumo nas economias mais desenvolvidas, com efeitos multiplicadores sobre o emprego e a renda em escala global, contribuindo para um forte viés de baixa no crescimento do PIB mundial.

Os efeitos da crise no Brasil começaram repentinamente, depois de um período em que a economia brasileira estava crescendo no ritmo mais elevado desde meados dos anos 1990, ajudada pelo preço recorde das *commodities* e pela expansão do crédito doméstico. Dois eventos demarcaram o agravamento da crise no País. Primeiro, a venda em massa de ações na Bolsa de Valores de São Paulo, com a queda singular das cotações e dos índices. Segundo, a desvalorização do real, provocando perdas inesperadas nos contratos de derivativos em moeda estrangeira, que eram utilizados pelas empresas para limitar a sua exposição à volatilidade do mercado cambial.²⁰

Neste cenário, local e internacional, o governo brasileiro adotou um conjunto de medidas para dar sustentação à continuidade do processo de crescimento econômico. Em particular, o Ministério da Fazenda e o Banco Central do Brasil adotaram inúmeras medidas para assegurar o crédito à empresas e consumidores finais. Assim, a expectativa é de retração no volume de crédito, de aumento relevante do seu custo e, em termos gerais, de diminuição da atividade econômica. O resultado esperado será o aumento do desemprego e a queda do PIB e dos investimentos nos próximos semestres.²¹

20. Notícias e fatos relevantes publicados indicam que diversas empresas fizeram esse tipo de contrato e que muitas tiveram grandes prejuízos. O temor sobre quantas outras podem apresentar prejuízos espalhou mais incerteza e contribuiu para a redução da oferta de crédito pelos bancos.

21. Uma avaliação recente feita pelo Teixeira Filho *et al.* (2009) sobre as perspectivas de investimentos no Brasil no período 2009-2012, em um contexto de crise, concluiu que "[...] a crise financeira internacional deverá ter efeitos mais significativos sobre os investimentos na indústria, seguida pela construção residencial."

Em particular, o cenário setorial do setor de distribuição de gás natural deve ser analisado considerando-se as possíveis trajetórias para a economia brasileira e mundial, no âmbito da atual crise. É sabido que a deterioração da atividade econômica no Brasil, e em outras economias, irá restringir os graus de liberdade das empresas na condução dos seus negócios. Em particular, a queda da demanda e as condições de acesso ao mercado de crédito (prazo, taxas e volumes disponíveis) acabarão por condicionar os resultados da Comgás nos próximos períodos.

Em resumo, não é razoável desconsiderar o atual momento econômico, e a sua evolução próxima, na determinação do custo e da estrutura de capital da Comgás no âmbito da atual revisão tarifária periódica, sob pena de comprometer a consistência e a razoabilidade da metodologia e do resultado proposto pelo regulador. Os dados deixam claro que a crise: i) aumentou a volatilidade dos retornos dos ativos e das taxas de câmbio em todos os mercados, ii) aumentou o risco país, o que afeta o custo de capital próprio e iii) reduziu o fluxo de capitais para os países emergentes, o que impacta o custo de capital de terceiros. Nestas condições, muito similares àquelas observadas quando da revisão tarifária anterior, que já refletia uma crise econômica global.

Em um cenário de deterioração da estabilidade macroeconômica mundial, desconsiderar o risco cambial para empresas (inclusive concessionárias de serviços públicos) implica em penalizar a remuneração *ex-ante* esperada. Alegar que o reajuste anual tarifário previsto no contrato de concessão, por estar correlacionado com um índice de preço que depende da taxa de câmbio, já contempla variações cambiais, é desconsiderar o fundamento conceitual do prêmio de risco cambial, explicitado nas Notas Técnicas da ANEEL, na primeira Nota Técnica da CSPE e em estudos econométricos sobre o tema. Por fim, considerar que a dívida da concessionária está quase totalmente nominada em Reais não segue a prática regulatória brasileira de apenas referenciar os dados efetivos das empresas quando da estimativa do custo e da estrutura de capital. De fato, tanto a ANEEL quanto a ARSESP fazem pouco uso das informações reais sobre a estrutura de financiamento e o custo efetivo de capital das concessionárias quando das revisões tarifárias. Assim, apenas observar que o financiamento externo é praticamente inexistente não elimina a possibilidade da empresa buscar acesso à esta fonte de capital em função de modificações no custo de cada uma das disponibilidades. Além deste impacto, também deve ser ressaltado aquele sobre a competitividade (via preços relativos) da concessionária.²²

A seguir, são feitas considerações iniciais sobre temas da metodologia considerados fundamentais para assegurar a consistência, a completude, a transparência e a razoabilidade do resultado estimado pela ARSESP. Estes temas tratam: i) da equação paramétrica para a determinação do WACC, ii) da consistência das séries temporais utilizadas e iii) janela temporal das séries.

1. Equação Paramétrica para Determinação do WACC

O modelo proposto pela ARSESP na Nota Técnica nº RTG/01/2014 para a determinação do custo de capital por meio do cálculo do WACC, após os impostos, segue o *textbook case*, resumido no capítulo 2.²³

22. Na discussão do risco de estrutura de mercado, a questão do risco cambial e a competitividade da Comgás são mais detalhadas na discussão sobre o prêmio de risco de estrutura de mercado.

23. A diferença em relação, por exemplo, ao setor elétrico, é apenas de notação.

2. Consistências das Séries Temporais Utilizadas

No que foi possível concluir, as séries temporais utilizadas pela ARSESP na Nota Técnica possuem as seguintes características:

Variável	Valor	Série	Período	Frequência
w_D	0,60	AP e PNC da Comgás	2012 e 2013	Anual
r_f	3,91%	USTB-10, do US Treasury	01/2000 a 12/2013	Mensal
r_p	4,69%	EMBI+, do	01/2000 a 12/2013	Mensal
r_m	6,77%	Índice Composto de S&P500, do Ibbotson	1926 a 2012	Anual
β_e	0,78	Ofgem	Não menciona	Não menciona
r_s	1,32%	Spread entre CAPM e CAPM + R_s , do Ibbotson	2005 a 2012	Trimestral
SS	2,82%	Spread entre Baa3/BB- e Ba3/BB-	2000 a 2013	Anual
Inflação (π)	1,77%	Média para a projeção da inflação nos EU calculada a partir oito fontes	2014 e 2015	Anual

Fonte: ARSESP.

Considerações iniciais sobre as variáveis:

- No caso do w_D , apesar da Nota Técnica apresentar informações para o período 2001 a 2013, a média foi calculada com base exclusivamente nos anos de 2012 e 2013. As séries utilizadas (dados contábeis da Comgás) foram o Ativo Permanente - AP e Passivo Não Corrente - PNC;
- No caso do r_f , apesar da Nota Técnica refere-se a um período de "quinze anos", apesar de calcular a média para o período de janeiro de 2000 a dezembro de 2013, ou seja, quatorze anos;
- No caso do r_p , apesar da Nota Técnica referenciar o valor de 4,69%, a média do período considerado é de 4,72%;
- No caso do r_s , os dados utilizados são referentes ao primeiro trimestre de cada ano. Este prêmio foi considerado apenas para a GBD e GNSPS;
- No caso da inflação, a Nota Técnica não especifica a equação paramétrica para a conversão de valores nominais para valores reais. A suposição é que tenha sido adotada a relação de Fisher (mencionada anteriormente);
- Existem alguns problemas de consistência na base de dados, com informações de empresas dos Estados Unidos, do Brasil e do Reino Unido, para períodos distintos, que são combinados para a definição de outras variáveis.

Proposta da Comgás:

A Contribuição da Comgás é que seja explicitada a equação paramétrica para a conversão de variáveis nominais em reais, como feito anteriormente, a relação de Fisher:

$$(1 + WACC_{real}) = \frac{(1 + WACC_{nominal})}{(1 + \pi^e)}$$

3. Janela Temporal das Séries

Duas considerações – ou mesmo, requisitos – são fundamentais para a definição da janela temporal utilizada para definição dos valores das séries consideradas na Nota Técnica. A primeira é que a seleção da janela deve ser fundamentada. Este requisito também não foi observado pela ARSESP.

A segunda é que a janela deve ser – a princípio – a mesma para todas as variáveis consideradas na estimativa do WACC. Este requisito também não foi observado pela ARSESP, que adotou períodos entre 2 (dois) e 87 (oitenta e sete) anos na estimativa do WACC da Comgás (e, também, da GBD e da GNSPS). No caso de três variáveis, a janela foi de 14 (quatorze) anos: r_f , r_p e SS. Para duas variáveis, a janela foi de dois anos: w_D e inflação. No caso do β_e , dado o critério adotado pela ARSESP, não foi detalhado a janela (e, até mesmo, as empresas consideradas – foi feita referência, apenas, ao estudo da OFGEM).

Proposta da Comgás:

A Contribuição da Comgás para a Nota Técnica é que seja adotada uma janela de 14 (quatorze anos) para o cálculo da estrutura de capital, da taxa livre de risco, do prêmio de risco país e do *spread* adicional em função da qualificação do negócio.

O problema da definição da janela não é novo. Ele já ocorre no setor elétrico, em particular, e no setor de saneamento e abastecimento de água. Por exemplo, recentemente, no âmbito do processo de revisão tarifária (primeiro ciclo tarifário) da Sabesp, a empresa, em sua Contribuição para Consulta Pública nº 01/2012, argumentou não apenas o uso de uma janela única para todos os dados, mas, também, que "[...] a seleção da janela temporal deve seguir uma lógica concreta. A Sabesp avaliou três possibilidades para a data de início da janela: 1. Estabilização da economia em 1994, com a entrada do plano real. 2. Entrada da Sabesp no mercado de capitais em 2002. 3. Avaliação do comportamento de risco da empresa no mercado acionário (Beta)."

Em sua "Respostas à Consulta Pública para WACC", a ARSESP respondeu que "[...] não aceita a sugestão, pois a sua aceitação implicaria na sobreestimação do risco da empresa e da sua correspondente taxa de remuneração, em prejuízo ao consumidor." Ora, é entendimento que toda Agência Reguladora deve manter o equilíbrio entre os interesses dos prestadores de serviços (neste caso, a concessionária), dos usuários e do governo, sendo que uma das suas principais atribuições é garantir a qualidade na prestação dos serviços. O contrato de concessão, apesar de ser assinado entre o Estado e a concessionária, representa uma relação trilateral entre Estado, prestadora e usuário, onde esse último é o destinatário final dos serviços concedidos.

Conforme, por exemplo, Souto (2002: 373) "a função regulatória é compatível com cada uma das funções da Administração Pública (discricionária, de direção, normativa e sancionatória), variando conforme o tipo de atividade (polícia administrativa, gestão de serviços públicos, ordenamento econômico e ordenamento social); o motivo do destaque é que as demais funções (em especial, a regulamentar) são orientadas por critérios políticos, ao passo que a função regulatória é técnica e seus critérios multidisciplinares devem ser orientados por uma política regulatória que busque o equilíbrio entre os interesses envolvidos (Poder Público, Fornecedor e Consumidor)."

4.2 Estrutura de Capital

Na operacionalização dos conceitos teóricos sobre a estrutura de capital, três casos são identificados no caso brasileiro: i) revisão tarifária das concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica no Brasil, realizadas pela ANEEL, ii) revisão tarifária das concessionárias de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo, conduzidas pela ARSESP e iii) revisão tarifária das concessionárias de concessão (federal e estadual) rodoviária conduzidas pela respectiva Agência Reguladora (no caso federal, pela ANTT).

A ANEEL, em particular, nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica, procura encontrar uma faixa de variação para a estrutura ótima de capital. No início, a ANEEL baseou-se em uma análise da evolução da relação dívida/ativos de empresas de diversos países que atuam no setor de distribuição de eletricidade. Os países que fazem parte da amostra são: Argentina, Chile, Grã-Bretanha e Austrália, além do Brasil. Esses países foram agrupados em dois grupos, de acordo com seu grau de desenvolvimento e tipo de regulação do setor de distribuição, e foram calculadas faixas para a razão dívida/ativos desses grupos. Essas faixas foram então combinadas de maneira a produzir uma faixa de referência contra a qual os dados das empresas brasileiras pudessem ser comparados. Após essa comparação, foi estabelecida uma faixa de 50% a 60% para a relação dívida/ativos, tendo sido adotado o valor de 50% como meta pontual.

Para a determinação da estrutura ótima de capital aplicada no terceiro ciclo tarifário, a ANEEL utilizou dados das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, no período entre 2006 e o ano da revisão tarifária do segundo ciclo tarifário de cada empresa. Mais recentemente (a proposta para o quarto ciclo tarifário), a ANEEL pretende determinar a estrutura ótima de capital a partir do levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, nos anos de 2011 e 2012.

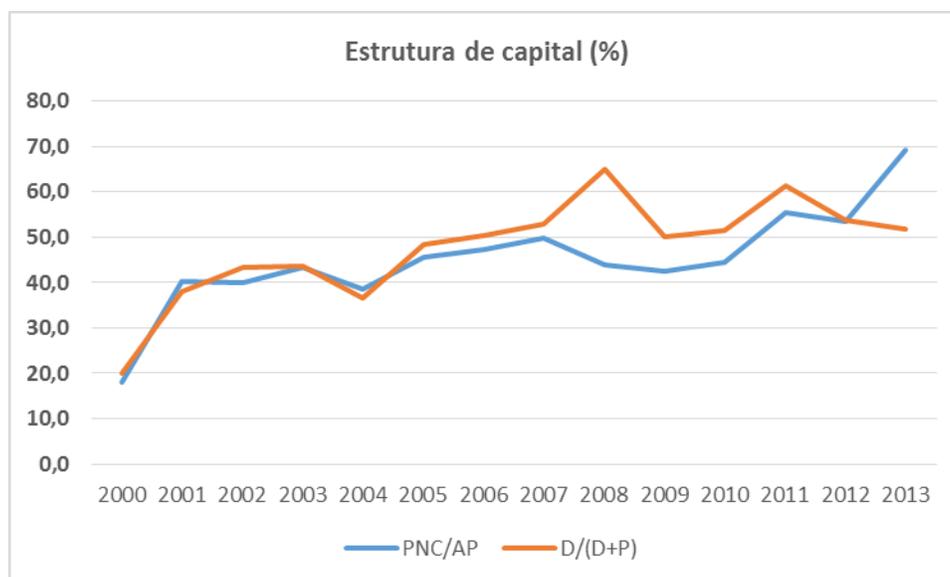
Já na determinação da estrutura ótima capital das empresas de transmissão de energia elétrica a ANEEL organizou as empresas em dois grupos: i) empresas existentes (a partir da Resolução Aneel nº 166/00) e ii) e empresas licitadas, vencedoras dos leilões públicos ocorridos a partir do ano 2000. Esta análise permite avaliar o comportamento da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas, fornecendo subsídios, com base na realidade das empresas brasileiras, para se definir uma estrutura ótima de capital para o segmento de transmissão de energia elétrica. Para o cálculo da relação D/V, foram utilizados dados dos balanços patrimoniais das empresas, adotando-se as seguintes convenções: i) capital de terceiros: representam recursos originários de terceiros utilizados para a aquisição de ativos de propriedade da entidade (corresponde ao passivo exigível) e ii) capital próprio: são os recursos originários dos sócios ou acionistas da entidade ou decorrentes de suas operações sociais (corresponde ao patrimônio líquido).

A ARSESP, no passado, estimou a estrutura de capital da Comgás a partir de uma análise de *benchmark* financeiro no âmbito regional (Brasil e América Latina) e internacional, referido a empresas de distribuição de gás canalizado. A partir dessas informações foi definida uma banda ou intervalo de valores aceitáveis, da estrutura de capital. Levando em consideração o estabelecido nos contratos de concessão, é comparado o nível de endividamento, informado por cada concessionária, no ano imediatamente anterior à data da revisão, com o intervalo definido como razoável. Se o valor declarado pertence a esse intervalo, é considerado como a estrutura de capital apropriada para a definição do custo

de capital. Se esse não for o caso, adota-se o extremo do intervalo de razoabilidade mais próximo, ao valor declarado pela distribuidora, como a estrutura de capital apropriada.

Essa análise foi realizada considerando o nível de alavancagem resultante da avaliação do patrimônio, segundo os registros contábeis da empresa (valor de livros), e não o valor de mercado. Devem ser levados em consideração os passivos gerados pelos financiamentos. É determinado assim um intervalo de endividamento razoável ou aceitável de 40 a 50% do total do capital, com base nas considerações apresentadas a seguir.

A figura abaixo apresenta os valores para a estrutura de capital da Comgás para o período 2000 a 2013, onde PNC é o Passivo Não-Circulante, AP é o Ativo Permanente, D é a dívida e E é o Patrimônio Líquido.²⁴ As informações foram obtidas do Relatório (antigo Parecer) dos Auditores Independentes da Comgás, e que estão disponíveis no *website* da Comissão de Valores Mobiliários - CMV, para cada um dos exercícios sociais.



Os valores estão apresentados na tabela abaixo:

24. O cálculo foi feito a partir dos demonstrativos financeiros da empresa e, portanto, não considera que o valor do ativo permanente, do ponto de vista regulatório, deve ser ajustado para a obtenção da base de remuneração regulatória.

	AP	PNC	D	P
2000	1.092.357	197.519	123.865	841.162
2001	1.227.833	494.825	361.164	828.888
2002	1.327.149	530.290	407.036	886.945
2003	1.444.914	627.506	428.092	911.785
2004	1.596.635	616.948	455.525	945.461
2005	1.931.924	880.091	719.873	881.257
2006	2.200.487	1.042.604	897.119	1.050.011
2007	2.420.120	1.206.738	1.040.972	1.076.474
2008	2.645.266	1.163.206	982.984	839.093
2009	2.848.701	1.211.091	1.016.456	1.303.652
2010	3.038.079	1.353.761	1.106.106	1.376.400
2011	3.304.491	1.828.108	1.535.121	1.209.004
2012	3.624.159	1.933.360	1.560.887	2.173.719
2013	4.132.663	2.859.534	2.505.004	2.656.439

Os valores médios para essas *proxies* da estrutura ótima de capital são:

	Média de 14 anos (2000 a 2013)
PNC/AP (conceito ARSESP)	45,15
D/(D+P)	47,54

Fonte: calculado com base nas demonstrações financeiras auditadas da Comgás.

O ajuste na janela temporal para o cálculo de PNC/AP resulta em uma alavancagem de 45,15%. O indicador D/(D+P) é o que melhor expressa a alavancagem da firma (nesse caso, uma *proxy* para a estrutura ótima de capital), e resulta em uma alavancagem de 47,54%.

Diversas justificativas podem ser mencionadas para esta revisão do critério definido pela ARSESP.

A própria ARSESP utilizou como indicador de alavancagem o D/(D+P), quando, por exemplo, na Nota Técnica nº RTS/01/2011 do processo de Revisão Tarifária da SABESP e nas respostas à Consulta Pública que gerou a mencionada Nota Técnica, afirmou que determinou a alavancagem adotada com base em *benchmarking* de empresas de saneamento norte-americanas semelhantes à SABESP. O indicador que foi avaliado e apresentado na Nota Técnica, conforme a tabela presente no anexo 2 da mesma foi o "*Debt-to-Capital*", indicador idêntico ao proposto acima.

Além disso, na Nota Técnica nº RTC/01/2009, da Revisão Tarifária do terceiro ciclo tarifário da própria Comgás, na apresentação do *benchmarking* realizado à época, são apresentados nas tabelas 7 e 8 como indicador de alavancagem o mesmo conceito.

Adicionalmente, entre as referências teóricas apresentadas na Nota Técnica nº RTG/01/2014, consta o trabalho intitulado "A Study into Certain Aspects of the Cost of

Capital for Regulated Utilities in the U.K.", que define alavancagem (*gearing*) através desse mesmo conceito.

Por fim, o Contrato de Concessão para Exploração de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado celebrado entre a Comgás e o Estado de São Paulo, em sua Cláusula Décima Terceira, Décima Subcláusula, estipula que: "*Para permitir à Concessionária a oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre sua base de ativos, a CSPE levará em conta: 1. a razão dívida/capital próprio da Concessionária; e 2. o custo de oportunidade do capital.*"

Ainda, é importante ressaltar que a metodologia utilizada pela ARSESP para definir a estrutura ótima de capital para a Comgás deve, ainda, considerar os efeitos de uma crise econômica que ainda não foi totalmente debelada (no Brasil e nas economias mais desenvolvidas). Como sugerido acima, é de se esperar que as limitações ao crédito impliquem em redução do grau de alavancagem, com o aumento do custo médio de capital, *ceteris paribus*.

Em que pese a discordância do indicador adotado pela ARSESP (PNC/AP) e a série temporal de 2 anos adotada, uma análise detalhada dos números utilizados e que resultaram em uma alavancagem de 61,3%, revela que seriam necessários alguns ajustes fundamentais no Passivo Não Circulante: i) somar a ponta ativa dos derivativos, registrada no Ativo Não Circulante e ii) excluir os Passivos Não Onerosos classificados nessa rubrica. O resultado desses ajustes é demonstrado a seguir.

	2012	2013	Média
PNC	1,933,360	2,859,534	2,396,447
(-) Instrumentos Financeiros Derivativos	-125,768	-257,814	-191,791
(-) PNC Não Onerosos	-372,473	-354,530	-363,502
PNC Ajustado	1,435,119	2,247,190	1,841,155
AP	3,624,159	4,132,663	3,878,411
PNC Ajustado / AP	39.6%	54.4%	47.0%

Fonte: Comgás.

Além disso, é válido lembrar que a elaboração do indicador não levou em conta o saldo da Conta Corrente Regulatória na alavancagem. Essa Conta Corrente tem mantido saldos acima dos R\$ 200 mm há 2 anos (mar-2012) e teve média nos últimos 6 anos também de R\$ 200 mm, atingindo um pico de mais de R\$ 500 milhões. Sugere-se, portanto, levar em conta essa excepcionalidade. Além disso, dado que o WACC será aplicado sobre a base de remuneração regulatória, a determinação do índice de alavancagem deve ser estabelecida levando em conta esse item, e não o Ativo Permanente, que está registrado a custo histórico. Esse conceito está descrito no PRORET da ANEEL e no material da OFGEM utilizado como referência da Nota Técnica da proposta ARSESP (glossário): "*gearing - A ratio measuring the extent to which a company is financed through borrowing. Ofgem calculates gearing as the percentage of net debt relative to the Regulatory Asset Value (RAV)*".

Há de se registrar também que a realização do volume aquém do previsto pela ARSESP no plano regulatório do 3º ciclo, mas com total e absoluto cumprimento das restantes metas de qualidade, segurança, continuidade e do nível de investimentos, implicou em: i) A restrição de distribuição de dividendos para os acionistas (observada principalmente nos dois últimos anos); e ii) a necessidade de incremento do nível de endividamento em

valor absoluto (termos monetários) (única forma de obter os fundos suficientes para atender o nível de atividade comprometido), dado o não atingimento da geração de caixa operacional prevista.

Proposta da Comgás:

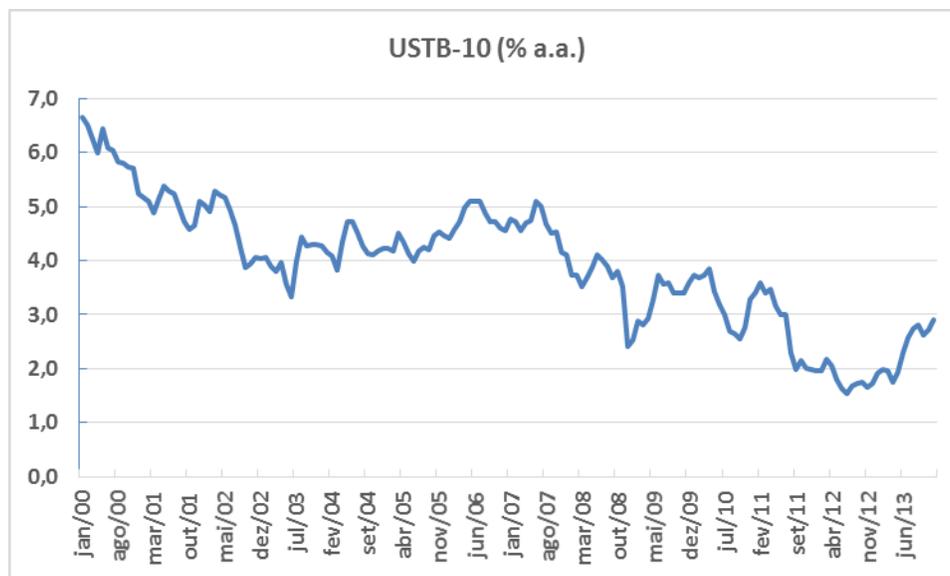
A contribuição da Comgás para a Nota Técnica é que a alavancagem ótima para as concessionárias seja estabelecida considerando um período de 14 anos, entre 2000 e 2013, resultando em 45%.

4.3 Custo do Capital Próprio

A estimativa do custo de capital próprio pelo CAPM segue a melhor prática internacional. No entanto, alguns aperfeiçoamentos na metodologia proposta pela ARSESP podem ser feitos.

1. Taxa Livre de Risco

A ARSESP determinou a taxa livre de risco a partir do "[...] rendimento de instrumentos soberanos emitidos por países com baixa probabilidade de inadimplência. [...] o rendimento do bônus do Tesouro dos EUA é a opção mais usada nos países que utilizam o dólar como moeda de referência." Ainda segundo a Agência Reguladora, os rendimentos dos títulos de 90 dias são livres do risco de inadimplência. No entanto, apresentam elevada volatilidade. Para investimentos de longo prazo o uso de instrumentos de prazo mais longo é mais compatível. Assim, a ARSESP considera os títulos de 10 anos (USTB-10). A figura abaixo apresenta a evolução da série USTB1-10 para o período jan/2000 a dez/2013. Os dados são mensais.



É evidente na figura acima a mudança na evolução desse instrumento financeiro a partir de ago/2007, em função da crise do mercado hipotecário de subprime naquele país. Essa tendência permanece até o início de 2012. As perspectivas para esse instrumento, decorrente da estabilização dos mercados financeiros é de alta, o que implicará em uma taxa livre de mais elevada para os próximos anos.

Proposta da Comgás:

A Contribuição da Comgás para a Nota Técnica é que seja mantida a proposta da ARSESP apresentada na Nota Técnica, ou seja, que a taxa livre de risco seja medida pelo USTB-10, considerando uma janela de 14 anos.

2. Beta

O parâmetro mais importante no cálculo do custo do capital próprio (no CAPM) é o beta do ativo (nesse caso, da firma). O CAPM pode ser escrito como:

$$r_E = r_f + \beta_E(r_m - r_f) = \beta_E r_m + r_f(1 - \beta_E)$$

O modelo original foi concebido teoricamente e suponha com comportamento "*forward looking*". Uma leitura atenta da contribuição original de Sharpe permite concluir que o mercado mensura o risco sistemático analisando as covariâncias esperadas dos retornos do ativo com relação àqueles do mercado. A suposição é que estas covariâncias são estimadores eficientes e não-viesados das relações observadas *ex-post*.

Tradicionalmente, as relações no CAPM são estimadas a partir de regressões lineares simples sobre os retornos históricos, onde a variável dependente é o retorno do ativo e a única variável independente é o prêmio de risco mercado. O cuidado é que os retornos considerados sejam para o mesmo período.

O prêmio de risco mercado é simplesmente a diferença entre o retorno do portfolio e a taxa livre de risco. Em geral, os acadêmicos, adotam como *proxy* para este portfolio uma média ponderada de retornos de ativos e um instrumento financeiro de 30 dias emitido pelo Tesouro dos EUA como uma *proxy* para a taxa livre de risco. Já na prática empresarial, muitas vezes se adota como *proxy* um portfolio com média simples e instrumentos de financeiros de prazo mais longo. A maior discrepância é com relação à *proxy* adotada para a taxa livre de risco. Enquanto que os primeiros buscam uma taxa que seja livre de qualquer risco, incluindo o risco de taxa de juros, os práticos buscam uma taxa mais comparável com maturidade do ativo.

A Contribuição da Comgás para o beta estimado pela ARSESP na Nota Técnica é feita considerando-se diversas dimensões de análise.

Ajuste do Beta

Existe uma ampla evidência na literatura financeira de que os betas de ações não são estáveis ao longo do tempo. Em particular, diversos estudos indicam que os betas de portfolios são mais estáveis do que os betas dos ativos individuais. Blume (1971, 1975) foi pioneiro na análise da estabilidade de betas, focando a correlação cross-section entre os betas estimados para períodos sucessivos. Sua análise é baseada na premissa de que o

beta é estacionário dentro de cada período e sua conclusão é que a instabilidade do beta pode ser atenuada através da formação de portfólios. O beta estimado para períodos sucessivos apresenta uma "reversão à média", como demonstrado por Blume (1971), que utilizou esta tendência auto regressiva para melhorar a acurácia da previsão. Estudos subsequentes sobre este tema assumem que as variações do beta resultam do seu comportamento estocástico.²⁵

A previsão de betas é fundamental na medida em que impacta os resultados do CAPM. Neste modelo, a matriz de covariância é baseada no valor do beta de cada um dos ativos do portfólio. Diferentes alternativas são consideradas na literatura e na prática corporativa para a estimativa dos betas: i) betas não ajustados, ii) ajuste de Blume, iii) ajuste de Vasicek.

Em geral, a equação paramétrica para o ajuste de Blume é dada por:²⁶

$$\beta_{ajustado} = 0,33 + 0,67\beta_{n\grave{a}o-ajustado}$$

Elton *et al.* (1978) compararam quatro alternativas em termos da sua capacidade de prever a matriz de correlação entre n ativos de portfólio: i) matriz de correlação histórica, ii) matriz de correlação baseada nos betas não-ajustados, iii) matriz de correlação com ajuste de Blume e iv) matriz de correlação com ajuste de Vasicek. A conclusão dos autores é que o menor poder preditivo está associado à matriz de correlação histórica. A comparação das outras três alternativas foi mais difícil sendo que, em alguns casos, o ajuste de Blume foi o melhor e, em outros, o ajuste de Vasicek foi melhor.

Com base nas informações disponibilizadas na Nota Técnica da ARSESP é possível calcular o beta ajustado de Blume, a partir do valor do beta não ajustado, de 0,39. O valor resultante, considerando a equação paramétrica usualmente adotada, é de 0,59. Esse ajuste do beta tem um impacto bastante relevante sobre a estimativa do custo do capital próprio e do WACC das concessionárias de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo.

Para a alavancagem do beta, a ARSESP utiliza a equação de Hamada – que combina o teorema de Modigliani-Miller com o CAPM. A equação relaciona o beta da firma alavancada (a firma financiada com capital próprio e de terceiros) com a firma desalavancada (isto é, sem capital de terceiros). A equação é dada por:

25. Dois anos mais tarde, Vasicek (1973) verificou matematicamente que a tendência de reversão à média documentada por Blume (1971) também é observada mesmo quando não se observa nenhuma alteração no risco sistemático. Ele demonstrou que as estimativas do beta terão reversão à média mesmo quando o verdadeiro beta é constante. A explicação é que quando observamos valores altos ou baixos para o beta existem duas razões para esse fato, cada uma delas com uma probabilidade. A primeira é que a empresa é, de fato, uma empresa com um risco alto ou baixo e, portanto, a estimativa do beta captura este risco. A segunda explicação possível é que a empresa é, de fato, uma empresa de risco médio, e, portanto, observamos um beta alto ou baixo puramente devido ao acaso. A demonstração fundamental de Vasicek é que quando o desvio padrão é alto, existe uma maior probabilidade de que o valor estimado decorra do mero acaso, e menor chance de que seja o verdadeiro beta.

26. Na tabela 4 do artigo, Blume (1971) reporta os resultados da análise de regressão dos betas para os períodos 1 e 2. Aproximadamente, os resultados da regressão sugerem que $\beta_2 = 0,33 + 0,67*\beta_1$. São estes os coeficientes adotados pela Bloomberg, sendo os valores encontrados referidos como as estimativas Bloomberg para os betas.

$$\beta_L = \beta_U \left[1 + (1 - T) \left(\frac{D}{E} \right) \right]$$

Onde β_L e β_U são os betas alavancados e desalavancados, respectivamente, T é alíquota tributária e D/P é o grau de alavancagem. A importância dessa equação é que ela separa o risco do negócio, refletido aqui no beta da firma desalavancada, β_U , daquele da firma alavancada, β_L , que contem o risco financeiro da alavancagem. Desconsiderando-se a alíquota tributária, que é geralmente suposta constante, a discrepância entre os dois betas pode ser atribuída exclusivamente à maneira como a firma é financiada.

Aplicando-se o ajuste de Blume ao beta desalavancado de 0,39 resulta em um beta desalavancado de 0,59. Esse beta alavancado pela equação de Hamada resulta em um beta alavancado de 0,91, considerando uma alavancagem de 45%.

Proposta da Comgás:

A Contribuição da Comgás para a Nota Técnica é que a ARSESP corrija o valor do beta desalavancado para 0,59, considerando o ajuste de Blume. Em consequência, o valor do beta alavancado, com base na equação de Hamada, deve ser de 0,91.

3. Prêmio de Risco Mercado

O ARSESP reconhece na Nota Técnica a existência de diferentes metodologias e fontes de informações para determinar o prêmio pelo risco mercado. Sua opção é por aquela elaborada pelo Ibbotson Associates (2013), para o mercado dos EUA, que mede resultados históricos baseados em uma carteira líquida e diversificada, como o Índice Composto S&P500.

A ANEEL, utilizou o mesmo indicador da ARSESP, alterando apenas a janela temporal. Assim, no terceiro ciclo tarifário utilizou uma janela de 83 (oitenta e três anos) – entre 1928 e 2010. A proposta para o quarto ciclo tarifário é que a janela seja de 30 (trinta) anos – entre 06/05/1984 a 05/05/2014.²⁷

Em todos os casos, a ARSESP (e, anteriormente, a CSPE) adotou a média aritmética para o cálculo da taxa de retorno. A alternativa, também reconhecida na literatura e na prática de mercado, é o uso da média geométrica. A escolha da Agência Reguladora baseou-se no fato de que a média é um estimador não viesado do parâmetro e que outras agências (dentre elas, explicitamente, o OFGEM), também utilizam a média aritmética para a estimação do prêmio de risco mercado.

Proposta da Comgás:

A Contribuição da Comgás para a Nota Técnica é que seja mantida a proposta da ARSESP apresentada na Nota Técnica, ou seja, a carteira do SP&500 seja utilizada como *proxy* para o *portfolio* mercado. Com relação à janela, poderia ser mantida aquela proposta pe-

27. As informações da nota de rodapé nº 6 da Nota Técnica da ARSESP, que referencia informações da ANEEL, estão erradas e desatualizadas.

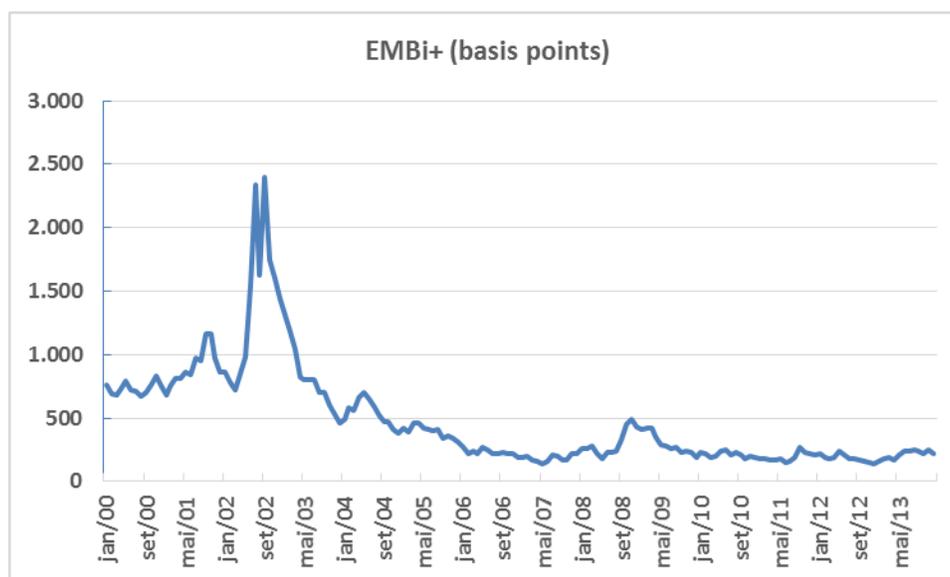
la Agência, ou, ainda, utilizada aquela da ANEEL, em sua proposta mais recente para o quinto ciclo (quarta revisão tarifária) das concessionárias de distribuição de energia elétrica (30 anos).

4. Prêmio de Risco País

A estabilidade macroeconômica do Brasil, após a adoção do Plano Real, contribuiu para a redução do prêmio de risco país. Diversos indicadores mostram uma estreita correlação entre o grau de incerteza da economia e índices que buscam medir este prêmio de risco, direta ou indiretamente.

Na Nota Técnica, a ARSESP analisou quatro alternativas para a mensuração deste prêmio de risco: i) Abordagem do Ibbotson, ii) Abordagem de Damodaran, iii) Abordagem de Clare e Kaplan (*Globally Nested CAPM*) e iv) *Country Spread Model*. A versão finalmente adotada está considerada nesta última alternativa.

O índice EMBI+ Brasil, apurado pelo JP Morgan apresentou, desde as eleições presidenciais de 2002 e até a globalização da crise americana, uma clara tendência de queda.²⁸ As oscilações observadas na série não comprometeram esta tendência. A figura abaixo apresenta a evolução da série EMBI+ Brasil para o período jan/2000 a dez/2013. Os dados são mensais.



28. Em 1992, o JP Morgan criou um *benchmark* para medir o desempenho diário dos títulos da dívida dos países emergentes. A referência foi batizada *Emerging Markets Bond Index* - EMBI (Índice de Títulos da Dívida de Mercados Emergentes). O EMBI mostra a diferença do retorno médio diário dos preços desses papéis em comparação ao retorno de títulos semelhantes do Tesouro dos Estados Unidos. Quanto maior essa diferença, mais aguda é a percepção de risco dos investidores em relação a determinado tipo de papel. A fórmula criada pelo JP Morgan limita-se a calcular a diferença - e sua variação de um dia para o outro. Em 1994, o índice EMBI, que chegou a reunir papéis de 11 países, foi descontinuado e cedeu lugar para uma referência mais ampla, o EMBI+, que incluiu alguns emergentes da Ásia. Também se calcula, em separado, a oscilação diária do prego dos títulos de cada país participante. No caso brasileiro, trata-se do EMBI+ Brasil.

Na sua proposta para estimativa do risco país a ARSESP considera a média histórica para o período jan/2000 a dez/2013. O valor encontrado foi de 4,69%. No contexto da atual crise econômica esta proposta elimina as possíveis trajetórias de evolução do índice EMBI+ Brasil para os próximos semestres. De fato, uma análise do comportamento desse índice a partir de julho de 2012 já indica uma reversão da tendência observada desde o início de 2003.

É importante ressaltar a conclusão de Bevilaqua *et al.* (2000): "*durante as crises externas da última década (México 1994, Ásia 1997, Rússia 1998 e Brasil 1999) as principais economias latino-americanas defrontaram-se com aumentos significativos em seus prêmios de risco em consequência das alterações ocorridas nas condições de liquidez no mercado internacional de capitais. Como resultado, no período que se seguiu à deflagração das crises, os países sofreram restrições no acesso ao mercado e, em muitos casos, quando o acesso foi restabelecido, ele se deu a custos significativamente maiores que os que vigoravam no período pré-crise acarretando impactos reais significativos.*" E ainda, "*cada uma das quatro crises aumentou a desconfiança que a comunidade financeira internacional tinha de que determinados emissores fossem capazes de sustentar sua situação fiscal e/ou manter suas reservas internacionais, gerando considerável apreensão quanto à capacidade de estes países honrarem seus compromissos.*"

Proposta da Comgás:

A Contribuição da Comgás para a Nota Técnica é que seja mantida a proposta da ARSESP apresentada na Nota Técnica, ou seja, adotado o EMBI+ Brasil, com uma janela de 14 anos (2000 a 2013), como proxy para o prêmio de risco país. No entanto, o valor correto do EMBI+ Brasil para o período considerado pela ARSESP deve ser de 4,72%, ao invés de 4,69%, conforme dados disponibilizados no *website* do IPEA (Ipeadata).

5. Prêmio de Risco Tamanho

Como muitos outros padrões do retorno de ações, o chamado *Small Firm Effect* - SFE (efeito firma pequena) foi descoberto a partir de testes empíricos do CAPM. O CAPM postula que o *portfolio* mercado é média-variância eficiente, implicando uma relação linear entre o retorno esperado do ativo e a sua covariância com o *portfolio* mercado (β). Em equilíbrio, o beta do ativo é o único fator relevante para precificação de ativos, ou seja, o beta do ativo é a única medida relevante de risco e uma variável suficiente para explicar a variação *cross-section* dos retornos esperados. A partir da equação do fundamental do CAPM, o retorno anormal de um *portfolio* de ações *small-cap* é medido pelo α de Jensen (1968):

O primeiro estudo sobre esse efeito em firmas brasileiras foi escrito por Puggina (1974), que identificou o efeito tamanho no mercado brasileiro, sendo confirmado por Moraes Jr. (1981) e Costa Jr. e O'Hanlon (1991), mesmo após o ajuste ao risco. Estes resultados foram compatíveis com os encontrados no mercado americano. Hazzan (1991) testou outra variável relativa a preço – o índice preço/lucro (P/L) – avaliando o desempenho de carteiras formadas por ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (atual BM&FBovespa) e classificadas por seu valor de mercado, no período de 1981 a 1988. Seus resultados indicam que ações com P/L mais baixo tendem a proporcionar melhor

desempenho do que as de P/L alto, mesmo depois de ajustadas ao risco, eliminando por completo o efeito tamanho de firma.

Neves (1996) procurou verificar a influência de três variáveis fundamentalistas – tamanho de firma, índice P/L e valor patrimonial/valor de mercado – na explicação da rentabilidade média das ações negociadas na Bovespa no período de 1987 a 1996. Utilizando uma metodologia que permite estimar o valor dos betas das ações e os coeficientes das variáveis simultaneamente, a autora verificou que, apesar da grande influência das variáveis na explicação dos retornos, o beta de mercado continuou a ser a principal responsável pela explicação da relação risco-retorno. Seus resultados confirmaram os trabalhos anteriores de Hazzan (1991) e Costa Jr. e O'Hanlon (1991).

Mellone Jr. (1999) estudou o comportamento das ações no período de 1994 a 1998, testando variáveis como o beta de mercado, alavancagem financeira, valor patrimonial, índice lucro/preço e índice valor patrimonial/valor de mercado. Utilizando o índice da Bovespa como *proxy* para a carteira de mercado, seus resultados indicaram a importância das variáveis lucro/preço e valor patrimonial/valor de mercado e refutaram qualquer relação linear entre o beta de mercado e os retornos das carteiras, não descartando a hipótese de que para períodos mais longos os resultados poderiam ser diferentes. A não existência de relação significativa entre retorno e o beta de mercado é compatível com Halfeld e Procianny (2000) e Bruni e Famá (1999).

Na Nota Técnica a ARSESP reconheceu a existência de um prêmio de risco tamanho no mercado de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo. No entanto, este prêmio foi atribuído apenas às concessionárias GBD e GNSPS. Em particular, a Agência Reguladora afirmou que *"como toda questão referente à escala, o que é pequeno para um determinado mercado pode ser de grande porte para outro. No entanto, deixando de lado os dados de mercado dos EUA, a informação das distribuidoras de energia elétrica do Brasil mostra que as empresas de menor porte apresentam índices de alavancagem significativamente inferiores aos valores das empresas de grande porte. Por isso, caso se aplique na fórmula da WACC dois níveis de alavancagem, de empresas grandes e pequenas, se estaria de pronto reconhecendo que o custo de capital das empresas pequenas é maior que das empresas de maior porte. Por isso, na hora de analisar um mercado de distribuição de gás canalizado é conveniente analisar o mesmo discriminando as empresas em função de sua escala. Tal procedimento pode ser realizado por meio da estrutura de capital ou adicionando uma margem de prêmio de mercado."*

Para a discriminação do porte das empresas de gás no Estado de São Paulo a ARSESP adotou como fonte de informação o Ibbotson, em particular, o código CIIU 4924 (distribuição de gás natural), que fornecem informação para o prêmio por tamanho. Assim, *"o prêmio de tamanho de mercado proposto pela ARSESP para o Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária, para as concessionárias GBD e GNSPS, é resultante da média aritmética do SIC Composite 4924 do período 2005-2012, sendo o mesmo de 1,32%."* Anteriormente, a Agência também usou esta mesma informação.

O código CIIU 4924 (*Natural Gas Distribution*) contempla apenas 13 empresas abertas de distribuição de gás natural no mundo. A Comgás entende que o Código 4924 e o Código 4923, que contempla 16 as empresas de distribuição de gás natural, é o mais apropriado para a mensuração do prêmio de risco tamanho. Neste caso, o total da amostra a ser utilizado considera 29 empresas. Nestes códigos, segundo o critério de *market cap*, a Comgás ocupa o 9º lugar, como demonstrado na tabela a seguir, enquanto que se for considerado apenas a o Código 4924 a Comgás ocupa a 4º posição.

Capitalização de mercado (Market cap, em R\$), em Dez/2013

#	Company Name	Exchange: Ticker	Headquarters - Country	SIC Codes	Market Capitalization (BRL milhões)
1º	Centrica plc (LSE:CNA)	LSE:CNA	United Kingdom	4923 Gas transmission and distribution; 4932 Gas and other services combined; 6719 Holding companies	63.467,4
2º	Canadian Utilities Ltd. (TSX:CU)	TSX:CU	Canada	4924 Natural gas distribution; 4932 Gas and other services combined	20.684,8
3º	AGL Energy Limited (ASX:AGK)	ASX:AGK	Australia	1389 Oil and gas field services; 4923 Gas transmission and distribution; 4932 Gas and other services combined	17.165,7
4º	ENN Energy Holdings Limited (SEHK:2688)	SEHK:2688	China	4923 Gas transmission and distribution; 5172 Petroleum products	16.953,9
5º	China Gas Holdings Limited (SEHK:384)	SEHK:384	Hong Kong	4923 Gas transmission and distribution; 5172 Petroleum products	15.217,2
6º	AGL Resources Inc. (NYSE:GAS)	NYSE:GAS	United States	4922 Natural gas transmission; 4924 Natural gas distribution	12.560,2
7º	APA Group (ASX:APA)	ASX:APA	Australia	4911 Electric services; 4923 Gas transmission and distribution	10.795,1
8º	Atmos Energy Corporation (NYSE:ATO)	NYSE:ATO	United States	4924 Natural gas distribution	9.483,8
9º	Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS (BOVESPA:CGAS5)	BOVESPA:CGAS5	Brazil	4924 Natural gas distribution; 4925 Gas production and/or distribution	6.493,1
10º	Envetra Limited (ASX:ENV)	ASX:ENV	Australia	4922 Natural gas transmission; 4923 Gas transmission and distribution	3.942,8
11º	Aygaz A.S. (IBSE:AYGAZ)	IBSE:AYGAZ	Turkey	2813 Industrial gases; 4924 Natural gas distribution	2.935,0
12º	China Oil And Gas Group Limited (SEHK:603)	SEHK:603	Hong Kong	4922 Natural gas transmission; 4923 Gas transmission and distribution	2.052,9

#	Company Name	Exchange: Ticker	Headquarters - Country	SIC Codes	Market Capitalization (BRL milhões)
13º	China Tian Lun Gas Holdings Limited (SEHK:1600)	SEHK:1600	China	1382 Oil and gas exploration services; 4922 Natural gas transmission; 4923 Gas transmission and distribution	1.803,6
14º	Energy World Corp. Ltd. (ASX:EWC)	ASX:EWC	Australia	1311 Crude petroleum and natural gas; 1382 Oil and gas exploration services; 4923 Gas transmission and distribution; 4931 Electric and other services combined	1.390,4
15º	Chesapeake Utilities Corporation (NYSE:CPK)	NYSE:CPK	United States	4923 Gas transmission and distribution; 4924 Natural gas distribution	1.295,6
16º	Ascopiave S.p.A. (BIT:ASC)	BIT:ASC	Italy	1731 Electrical work; 4924 Natural gas distribution; 4932 Gas and other services combined	1.279,5
17º	E1 Corporation (KOSE:A017940)	KOSE:A017940	South Korea	4923 Gas transmission and distribution; 5172 Petroleum products; 9999 Non-classifiable establishments	914,4
18º	Binhai Investment Company Limited (SEHK:2886)	SEHK:2886	Hong Kong	1623 Water, sewer, and utility lines; 4923 Gas transmission and distribution	826,0
19º	Busan City Gas Co., Ltd. (KOSE:A015350)	KOSE:A015350	South Korea	4923 Gas transmission and distribution; 4924 Natural gas distribution; 5983 Fuel oil dealers	822,9
20º	Delta Natural Gas Company, Inc. (NasdaqGS:DGAS)	NasdaqGS:DGAS	United States	4923 Gas transmission and distribution	355,7
21º	Daesung Energy Co., Ltd. (KOSE:A117580)	KOSE:A117580	South Korea	4923 Gas transmission and distribution; 4924 Natural gas distribution; 4925 Gas production and/or distribution	343,1
22º	egypt gas company - sae (CASE:EGAS)	CASE:EGAS	Egypt	4923 Gas transmission and distribution	289,1

#	Company Name	Exchange: Ticker	Headquarters - Country	SIC Codes	Market Capitalization (BRL milhões)
23º	Acsm-Agam S.p.A. (BIT:ACS)	BIT:ACS	Italy	4924 Natural gas distribution; 4932 Gas and other services combined; 4941 Water supply; 4953 Refuse systems	263,0
24º	Chubu Gas Co.,Ltd. (NSE:9540)	NSE:9540	Japan	4923 Gas transmission and distribution; 4925 Gas production and/or distribution	245,8
25º	Distribuidor a de Gas Cuyana S.A. (BASE:DGC U2)	BASE:DGCU 2	Argentina	4924 Natural gas distribution	225,8
26º	Camuzzi Gas Pampeana S.A. (BASE:CGP A2)	BASE:CGPA 2	Argentina	4923 Gas transmission and distribution; 4924 Natural gas distribution	217,0
27º	Corning Natural Gas Holding Corporation (OTCPK:CNI G)	OTCPK:CNI G	United States	4923 Gas transmission and distribution	99,9
28º	Changfeng Energy Inc. (TSXV:CFY)	TSXV:CFY	Canada	4924 Natural gas distribution	50,9
29º	China Natural Gas, Inc. (OTCPK:CH NG.Q)	OTCPK:CHN G.Q	China	4922 Natural gas transmission; 4923 Gas transmission and distribution	18,4

Fonte: S&P Capital IQ.

Considerando o total de 29 empresas abertas de distribuição de gás natural, e o critério de *market cap*, a Comgás se situa entre o 3º e o 4º decis. Segundo a referência citada pela ARSESP (Ibbotson (2009)), o prêmio por tamanho é de 0,74% (para o 3º decil) e de 0,97% (para o 4º decil). Assim, a média dos valores do prêmio para estes decis é de 0,85%

Proposta da Comgás:

A Contribuição da Comgás para a Nota Técnica é que também seja considerado um prêmio de risco tamanho para a Comgás, na medida em que a empresa ocupa a 9º posição (entre o 3º e o 4º decil, de um total de 29 empresas) quando se considera os Códigos 4924 e 4923. A média dos valores do prêmio para estes decis é de 0,85%.

6. Prêmio de Risco Regulatório

No Brasil, historicamente, a estrutura de alocação de risco é baseada na teoria das áleas que, do ponto de vista econômico, pode ser entendida como uma metodologia para a alocação de riscos entre as partes de um contrato (no caso particular analisado, entre o Poder Concedente e a concessionária). Ou seja, as áleas classificam os riscos que podem afetar o fluxo de caixa previsto inicialmente, alocando cada risco entre as partes envolvidas. Segundo a teoria das áleas, os riscos de uma concessão são divididos em três grupos: i) álea ordinária, ii) álea extraordinária econômica e iii) álea extraordinária administrativa.

Na álea ordinária, temos os eventos relativos ao andamento regular do negócio, que são de responsabilidade do ente privado, por exemplo, as flutuações da demanda. Na álea extraordinária econômica, temos os eventos que dificultam fortemente a execução do contrato, porque oneram excessivamente a parte contratada (teoria da imprevisão). Estes são usualmente alocados como de responsabilidade do Poder Concedente, por exemplo, enchentes que oneram, mas não inviabilizam a continuidade dos serviços. Por fim, na álea extraordinária administrativa, temos os eventos que alteram o contrato de forma unilateral, tendo por origem o Poder Concedente ou autoridade legal, resultando em desequilíbrio econômico-financeiro relevante. Estes também são alocados como de responsabilidade do Poder Concedente, por exemplo, alterações tributárias ou descontos tarifários não planejados originalmente. Aqui também se inclui o caso de força maior, que impossibilita a continuidade da execução do contrato, mas, neste caso, ficam ambas as partes isentas de qualquer sanção, por exemplo, greve que inviabiliza a execução do contrato.

Os modelos que assumem que apenas o risco não-diversificável deve ser remunerado – o *CAPM* é um desses modelos -, consideram que o risco sistemático apresenta uma distribuição simétrica, na medida em que os riscos assimétricos podem ser eliminados através da diversificação. No entanto, nos casos em que os riscos assimétricos não podem ser mitigados existe um argumento para a inclusão de um prêmio de risco que compense os investidores, de modo a manter a atratividade dos investimentos (Bragança *et al.* (2006)).

Peddle (2006), em particular, define riscos assimétricos como aqueles oriundos de decisões regulatórias que impactam, assimetricamente, a distribuição do fluxo de caixa da firma. O risco regulatório é um risco assimétrico. Esse risco reflete uma combinação de investimento no qual o retorno esperado, gerado pela regulação, é geralmente menor do que o retorno esperado para a firma regulada.

A literatura e a prática internacional reconhecem que o regulador deve levar em consideração os diversos tipos de risco incorridos pela concessionária. Dentre outros, estes riscos podem ser dos seguintes tipos: i) *regulatory risk*: sujeição ao esquema regulatório, ii) *stranded asset risk*: otimização dos ativos, iii) *forecast risk*: *cap* sobre a receita é baseado em previsões, iv) *insurable risks*: ocorrências relevantes imprevisas e v) *regulatory uncertainty*: determinação do *cap* sobre a receita projetada para cada hiato regulatório.

Inicialmente, é importante observar que toda vez que uma agência regulatória exerce qualquer tipo de controle sobre as atividades comerciais de uma firma privada, o capital

investido na firma fica exposto a uma fonte adicional de risco.²⁹ Na medida em que os controles variam entre setores de atividade e reguladores, o risco regulatório resultante possui formas e consequências distintas. No entanto, o entendimento geral é que riscos elevados aumentam o custo de capital da firma.

Ergas *et al.* (2001) definem o risco regulatório a partir do seu efeito sobre a firma regulada "*regulatory risk arises when the interaction of uncertainty and regulation changes the cost of financing the operations of a firm.*" Esta definição é ampla o suficiente para incluir todas as fontes relevantes de incerteza, mas restrita àquelas para as quais o efeito sobre a firma decorre, ou é modificado, pela existência de regulação. Segundo eles, "*apart from affecting the annual costs of funding assets that are currently sunk into regulated industries, the biggest danger of regulatory risk is that it can choke off otherwise desirable investment in new technologies and equipment.*" Um fator de inibição do investimento decorre do fato de que a vida útil típica dos ativos é um múltiplo da extensão do ciclo regulatório.³⁰ Em consequência, os investidores destas indústrias não conseguem garantir um alto grau de comprometimento por parte do regulador no que diz respeito à maneira como o retorno destes ativos será determinada. Este resultado sugere a necessidade de mecanismos de proteção que possam, de alguma maneira, mitigar o grau de risco regulatório.

Do ponto de vista teórico os investidores carregam o maior risco não-diversificável sob um tipo *price cap* e o menor risco sobre um tipo *rate-of-return*, resultado este validado pela evidência empírica.³¹

Alexander *et al.* (1999) avaliaram os efeitos da escolha do tipo regulatório sobre o risco carregado pelos acionistas de empresas submetidas à regulação. Eles compilaram dados de empresas no Canadá, na Europa e na América Latina e fizeram uma comparação setorial para controlar alguns fatores de risco não associados ao tipo regulatório. Os autores também analisaram a transição de modelos *price cap* puros para modelos *mixed revenue/price cap*, como no setor elétrico da Inglaterra. Os resultados estão de acordo com aqueles encontrados em pesquisas anteriores, ou seja, os investidores carregam o maior risco não-diversificável sob modelos do tipo *price cap* e o menor sobre *rate-of-return*.

Apesar deste reconhecimento, o modo de se considerar o risco regulatório na definição e estimativo do custo médio de capital não é consensual. Estache *et al.* (2003) entendem que o risco regulatório em mercados emergentes deve ser considerado um acréscimo do risco sistemático. Isto implica em que esse risco deve refletir-se no beta da empresa, aumentando o seu valor relativamente a empresas similares, que não estão sujeitas à ele.

29. Considere, por exemplo, o caso uma firma que acredita que, no futuro, não existirão barreiras à entrada de novos concorrentes. Então, ela pode desistir do seu investimento hoje, na medida em que os custos podem não ser recuperados uma vez que o mercado seja liberalizado (Armstrong *et al.* (1994)).

30. No setor elétrico brasileiro o ciclo regulatório varia de três anos, no caso da Escelsa, aos oito anos, no primeiro ciclo da Light. Em geral, este ciclo é de quatro ou cinco anos. Comparativamente, a vida útil dos ativos regulatórios é de 20-30 anos. No setor de distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo o ciclo é de cinco anos.

31. Em geral, a evidência empírica sobre os efeitos do tipo regulatório sobre o nível de risco concentrara-se em empresas reguladas dos Estados Unidos e da Inglaterra. No entanto, é importante ressaltar que como poucos países foram analisados, outros fatores podem estar interferindo nos resultados.

No caso brasileiro, Coutinho e Oliveira (2002) adotam esta abordagem em seu estudo sobre o custo de capital no setor elétrico. Eles buscaram comparar empresas similares, submetidas a modelos regulatórios distintos. Os resultados mostram que as distribuidoras que operam sob um modelo do tipo *price* ou *revenue cap* apresentam um valor para o beta sistematicamente maior do que aquele observado para as empresas submetidas à uma regulação do tipo *rate-of-return*. Esta abordagem foi adotada pela Aneel nas revisões tarifárias do setor de distribuição de energia elétrica.

Por outro lado, Bragança *et al.* (2006) consideram o risco regulatório como um fator de risco isolado a ser adicionado ao CAPM. Eles entendem que, em determinados setores, como o de telecomunicações, o componente de risco regulatório que deve, de fato, ser considerado está associado ao *Long Run Incremental Cost* - LRIC. Esse custo reflete os custos efetivos de se reproduzir o serviço da forma mais eficiente possível, a partir da tecnologia em uso e de ativos equivalentes. No entanto, ele expõe o investidor a riscos relevantes, principalmente, quando se leva em consideração as mudanças tecnológicas e as incertezas associadas à demanda por serviços.

Barcelos (2010) observa, inicialmente, que Peltzman (1976) foi o primeiro autor a apresentar os fundamentos teóricos para a análise do risco regulatório. Ele demonstrou, em seu modelo (onde o papel do regulador no sistema de preços é endógeno), que a regulação deve reduzir o risco sistemático ao proteger a firma de choques de custos e de demanda. A partir desta proposição, diversos estudos buscaram mensurar esta "proteção", focando os Estados Unidos e o Reino Unido. Em geral, estes estudos testam hipóteses sobre o beta em setores regulados e não-regulados. Além disso, também é possível testar a hipótese através de estudos de eventos (*event studies*), que permitem estimar o impacto de medidas regulatórias sobre os setores regulados. Os resultados, em geral, variam em função do setor, do período de tempo analisado e da região. Mais ainda, a maioria destes estudos foca as economias mais desenvolvidas.

Com base nesta avaliação, Barcelos (2010) analisa o comportamento dos investidores brasileiros face ao risco regulatório e, sendo ele, os resultados desse estudo de caso pode ser uma proxy para outros mercados emergentes. Sua análise foi elaborada em três ensaios, sendo que o primeiro teste a validade da hipótese de Peltzman (1976) e suas implicações. Uma das suas principais conclusões de Barcelos (2010) é que *"the results indicate that regulatory risk exists in all regulated sectors in Brazil from February, 1999 to October, 2009. I also find evidence that regulatory risk exists in telecommunications and electricity sectors when examined one at a time because betas of these sectors are equal or even larger than the others, contrary to what theory predicts."*

No Brasil, tanto no setor de distribuição de energia elétrica quanto de distribuição de gás canalizado, os respectivos reguladores setoriais (ANEEL e CSPE/ARSESP, respectivamente) já reconheceram a existência do risco regulatório e, portanto, incluíram um prêmio de risco na estimativa do WACC. No setor elétrico, por exemplo, a ANEEL, adotou um prêmio de risco regulatório, r_R , calculado a partir da diferença entre o beta desalavancado das distribuidoras de energia da Inglaterra e o beta desalavancado médio das distribuidoras dos EUA. Esta diferença é multiplicada pelo prêmio de risco de mercado dos EUA, ou seja,

$$r_R = (\beta_{uk} - \beta_u)(r_M - r_f)$$

A premissa da ANEEL é que "como a Inglaterra utiliza-se da regulação por *price cap*, e como trata-se de economia com baixo risco, assim como a dos EUA, a diferença de beta deve refletir a diferença de risco regulatório". Adicionalmente, supõe-se que o risco regulatório inglês é semelhante ao risco regulatório brasileiro.

Na prática, a atuação da ARSESP tem introduzido riscos regulatórios relevantes na gestão das concessionárias. Em particular, no caso da Comgás, as seguintes decisões da Agência Reguladora devem ser mencionadas:

- Postergação da revisão tarifária periódica: as revisões da Comgás, da Sabesp e da Gás Brasileiro foram postergadas. A revisão da Sabesp foi concluída com grande atraso (3 anos), com danos sobre a cotação da ação no mercado de capitais;
- Volume adicionado arbitrariamente à projeção da concessionária: no terceiro ciclo tarifário a ARSESP acrescentou à projeção apresentada pela Comgás 1.606 mm³ (6.4% ou o volume equivalente a 4 (quatro) meses de consumo atual);
- Aplicação do IGP-M quando da postergação da revisão tarifária: o regulador sugeriu uma ponderação de inflação do passado usando o número de meses de postergação da revisão (8 meses) e não aplicou a inflação integral. Adicionalmente, aplicou um Fator X também ponderado, que não existe nos anos de revisão tarifária.

O prêmio de risco regulatório foi calculado considerando-se o seguinte: i) calculou-se o beta do portfólio formado por 18 empresas listadas na BM&FBovespa, com base em dados mensais para o período jan/04 a dez/13;³² ii) calculou-se a estrutura de capital média dessas empresas para o mesmo período. O resultado foi $D/E = 0,90$ (correspondendo à uma razão $D/(D+P) = 0,47$; iii) o beta alavancado deste portfólio é 0,98; iv) esse beta foi desalavancado pela estrutura de capital observada resultando em um beta de 0,61 que, em seguida, alavancado pela estrutura ótima de capital proposta pela Comgás, de 0,45. O resultado é um beta alavancado de 0,94 e, por fim, v) o risco regulatório foi definido como a diferença entre este beta e o beta alavancado proposto pela ARSESP, de 0,60 (0,39 alavancado a $PNC/AP = 0,45$). Assim, o valor do prêmio de risco regulatório é de 0,34. Esse prêmio deve ser adicionado ao beta alavancado proposto pela Comgás (0,91), para a obtenção do beta da empresa com a inclusão desse risco. O resultado é um beta de 1,25.

Proposta da Comgás:

A Contribuição da Comgás para a Nota Técnica é que também seja considerado um prêmio de risco regulatório para as concessionárias de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo. Esse prêmio de risco corresponde à um aumento de 0,34 no beta alavancado da empresa.

32. As empresas do portfólio são as seguintes: CIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS – CEMIG, CENTRAIS ELET BRAS S.A. – ELETROBRAS, CIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL, CIA GAS DE SAO PAULO – COMGAS, CIA ELETRICIDADE EST. DA BAHIA – COELBA, DUKE ENERGY INT. GER. PARANAPANEMA S.A., CTEEP - CIA TRANSMISSÃO ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA, AMPLA ENERGIA E SERVICOS S.A., CIA DISTRIB DE GAS DO RIO DE JANEIRO-CEG, CIA ENERGETICA DO CEARA – COELCE, ELEKTRO - ELETRICIDADE E SERVICOS S.A., CIA ENERGETICA DO MARANHAO – CEMAR, Centrais Elétricas do Pará SA - Celpa , CIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO – CELPE, CENTRAIS ELET DE SANTA CATARINA S.A., AES ELPA S.A., ELETROBRÁS PARTICIPAÇÕES S.A. – ELETROPAR e CENTRAIS ELET MATOGROSSENSES S.A.- CEMAT.

7. Prêmio de Estrutura de Mercado

Um conceito fundamental para se entender o desempenho econômico-financeiro da Comgás é o de estrutura de mercado. É esta estrutura que, juntamente com outras variáveis, acaba por determinar o volume de gás vendido pela concessionária.

A moderna teoria da organização industrial analisa, em particular, duas estruturas de mercado, por representarem casos extremos: o de concorrência perfeita e o de monopólio. Estes casos são construídos para modelos ideais e devem ser entendidos como referência para a análise de estruturas atuais.

Sob condições de concorrência perfeita, onde o número de produtores é suficientemente grande (de modo que nenhum deles, individualmente, pode determinar o preço de mercado), o equilíbrio é determinado pela intersecção das curvas de demanda e de oferta, ou seja, a condição de equilíbrio é que a quantidade demandada seja igual à quantidade ofertada. Quando a demanda é D_0 e a oferta é S_0 , esta intersecção determina o preço de mercado p_0 e a quantidade q_0 . Cada produtor tem uma função de custo marginal (MC) e de custo médio (AC) definida para todos os níveis de produção possíveis. Os preços devem ser iguais ou maiores do que o custo total médio (ATC) (a soma do custo variável médio (AVC) e do custo fixo médio (AFC)) para que a firma permaneça em operação (o lucro normal está incluído na curva de custo como um custo de oportunidade). Uma única firma produz q_0^* ao preço de mercado p_0 ao mínimo ATC (supondo curvas de custo idênticas para todas as firmas). Este é o equilíbrio de longo prazo da firma sob condição de concorrência perfeita, onde cada uma das firmas auferir lucro normal, não lucro econômico. Caso $AVC < p < ATC$ as firmas permanecem no mercado apenas no curto prazo. No longo prazo os preços também devem cobrir os custos fixos.

A outra estrutura extrema de mercado é o monopólio, onde existe apenas um produtor.³³ Neste caso, ele pode determinar o preço ou a quantidade de modo a maximizar o seu lucro. Isto acontece quando o custo marginal iguala-se à receita marginal (MR). Para uma firma tomadora de preço (ou tarifa, como, conceitualmente, é o caso da Comgás) a receita marginal é igual ao preço determinado pelo mercado ($MR = p_0$). O lucro é maximizado quando a receita marginal iguala-se ao custo marginal ($MC = MR = p_0$). Para este monopolista, a receita marginal declina com o nível de produto. Assim, ele só é limitado pela curva de demanda, já que quanto maior o preço menor a demanda. Para esta firma o lucro também é maximizado quando a receita marginal iguala-se ao custo marginal, o que acontece a um nível de produção inferior ($MC = MR < p_0$). O lucro é maximizado ao nível de produto q_{mon} e preço p_{mon} . Como a propensão a pagar do consumidor é maior do que o custo marginal de produção em $q_0 < q < q_{mon}$, existe uma perda de bem estar (*welfare loss*).³⁴

Por fim, o conceito de monopólio natural refere-se ao caso onde uma única firma pode produzir qualquer nível de produto mais eficientemente do que qualquer número de firmas menores. Este conceito baseia-se na premissa de que existe um mecanismo alocativo tal que as economias de custo associadas à produção conjunta são traduzidas em be-

33. Na verdade, um único produtor em atividade. É possível que existam produtores fora da atividade dispostos a entrar no mercado.

34. O pêso morto (*deadweight loss*) do monopólio representa o custo associado à produção de uma quantidade menor a um preço maior do que aquele que seria observado sob concorrência perfeita.

nefícios líquidos de bem-estar (*net welfare benefits*) para os produtores e consumidores.³⁵

A análise de monopólios naturais é fundamental para se entender a introdução de arcabouços regulatórios em setores, ou segmentos, de atividade econômica. De fato, uma das justificativas para a existência destes arcabouços é, exatamente, a presença de monopólios naturais. Joskow (2005) elabora uma resenha abrangente da literatura e empírica sobre a regulação de monopólios naturais.³⁶

Em resumo, duas conclusões são importantes. Primeira, a estrutura de mercado da Comgás é, de fato, sob as condições tecnológicas vigentes, caracterizada como um monopólio natural. No entanto, é preciso entender que, apesar da sua exclusividade sobre a área definida no Contrato de Concessão, ela não tem "exclusividade" sobre a demanda, particularmente quando se considera a possibilidade de substituição de insumos pelos seus consumidores cativos.

Segunda, mesmo um monopolista não é capaz, simultaneamente, de "escolher" o preço – no caso a tarifa – e o volume a ser comercializado: a curva de demanda é negativamente inclinada. Na verdade, na medida em que a ARSESP define a tarifa e a estrutura tarifária da concessionária ela é uma "tomadora" de preço, sendo a quantidade demandada uma função da elasticidade da curva.

Um outro conceito fundamental para se entender o desempenho econômico-financeiro da Comgás é o de substitutibilidade de insumos na função de produção. É esta possibilidade de substituição que, juntamente com outras variáveis (estrutura de mercado, tarifa, etc), acabam por determinar o volume de gás vendido pela concessionária.

A teoria econômica denomina o processo de transformação de insumos em produtos de produção. A viabilidade tecnológica é o que determina quais processos de produção são possíveis. Uma função de produção pode ser definida como a relação que indica a quantidade máxima que se pode obter de um produto, por unidade de tempo, a partir da utilização de uma determinada quantidade de fatores de produção, e mediante a escolha do processo de produção mais adequado.

Em uma função de produção, os fatores são substituíveis quando as correspondentes isoquantas, ou curvas de igual produção, permitem combinações de quantidades de insumos sem que haja modificação na produção, desemprego ou capacidade ociosa. Neste caso, a isoquanta é suavemente convexa em relação à origem.

Uma função de produção típica para o setor industrial tem, dentre outros insumos, energia (sob diferentes formas, dentre elas, o gás natural, o óleo combustível e a energia elé-

35. É o conceito de subaditividade de custos, ao invés de economia de escala, que determina se uma indústria é um monopólio natural ou não. Uma estrutura de custo é dita subaditiva, para um dado nível de produto, se for menos custoso para uma única firma, em oposição a um grupo de duas ou mais firmas, produzir aquele nível de produto. Economia de escala não é uma condição necessária nem suficiente para um monopólio natural.

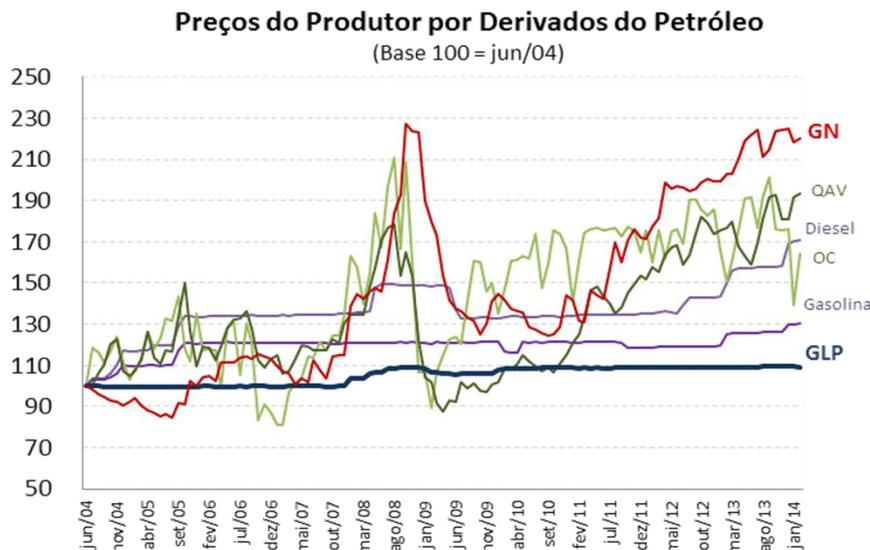
36. Esta resenha cobre definições alternativas de monopólio natural, de objetivos regulatórios, de instituições regulatórias. Ela também discute a regulação de preços com informação completa, a regulação com informação incompleta e assimétrica, e temas sobre a mensuração dos efeitos da regulação da entrada e de preços na prática. Joskow também aborda o problema de acesso a redes (*network access*) e a precificação para encorajar a introdução da competição em setores monopolistas previamente regulados.

trica). A firma, na sua decisão de produção, avalia permanentemente a possibilidade de substituição de fontes energéticas alternativas, em decorrência de alterações nos preços relativos destas fontes. Assim, um combustível mais caro é substituído por um mais barato, de modo a reduzir o custo total para um dado nível de produção.

O gás natural, um dos possíveis insumos da função de produção, é um tipo de energia eficiente, economicamente viável e ambientalmente sustentável, quando comparado a outros combustíveis fósseis, que pode ser utilizado em diferentes segmentos da economia (industrial, comercial, geração termelétrica, transportes, etc.). No entanto, ele não é único: no segmento industrial ele concorre com o óleo combustível, enquanto que no segmento residencial a concorrência se dá com o GLP e a energia elétrica.

Tanto o óleo combustível quanto o GLP são objetos de políticas públicas – cujo escopo compreende, dentre outros, a definição de preços/tarifas e metas de universalização pelo Estado e/ou empresas públicas – que são exógenas à Comgás. Estas políticas, em última instância, pela possibilidade de substituição do energético no respectivo segmento, tem efeitos negativos relevantes sobre a penetração e a lucratividade do negócio concedido.

Em resumo, na prática, a concessionária, em sua estratégia de atuação comercial, é induzida a adotar uma política de descontos para preservar o seu mercado de produtos substitutos (particularmente nos segmentos industrial e residencial). Isto, mesmo sendo caracterizada como um monopólio natural e operando em sua área exclusiva, estabelecida no Contrato de Concessão. A figura abaixo mostra a evolução dos preços desses combustíveis.



a) Os Riscos

As distribuidoras de gás canalizado no Estado de São Paulo estão sujeitas a outros riscos que não foram considerados pelo regulador na definição e estimativa do custo de capital

e da tarifa inicial (P_0).³⁷ Dentre eles, é importante mencionar os seguintes: i) estrutura de mercado do setor de óleo e gás, ii) incertezas no suprimento e iii) abertura da comercialização. É fundamental que o regulador reconheça a importância desses riscos e leve-os em consideração na definição ou do custo de capital ou do P_0 .

Primeiro, o risco derivado da estrutura de mercado do setor de óleo e gás no Brasil. Apesar da quebra do monopólio constitucional,³⁸ a Petrobras ainda concentra a produção e transporte de gás natural, além de participar como acionista de inúmeras empresas estaduais de distribuição de gás natural e de empresas não reguladas distribuidoras de GLP. Conforme conclusão de estudo elaborado para a Agência Nacional do Petróleo "*apesar da quebra legal do monopólio da Petrobras, a empresa continua possuindo elevado poder de mercado (inclusive no mercado de derivados do petróleo), atuando como agente hegemônico da comercialização do gás* (Garcia e Strat (2005)).

Segundo, o risco causado por incertezas no suprimento. Ainda segundo o estudo de Garcia e Strat (2005) "*os novos agentes que participaram nas licitações de blocos o fizeram, em sua grande maioria, associados à Petrobras, e os produtores de gás existentes distintos da Petrobras não têm uma relevância determinante como alternativa real que permita assegurar uma maior abertura efetiva do upstream no curto e médio prazo. A diversificação do fornecimento a partir da importação enfrentou a rigidez imposta pela estruturação dos contratos de abastecimento – gás e transporte. A existência de cláusulas dos contratos de transporte de longo prazo vigentes com prioridades ou vantagens de uso da capacidade a determinados carregadores e a falta de previsibilidade nas regras de jogo reduziu o interesse de novos agentes em desenvolvimentos no midstream. Apesar da diversidade de produtores e detentores de reservas de gás natural na Bolívia, a concentração na permissão de utilização da capacidade do transporte do TBG na figura do principal agente de mercado, provocou a inexistência estrutural de outras comercializadoras na indústria. Pode afirmar-se sem perda da generalidade alguma que o segmento de suprimento – oferta doméstica e importação – continuou fortemente concentrado e não se facilitou a entrada de novos agentes, assim como também o desenvolvimento de novas opções de abastecimento e serviço para os agentes.*"

A incerteza no suprimento ainda é magnificada quando se considera que o Brasil sofreu, recentemente, uma grave crise energética.³⁹ Em resposta à crise o governo federal criou, através da Medida Provisória nº 2198-3, de 29/05/01, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE. O objetivo da Câmara era administrar os programas de ajuste da demanda energética, coordenar os esforços para o aumento da oferta de energia elétrica e propor e implementar medidas de caráter emergencial necessárias na atual situação hidrológica. Posteriormente, a Medida Provisória nº 2198, de 24/08/01, criou um Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica. Esse programa teve por objetivo compatibilizar a demanda de energia com a oferta, a fim de evitar interrupções

37. Supondo-se, apenas para fins de referência, que a ARSESP mantenha inalterada a metodologia para determinação do P_0 que foi aplicada na segunda revisão tarifária periódica.

38. Conforme a Emenda Constitucional nº 9 de 09/11/95, a União poderá contratar com empresas estatais e privadas a realização das atividades da indústria do petróleo na forma da lei.

39. Auditoria realizada pelo Tribunal de Contas da União - TCU identificou como fatores para a crise energética: i) baixa no nível dos reservatórios, ii) falta de ação governamental frente aos crescentes riscos do sistema, iii) progressiva queda de investimentos realizados no período 1990-2000, iv) insucesso das tentativas de implantação das usinas termelétricas no Plano Decenal de Expansão 1998-2007, v) ausência de um arcabouço regulatório adequado às modificações que foram introduzidas na reestruturação do setor elétrico, vi) superestimação das energias asseguradas e g) atraso na implementação de medidas de contenção do consumo de energia elétrica.

intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia. Em consequência dessa redução forçada da demanda pela intervenção do Estado, as concessionárias de energia elétrica, tanto geradoras como distribuidoras, tiveram redução de suas margens de lucro, pois as estruturas físicas dessas empresas, bem como a de pessoal, não puderam ser reduzidas na proporção da redução de consumo prevista naquele programa. Assim, ficaram mantidos os custos fixos e encargos de financiamentos sem a correspondente receita.

Uma parcela importante da geração elétrica é feita por usinas termelétricas. O combustível destas usinas é o gás natural. Além do despacho "usual" destas usinas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, em períodos de seca estas usinas são fundamentais para assegurar o atendimento da demanda. Já foram observados casos em que, em função das restrições de oferta, o suprimento de gás natural para as concessionárias distribuidoras foi reduzido, de modo a atender à demanda do Operador do Sistema. Em consequência, a Comgás pode ficar exposta a limitações de suprimento que podem impactar a sua receita e custo operacionais.

Por fim, um outro fator de risco decorre da previsão contratual de abertura da comercialização de gás natural para os consumidores industriais (dentre outros) da Comgás, a partir de maio de 2011.⁴⁰ Esta cláusula de livre acesso, denominada de *bypass* comercial, significa a separação contratual das atividades de transporte, venda e compra de gás. Em outras palavras, separam-se contratualmente as atividades de distribuição e de comercialização. Ainda não se sabe o modelo que será definido pelo regulador para esta abertura. No entanto, ela será, certamente, um risco adicional que deve ser considerado na atual revisão tarifária.

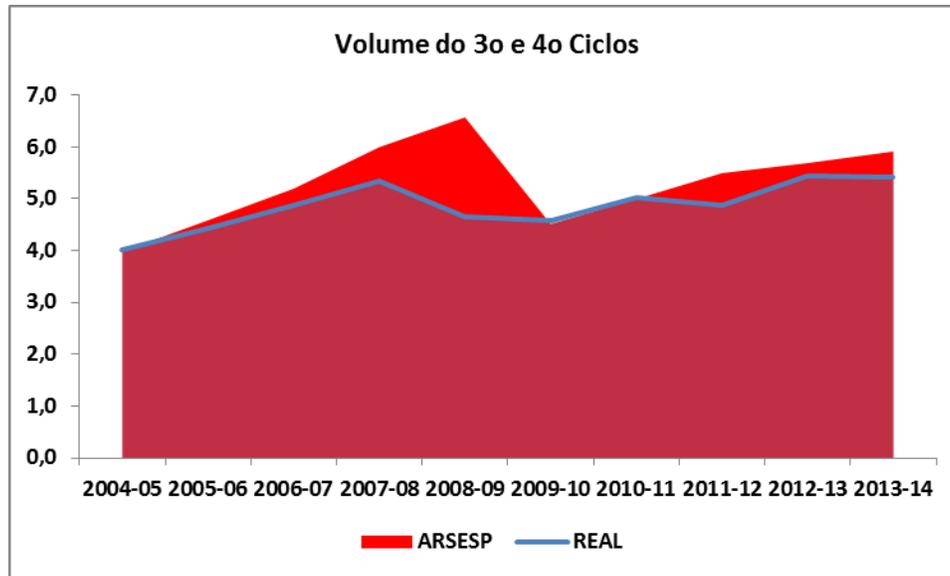
b) Mensuração do Risco

Para cada revisão tarifária (segundo e terceiro ciclos tarifários), a ARSESP determinou um volume que, juntamente com as demais variáveis determinantes, compuseram o P_0 fixado. Substituindo-se os referidos volumes determinados por aqueles realizados verifica-se o impacto sobre a remuneração de capital (remuneração regulatória autorizada – WACC), de 11,76% para 9,22% no segundo ciclo, e de 9,55% para 8,66% no terceiro ciclo. Em decorrência, as diferenças de remuneração foram de 2,54% e 0,89%, respectivamente. Assim, a média desses dois ciclos foi de 1,71%, ou seja, a perda média de remuneração nesses dois últimos ciclos foi de 1,71%.

A evolução do volume faturado, para esses dois ciclos tarifários, é indicada na figura abaixo.⁴¹

40. Rigorosamente, até esta data o regulador deve apenas definir as diretrizes gerais para a abertura da comercialização.

41. O volume dos meses de abril e maio de 2014 foram projetados.



Neste contexto, ainda é fundamental ressaltar o papel do risco cambial, que impacta diretamente o preço do insumo (=custo do gás) para a concessionária. Dado o mecanismo de compensação vigente, as variações neste custo são repassadas diretamente ao consumidor final (com defasagem), através de um mecanismo de *pass-through* (=Conta Corrente). Esse repasse, por sua vez, altera o preço relativo do gás, ou seja, o preço do gás fornecido pela concessionária e aqueles dos combustíveis alternativos. Esta alteração de preço relativo, por sua vez, impacta a competitividade da empresa. Na medida em que a Comgás repassa a variação cambial e a Petrobrás (que, em última instância define os preços dos demais combustíveis) – por uma decisão de política pública – repassa esses preços, a competitividade da concessionária é impactada negativamente. Esta perda de competitividade pode ser observada na dinâmica de volume (abaixo do potencial) que, por sua vez, também impacta negativamente a receita.

Proposta da Comgás:

A Contribuição da Comgás para a Nota Técnica é que também seja considerado um prêmio de risco de estrutura de mercado. O valor desse prêmio, como demonstrado deve ser de 1,71%.

4.4 Custo do Capital de Terceiros

Conforme a Nota Técnica, a proposta da ARSESP é que o custo da dívida – custo marginal do endividamento – também foi estimado com base no CAPM, expresso da seguinte forma:

$$CME = r_f + r_s + SS$$

onde *SS* é o *spread* adicional em função da qualificação do negócio.

Um problema nesta equação paramétrica é que ela não especifica o beta da dívida. Poderia ser considerado que a variável *SS* expressa o produto do beta pelo prêmio de risco mercado. No entanto, considerando o prêmio de risco mercado estimado pela ARSESP e o valor estimado para o *spread* adicional em função da qualificação do negócio, temos que beta "implícito" é de 2,40 ($=6,77/2,82$). Esse valor não corresponde, especificamente, à classe de risco da Comgás. Em parte, este problema decorre da nomenclatura utilizada pela ARSESP.

Proposta da Comgás:

A Contribuição da Comgás para a Nota Técnica é que a ARSESP: i) reveja a nomenclatura adotada e siga a melhor prática, ii) explicita o beta da dívida e avalie a sua consistência com o *rating* efetivo das distribuidoras de gás canalizado e iii) avalie a disponibilidade de informações para uma janela de 14 anos e a utilize.

5. Conclusões

Em resumo, não é razoável desconsiderar o atual momento econômico, e a sua evolução próxima, na determinação do custo e da estrutura de capital da Comgás no âmbito da atual revisão tarifária periódica, sob pena de comprometer a consistência e a razoabilidade da metodologia e do resultado proposto pelo regulador. Os dados deixam claro que a crise: i) aumentou a volatilidade dos retornos dos ativos e das taxas de câmbio em todos os mercados, ii) aumentou o risco país, o que afeta o custo de capital próprio e iii) reduziu o fluxo de capitais para os países emergentes, o que impacta o custo de capital de terceiros. Nestas condições, muito similares àquelas observadas quando da revisão tarifária anterior, que já refletia uma crise econômica global.

Especificamente, as principais conclusões desta Contribuição da Comgás para a Nota Técnica ARSESP são as seguintes.

Primeira, a proposta metodológica deve buscar a consistência interna das relações entre as diversas variáveis consideradas no processo de revisão tarifária, ao mesmo tempo em que assegura a razoabilidade dos resultados.

Segunda, não é razoável desconsiderar o atual momento econômico, e a sua evolução próxima, na determinação do custo e da estrutura de capital da Comgás no âmbito desta revisão tarifária periódica, sob pena de comprometer a consistência e a razoabilidade da metodologia e do resultado proposto pelo regulador. Os dados deixam claro que a crise: i) aumentou a volatilidade dos retornos dos ativos e das taxas de câmbio em todos os mercados, ii) aumentou o risco país, o que afeta o custo de capital próprio e iii) reduziu o fluxo de capitais para os países emergentes, o que impacta o custo de capital de terceiros, e que a tendência recente é de aumento de juros, cambio e redução da atividade econômica.

Terceira, é verdade que a metodologia proposta pela ARSESP segue, em termos gerais, a melhor prática internacional – fundamentada na contribuição original de Modigliani e Miller (1958) sobre o valor da firma, custo e estrutura de capital. Esta contribuição adota o conceito de custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*). O *WACC* reflete o custo de oportunidade para os provedores de capital ponderado pela participação de cada um deles no capital total da firma. Este custo de oportunidade para o investidor iguala-se ao retorno esperado para investimentos na mesma classe de risco. Também é um fato que esta metodologia guarda uma forte correlação com aquela proposta e adotada no setor de distribuição de energia elétrica.

Apesar da simplicidade teórica da definição a estimativa do custo de capital provou ser bastante controversa. Em geral, o capital próprio e de terceiros são estimados a partir de versões do *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. Por fim, ao se determinar se o *WACC* deve ser nominal ou real e antes de impostos (*pre-tax*) ou após impostos (*post-tax*), o regulador deve considerar que o custo de capital deve ser expresso de forma consistente com a definição da base de remuneração regulatória.

Quarta, a ARSESP alterou, em pontos relevantes, a metodologia adotada nas revisões tarifárias periódicas já concluídas da Comgás.

Quinta, a definição e estimativa da estrutura de capital não seguem a melhor prática regulatória e o disposto no Contrato de Concessão da Comgás.

Sexta, a estimativa do custo de capital próprio pelo CAPM segue a melhor prática internacional. No entanto, alguns aperfeiçoamentos na metodologia proposta pela ARSESP podem ser feitos. Dentre eles, a consideração de equações alternativas à de Modigliani e Miller (ou Hamada) para a relação entre o beta alavancado e o beta desalavancado.

Sétima, a nomenclatura utilizada para a determinação do custo de capital de terceiros pode ser melhorada.

Por fim, as distribuidoras de gás natural canalizado no Estado de São Paulo estão sujeitas a outros riscos que não foram considerados (precificados) pelo regulador na definição e estimativa do custo de capital. Dentre eles, os prêmios que deveriam ser considerados – para todas as concessionárias, são os seguintes: i) prêmio de risco tamanho, ii) prêmio de risco regulatório e iii) prêmio de risco estrutura de mercado. É fundamental que o regulador reconheça a importância desses riscos e leve-os em consideração na definição do custo de capital e, portanto, do P_0 , da Comgás.

Com base nas Contribuições da Comgás o novo valor do WACC da concessionária é demonstrado a seguir.

WACC

%

Comgás

Alavancagem (D/(D+E))	0,45
Alíquota tributária	34,00
Custo de capital próprio nominal após impostos - Comgás	19,65
Custo do capital de terceiros após impostos	7,56
Custo de capital nominal - Comgás	14,21
Inflação esperada	1,77
Custo de capital real após impostos - Comgás	12,22

Custo do Capital Próprio

%

Comgás

Taxa livre de risco	3,91
Beta ajustado por risco regulatório	1,25
Prêmio de risco de mercado	6,77
Prêmio de risco Brasil	4,72
Prêmio de risco de estrutura de mercado	1,71
Prêmio tamanho - Comgás	0,85
Custo do capital próprio nominal após impostos - Comgás	19,65

Custo do Capital de Terceiros

%

Comgás

Taxa livre de risco	3,91
Prêmio de risco Brasil	4,72
Prêmio de risco corporativo	2,82
Custo de capital de terceiros nominal antes dos impostos	11,45
Custo de capital de terceiros nominal após impostos	7,56

Bibliografia

- Alexander, Ian, C. Mayer e H. Weeds (1996): Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms: An International Comparison, World Bank Policy Research Working Paper n° 1698, December.
- Alexander, Ian, Antonio Estache e A. Oliveri (1999): A Few Things Transport Regulators Should Know About Risk and the Cost of Capital, World Bank (republicado em Utilities Policy, vol 9, 2001).
- Armitage, Seth (2005): The Cost of Capital - Intermediate Theory, Cambridge: Cambridge University Press.
- Armstrong, Mark, Simon Cowan e John Vickers (1994): Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience, Cambridge, Mass: MIT Press.
- Australian Energy Regulator (2009): Electricity and Distribution Network Service Providers Review of the Weighted Average Cost of Capital (WACC) Parameters: Final Decision, May.
- Barcelos, Luiz Cláudio (2010): Essays on Regulatory Risk Issues, tese de doutoramento, Escola de Administração de Empresas de São Paulo – FGV, São Paulo.
- Bevilaqua, Afonso S., Márcio Garcia e Áureo N. de Paula (2000): Prêmio de Risco e Política Monetária em Economias Latino-Americanas durante as Recentes Crises Internacionais, mimeo, Departamento de Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, agosto.
- Binder, J. J. e S. W. Norton (1999): Regulation, Profit Variability and Beta, Journal of Regulatory Economics, vol 15, n° 3, pg 249-266.
- Black, F. (1972): Capital Market Equilibrium with Restricted Borrowing, Journal of Business, vol 75, n° 3, pg 444-455.
- Blume, Marshall E. (1971): On the Assessment of Risk, Journal of Finance, vol 26, n° 1, March, pg 1-10.
- _____ (1975): Betas and Their Regression Tendencies, Journal of Finance, vol 30, n° 3, June, pg 785-795.
- Bragança, Gabriel de (2005): A Remuneração de Redes nas Telecomunicações e a Nova Orientação a Custos: Avaliação e Perspectivas para a Telefonia Fixa Brasileira, Ipea, Texto para Discussão n° 1104.
- Bragança, Gabriel de, Katia Rocha e Fernando Camacho (2006a): A Taxa de Remuneração do Capital e a Nova Regulação das Telecomunicações, BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n° 23, março, pg 151-192.
- Bragança, Gabriel de, Katia Rocha e Fernando Camacho (2006b): A Taxa de Remuneração do Capital e a Nova Regulação de Telecomunicações, Ipea, Texto para Discussão n° 1160.
- Brealey, R., S. Myers, G. Partington e D. Robinson (2000): Principles of Corporate Finance, Roseville: McGraw-Hill.
- Buckland, R. e P. Fraser (2001a): Political and Regulatory Risk: Beta Sensitivity in U.K. Electricity Distribution, Journal of Regulatory Economics, vol 19, n° 1, pg 5-25.
- Buckland, R. e P. Fraser (2001b): Political and Regulatory Risk in Water Utilities: Beta Sensitivity in the United Kingdom, Journal of Business Finance & Accounting, vol 28, n° 7, Sept./Oct., pg 877-903.
- Bullard, S. H. e Gunter, J. E. (2000): Adjusting Discount Rates for Income Taxes and Inflation: A Three-Step Process, Southern Journal of Applied Forestry, vol 24, n 4, pg 193-195.
- Camacho, Fernando (2004): Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil, Revista do BNDES, vol 11, n° 21, pg 139-164.
- Campbell, J. Y., Andrew Lo e C. MacKinlay (1997): The Econometrics of Financial Markets, Princeton: Princeton University Press.

- Chisari, O., M. Pardina e M. Rossi (1999): El Costo de Capital en Empresas Reguladas: Incentivos y Metodología, *Desarrollo Económico*, vol 38, nº 152.
- Clarke, R (1980): The Effect of Fuel Adjustment Clauses on the Systematic Risk and Market Values of Electric Utilities, *Journal of Finance*, vol 35, nº 2, pg 347-358.
- Cooper, Ian e Sergei Davydenko (2001): The Cost of Debt, mimeo, London Business School, March.
- Coutinho, Paulo e A. Oliveira (2002): Determinação da Taxa de Retorno Adequada para Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil, mimeo, Fundação Universitária de Brasília - Fubra.
- Crew, M. e P. Kleindorfer (1996): Price Caps and Revenue Caps: Incentives and Disincentives for Efficiency, Pricing and Regulatory Innovations Under Increasing Competition, Michael Crew (ed.), Boston, MA: Kluwer Academic Publishers.
- Damodaran, A. (2012): Levered and Unlevered Betas by Industry, dataset downloaded de <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/>.
- Davidson, W.N., N. Rangan e S. Rosenstein (1997): Regulation and Systematic Risk in the Electric Utility Industry: A Test of the Buffering Hypothesis, *Financial Review*, vol 32, nº 3, pg 163- 184.
- Davis, K. (1998a): Access Arrangements and Discount Rates: Real Pre-Tax and Nominal Post-Tax Relationships, mimeo.
- _____ (1998b): The Weighted Average Cost of Capital for the Gas Industry, mimeo.
- Ergas, H., J. Hornby, I. Little e J. Small (2001): Regulatory Risk, a paper prepared for the ACCC Regulation and Investment Conference, March 26-27, Manly: Network Economics Consulting Group.
- Estache, Antonio, Jose-Luis Guasch e Lourdes Trujillo (2003): Price Caps, Efficiency Payoffs, and Infrastructure: Contract Renegotiation in Latin America, Policy Research Working Paper Series n 3129, World Bank, august.
- Gaggero, A. (2010): Regulation and Risk: A Cross-Country Survey of Regulated Companies, *Bulletin of Economic Research*, pg 1-13.
- Garcia, Márcio e T. Didier (2001): Taxa de Juros, Risco Cambial e Risco Brasil, mimeo, Departamento de Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- Garcia, Márcio e Gino Olivares (2001): O Prêmio de Risco da Taxa de Câmbio no Brasil durante o Plano Real, mimeo, Departamento de Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- Garcia, R. e Strat Consulting (2005): Propostas para o Novo Modelo da Indústria de Gás Natural no Brasil – Resumo Executivo, estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural, contratado pela Agência Nacional do Petróleo - ANP.
- Grout, P. e A. Zalewska (2006): The Impact of Regulation on Market Risk, *Journal of Financial Economics*, vol 80, nº 1, pg 149-184.
- Ghysels, E. (1998): On Stable Factor Structures in the Pricing of Risk: Do Time Varying Betas Help or Hurt?, *Journal of Finance*, vol 53, pg 549-573.
- Hamilton, J.D. (1994): *Time Series Analysis*, Princeton: Princeton University Press.
- Harris, Milton e Artur Raviv (1991): The Theory of Capital Structure, *Journal of Finance*, vol 46, pg 297-355.
- Harris, R. S. e J. J. Pringle (1985): Risk-Adjusted Discount Rates Extensions form the Average-Risk Case, *Journal of Financial Research*, Fall, pg 237-244.
- Hern, R. e A. Zalewska (2001): Recent Evidence on Beta and the Cost of Capital for UK Electricity Companies, mimeo, National Economic Research Associates - NERA.
- International Monetary Fund (2009): Sustaining the Recovery, *World Economic Outlook*, October.
- Jagannathan R. e Z. Wang (1996): The Conditional CAPM and the Cross-Section of Expected Returns, *The Journal of Finance*, vol 51, nº 1, pg 3-53.

- Kolbe, Lawrence, James A. Read Jr. e George R. Hall (1986): *The Cost of Capital - Estimating the Rate of Return for Public Utilities*, Cambridge, Mass.: MIT Press.
- Lally, M. (2002): *Determining the Risk Free Rate for Regulated Companies*, prepared for The Australian Competition and Consumer Commission.
- Lintner, J. (1965): *The Valuation of Risky Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets*, *Review of Economics and Statistics*, vol 47, pg 13-37.
- Markowitz, H. (1952): *Portfolio Selection*, *Journal of Finance*, vol 7, pg 77-91.
- Marshall, W., J. Yawitz e E. Greenberg (1981): *Optimal Regulation Under Uncertainty*, *Journal of Finance*, vol 36, n° 1, pg 909-921.
- Miles, J. e J. R. Ezzell (1980): *The Weighed Average Cost of Capital, Perfect Capital Markets, and Project Life: a Clarification*, *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, vol 15, pg 719-730.
- _____ (1985): *Reformulating the Tax Shield: a Note*, *Journal of Finance*, vol 40, pg 1485-1492.
- Miller, Merton (1977): *Debt and Taxes*, *Journal of Finance*, vol 32, pg 261-275.
- Modigliani, Franco e Merton Miller (1958): *The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment*, *American Economic Review*, vol 48, pg 261-297.
- _____ (1963): *Corporate Income Taxes and the Cost of Capital: A Correction*, *American Economic Review*, vol 53, pg 433-443.
- Mossin, J. (1966): *Equilibrium in a Capital Asset Market*, *Econometrica*, vol 34, n° 4, pg 768-783.
- Norton, S. W. (1985): *Regulation and Systematic Risk: The Case of Electric Utilities*, *Journal of Law and Economics*, vol 28, n° 3, pg 671-686.
- OFCOM (2005): *Ofcom's Approach to Risk in the Assessment of the Cost of Capital*, Final Statement, Office of Communications, August.
- OFGEM (2010): *Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20 Emerging Thinking*, January.
- Paleari, S. e R. Redondi (2005): *Regulation Effects on Company Beta Components*, *Bulletin of Economic Research*, vol 57, n° 4, pg 3307- 3378.
- Pedell, B. (2006): *Regulatory Risk and the Cost of Capital: Determinants and Implications for Rate Regulation*, New York: Springer Verlag.
- Peltzman, S. (1976): *Toward a More General Theory of Regulation*, *Journal of Law and Economics*, vol 19, n° 2, pg 211-240.
- Pint, E. (1992): *Price-Cap versus Rate-of-Return Regulation in a Stochastic-Cost Model*, *Rand Journal of Economics*, vol 23, n° 4, pg 564-578.
- Pires, J. C. L. (1999): *Políticas Regulatórias no Setor de Energia Elétrica: A Experiência dos Estados Unidos e da União Europeia*, Texto para Discussão, BNDES, n° 73.
- Rajan, Raghuram G. e Luigi Zingales (1995): *What Do We Know About Capital Structure? Some Evidence from International Data*, *Journal of Finance*, vol 50, n 5, December, pg 1421-1460.
- Ribenboim, Guilherme (2002): *Testes de Versões do Modelo CAPM no Brasil*, em Marco Bonomo (org.), *Finanças Aplicadas no Brasil*, Rio de Janeiro: FGV Editora.
- Riddick, L. (1992): *The Effects of Regulation on Stochastic Systematic Risk*, *Journal of Regulatory Economics*, vol 4, pg 139-157.
- Robinson, T. A. e M. P. Taylor (1998): *Regulatory Uncertainty and the Volatility of Regional Electricity Company Share Prices: The Economic Consequences of Professor Littlechild*, *Bulletin of Economic Research*, vol 50, n° 1, pg 37-46.
- Roll, R. W. (1977): *A Critique of the Asset Pricing Theory's Tests*, *Journal of Financial Economics*, vol 4, pg 129-176.
- Sharpe, W. F. (1964): *Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk*, *Journal of Finance*, vol 19, pg 425-442.

- Spulber, Daniel F. e Yossef Spiegel (1994): The Capital Structure of a Regulated Firm, *Rand Journal of Economics*, vol 25, n 3, Autumn, pg 424-440.
- Stigler, George (1971): The Theory of Economic Regulation, *Bell Journal of Economics and Management Science*, vol 2, n° 1, pg 3-21.
- Taggart, R. A. Jr (1991): Consistent Valuation and Cost of Capital. Expressions With Corporate and Personal Taxes, *Financial Management*, Autumn, pg 8-20.
- Teixeira Filho, Ernani, Fernando Pimentel Puga, Gilberto Rodrigues Borça Junior e Marcelo Machado Nascimento (2009): Perspectivas de Investimentos 2009/12 em um Contexto de Crise, *Visão do Desenvolvimento, BNDES*, n 60, fevereiro.
- Thompson, Howard I. (1991): *Regulatory Finance - Financial Foundations of Rate of Return Regulation*, Norwell, Mass.: Kluwer Academic.
- Vasicek, O. (1973): A Note on Using Cross-sectional Information in Bayesian Estimation of Security Betas, *Journal of Finance*, vol 28, pg 1233-1239.
- Wolff, Christian (1987): Forward Foreign Exchange Rates, Expected Spot Rates and Premia: A Signal Extraction Approach, *Journal of Finance*, vol 42, pg 395-406.
- _____ (2000): Measuring the Exchange Risk Premium: Multi-Country Evidence from Unobserved Components Models, *Journal of International Financial Markets, Institutions and Money*, vol 10, pg 1-8.
- Wright, S., R. Mason e D. Miles (2003): A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the UK, mimeo.

Anexo - Experiências Internacional e Brasileira

O objetivo desta seção é resumir a melhor prática internacional e nacional para a definição e estimativa do custo e da estrutura de capital no âmbito de revisões tarifárias.

1. Experiência Internacional

As principais referências internacionais em países desenvolvidos são encontradas na Austrália, Estados Unidos, Holanda, Nova Zelândia e Reino Unido. No caso dos países emergentes pode-se citar a Argentina e o Chile. Em geral, todos os reguladores seguem o *textbook case*, ou seja, o modelo comumente encontrado em livros textos introdutórios de teoria financeira. Assim, o WACC é dado por:

$$WACC = \left(\frac{E}{E+D} \right) r_E + \left(\frac{D}{E+D} \right) r_D (1-t)$$

Onde r_E é o custo do capital próprio, E é o valor de mercado do capital próprio, r_D é o custo do capital de terceiros antes do imposto de renda, t é a alíquota tributária marginal efetiva e D é o valor de mercado do capital de terceiros.

Em geral, o capital próprio e de terceiros também são estimados a partir de versões do *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Por fim, ao se determinar se o WACC deve ser nominal ou real e antes de impostos (*pre-tax*) ou após impostos (*post-tax*), o regulador das diversas jurisdições considera que o custo de capital deve ser expresso de forma consistente com a definição da base de remuneração regulatória. A experiência internacional também ilustra a dificuldade prática em se estimar o custo – e a estrutura – de capital.

Por fim, é importante ressaltar que, ao se comparar o WACC em diferentes jurisdições e ao longo do tempo, é fundamental entender a maneira como eles foram definidos, na medida em que na prática regulatória internacional o custo de capital é definido em função de especificidades regulatórias locais: antes ou depois dos impostos; real ou nominal; com imputação de créditos tributários ou não; etc.

Nos Estados Unidos a necessidade das *utilities* serem capazes de ganhar um custo de capital apropriado foi assegurado em duas decisões quase centenárias da Suprema Corte: o caso *Bluefield Water Works*, de 1923, e o caso *Hope Natural Gas*, de 1944. Em *Bluefield Water Works*,⁴² a corte decidiu que "*a public utility is entitled to such rates as will permit it to earn a return upon the value of the property which it employs for the convenience of the public equal to that generally being made at the same time and in the same general part of the country on investments in other business undertakings which are attended by corresponding risks and uncertainties; but it has no constitutional rights to profits such as are realized or anticipated in highly profitable enterprises or speculative ventures. The return should be reasonably sufficient to assure confidence in the financial soundness of the utility, and should be adequate, under efficient and economical management, to maintain and support its credit, and enable it to raise the money necessary for the proper discharge of its public duties.*"

42. *Bluefield Water Works and Improvement Co. v. Public Service Commission*, 262 U.S. 679, 692 (1923).

Em *Hope Natural Gas*,⁴³ a decisão foi que *"from the investor point of view it is important that there be enough revenue not only for operating expenses but also for the capital costs of the business. These include service on the debt and dividends on the stock. By that standard, the return to the equity owner should be commensurate with returns on investments in other enterprises having corresponding risks. That return, moreover, should be sufficient to assure confidence in the financial integrity of the enterprise, so as to maintain its credit and to attract capital."*

Na definição do custo de capital o OFWAT (1991) – regulador do setor de água e saneamento, por exemplo, entendeu que *"in order to ensure that investment takes place to meet higher standards, those lending money to the water companies will expect an adequate return, when compared with what is on offer in the capital markets. To assess this involves examination of prospective returns in the markets as a whole and of any differential risk or attractiveness of water companies compared with borrowers in general."* Ainda segundo avaliação do OFWAT (1992) *"when price limits are set, they may include some advancement of price increases compared with what would be necessary to ensure a satisfactory rate of return over the life of the assets. This may be necessary to enable companies to demonstrate satisfactory financial ratios when approaching the capital markets for funds to finance their capital programmes. Unless companies are to earn an unjustifiably high rate of return over the life of the assets involved, any such advancement would need to be taken into account in setting price limits at subsequent reviews."*

2. Experiência Brasileira

É possível afirmar que no Brasil, com algumas ressalvas, a metodologia adotada para a especificação e estimação do custo e da estrutura de capital também segue o *textbook case*. No entanto, é importante ressaltar que – em casos particulares – são cometidos erros elementares. Ainda, é importante ressaltar a disparidade no grau de sofisticação adotado pelas diversas Agências Reguladoras setoriais. Por fim, cabe enfatizar o problema associado à falta de "consistência temporal" nas propostas, e decisões finais, referentes à definição e estimativa do WACC no âmbito dos processos de revisão tarifária.

Setor de Distribuição de Energia Elétrica

A experiência desse setor é a mais extensa de todos os setores regulados no Brasil. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL acumulou, desde 2001 (quando foi realizada a segunda revisão tarifária periódica da Escelsa), um volume de informações nacional e internacional bastante grande.

Desde o início, a ANEEL reconhece que a remuneração do capital constitui um elemento fundamental para o desenvolvimento de setores regulados, pois é o sinal econômico que orienta, mediante os incentivos que gera, a direção do investimento produtivo.⁴⁴ Logo, a determinação correta e justa desta remuneração é fundamental, uma vez que erros na sua determinação podem prejudicar a atração de investimentos e/ou o equilíbrio econô-

43. *Federal Power Commission v. Hope Natural Gas Co.*, 320 U.S. 591, 603 (1944).

44. Do ponto de vista conceitual esta remuneração é definida a partir do custo de capital da concessionária. Em consequência, os termos "remuneração" e "custo de capital" serão utilizados indiferentemente. O contexto empregado deixará claro cada caso.

mico-financeiro do contrato de concessão, levando o investidor a se posicionar abaixo do nível requerido de investimentos, com o conseqüente impacto na qualidade do serviço. De maneira inversa, se a remuneração resultasse em valores elevados, o negócio regulado ganharia uma taxa superior à de mercado, gerando uma distorção de preços com encargos adicionais aos consumidores.

Em resumo, os fundamentos da metodologia para estimativa da estrutura e do custo de capital de concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil são baseados no conceito de custo médio ponderado de capital. Esta metodologia está assentada em diversas Notas Técnicas, Resoluções Normativas e estudos da ANEEL, dentre elas:

- a Nota Técnica nº 097/01/SRE/ANEEL, de 08/08/01, tratou da Segunda Revisão Tarifária Periódica da Escelsa;
- estudo "Determinação de Estrutura Ótima de Capital (EOC) das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica", de dezembro de 2002, que teve por objetivo propor uma metodologia para a definição do intervalo ótimo para a estrutura de capital das concessionárias de distribuição;
- estudo "Determinação da Taxa de Retorno Adequada para Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil", de dezembro de 2002, que teve por objetivo desenvolver uma nova metodologia para a determinação da taxa de retorno, a partir daquela apresentada na Nota Técnica nº 097/01;
- Notas Técnicas, de dezembro de 2003, referentes aos processos de revisão tarifária periódica da Cemat, Cemig, CPFL e Enersul, respectivamente. Essas Notas são acompanhadas de vários anexos. O Anexo II trata da "Metodologia e Cálculo do Custo de Capital de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil" e o Anexo III da "Metodologia e Cálculo da Estrutura Ótima de Capital de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil". Esses Anexos reproduzem, com omissões, os dois estudos mencionados acima.⁴⁵ A análise da Proposta da Aneel para a estrutura e o custo de capital apresentada a seguir é feita no contexto das Notas Técnicas e desses estudos/anexos;
- Nota Técnica nº 164/2006-SRE/ANEEL, que apresentou a metodologia e os critérios adotados pela ANEEL para a determinação da remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica a ser aplicada no segundo ciclo de revisões tarifárias;
- Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31/10/06, que estabeleceu os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica;
- Resolução Normativa ANEEL nº 457, de 08/11/11, que aprovou o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, o qual define a metodologia e os procedimentos gerais para realização do Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – 3CRTP;

45. Em relação ao documento original sobre o custo de capital foram suprimidas: i) a análise da metodologia para determinação da taxa de retorno – Nota Técnica nº 097/2001/SER/ANEEL; ii) a proposta de ajustes para aprimoramento da metodologia da Nota Técnica nº 097; iii) a discussão sobre o benefício fiscal para juros sobre capital próprio no Brasil e iv) a escolha do modelo para determinação do custo de capital próprio e, ainda sobre este tema, o Apêndice 2 que apresenta uma sucinta descrição dos Modelos CAPM, APT e DGM.

Em relação ao documento original sobre a estrutura ótima de capital foram suprimidas: i) as considerações iniciais sobre a definição da estrutura ótima de capital; ii) a discussão fiscal dos rendimentos sobre capital próprio no Brasil; iii) a discussão sobre os condicionantes do mercado com relação a capitais próprios e de terceiros; iv) a análise da metodologia de cálculo da estrutura ótima de capital de uma empresa individual; v) a análise do passivo exigível de empresas brasileiras (Celesc, Cemig, Elektro, Coelce, Escelsa, CNEE, CFLO); vi) a análise da prática em outros países e vii) as conclusões.

- a proposta para o quarto ciclo tarifário está resumida no Submódulo 2.4 – Custo de Capital, do PRORET, que ainda será submetido à audiência pública.

Estrutura de capital

Primeira revisão	- Foi determinada com base em <i>benchmarking</i> regional e internacional (Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha)
Segunda revisão	
Terceira revisão	- Foi determinada a partir de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, no período entre 2006 e o ano da revisão tarifária do 2CRTP de cada empresa
Quarta	- Foi determinada com base em dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, nos anos de 2011 e 2012

Fonte: ANEEL.

Custo do capital próprio

Primeira revisão	- Foi determinado com base no CAPM internacionalizada: $r_e = r_f + \beta(r_m - r_f) + r_B + r_x + r_R$ <p>Onde r_f é a taxa de retorno de um ativo livre de risco, β é o risco sistemático, $(r_m - r_f)$ é o prêmio de risco do negócio e financeiro, r_B é o prêmio de risco Brasil, r_x é o prêmio de risco cambial e r_R é o prêmio de risco regulatório</p>
Segunda revisão	- O procedimento para a determinação do custo do capital próprio foi o mesmo utilizado na revisão tarifária anterior
Terceira revisão	- O procedimento para a determinação do custo do capital próprio foi o mesmo utilizado na revisão tarifária anterior, exceto que o prêmio de risco cambial também foi suprimido
Quarta revisão	- O procedimento para a determinação do custo do capital próprio foi o mesmo utilizado na revisão tarifária anterior

Fonte: ANEEL.

Custo do capital de terceiros

Primeira revisão	- Foi determinado com base no CAPM: $r_d = r_f + r_c + r_B$
-------------------------	--

	onde r_f é a taxa livre de risco, r_C é o prêmio de risco de crédito e r_B é o prêmio de risco país
Segunda revisão	- O procedimento para a determinação do custo do capital de terceiros foi o mesmo utilizado na revisão tarifária anterior
Terceira revisão	- O procedimento para a determinação do custo do capital de terceiros foi o mesmo utilizado na revisão tarifária anterior
Quarta revisão	- O procedimento para a determinação do custo do capital de terceiros foi o mesmo utilizado na revisão tarifária anterior

Fonte: ANEEL.

Conversão do WACC nominal para real

Primeira revisão	- A ANEEL considerou uma taxa real após os impostos, sendo a relação entre o WACC real e o WACC nominal derivada da relação de Fischer: $(1 + WACC_{real}) = \frac{(1 + WACC_{nominal})}{(1 + \pi^e)}$ <p>Onde π^e é a expectativa de inflação</p>
Segunda revisão	- O procedimento para a conversão do WACC nominal para real foi o mesmo utilizado na revisão tarifária anterior
Terceira revisão	- O procedimento para a conversão do WACC nominal para real foi o mesmo utilizado na revisão tarifária anterior
Quarta revisão	- O procedimento para a conversão do WACC nominal para real foi o mesmo utilizado na revisão tarifária anterior

Fonte: ANEEL.

A tabela abaixo resume os resultados da metodologia utilizada pela ANEEL em cada um dos ciclos tarifários.⁴⁶

	Primeiro Ciclo	Segundo Ciclo	Terceiro Ciclo
Alavancagem (D/(D+E))	50,0	57,16	55,0
Alíquota tributária	34,0	34,0	34,0
Custo de capital próprio nominal após impostos	17,47	16,71	13,43
Custo do capital de	10,40	14,97	7,43

46. A diferença entre os valores desta tabela e aqueles apresentados nas Notas Técnicas do regulador são devidas a erros de arredondamento e/ou truncamento.

terceiros após impostos			
Custo de capital nominal	13,93	12,80	10,13
Inflação esperada	2,40	2,60	2,45
Custo de capital real após impostos	11,26	9,95	7,50

Fonte: ANEEL.

A estimativa do custo do capital próprio é apresentada a seguir.

	Primeiro Ciclo	Segundo Ciclo	Terceiro Ciclo
Taxa livre de risco	6,01	5,32	4,87
Beta desalavancado			0,41
Beta alavancado	0,26	0,55	0,74
Prêmio de risco de mercado	7,76	6,09	5,82
Prêmio de risco Brasil	4,08	4,91	4,25
Prêmio de risco cambial	2,00	1,78	Não considerado
Risco regulatório	3,33	1,33	Não considerado
Custo do capital próprio nominal após impostos	17,47	16,71	13,43

Fonte: ANEEL.

A estimativa do custo do capital de terceiros é apresentada a seguir.

	Primeiro Ciclo	Segundo Ciclo	Terceiro Ciclo
Taxa livre de risco	6,01	5,32	4,84
Prêmio de risco Brasil	4,08	4,91	4,25
Prêmio de risco corporativo	5,67	2,96	2,14
Custo de capital de terceiros nominal antes dos impostos	15,76	14,97	11,26
Custo de capital de terceiros nominal após impostos	10,40	9,88	7,43

Fonte: ANEEL.

Por fim, o beta e o grau de alavancagem são indicados abaixo:

	Primeiro Ciclo	Segundo Ciclo	Terceiro Ciclo
Beta			
Desalavancado			0,41
Alavancado	0,26	0,55	0,74

Alavancagem			
D/(D+E)	0,50	0,5716	0,55
E/(D+E)	0,50	0,4284	0,45
D/E	1,00	1,33	1,22

Fonte: ANEEL.

Para o próximo ciclo tarifário a proposta da ANEEL é, em resumo, a seguinte:

Alavancagem (D/BRRL+AIC)	0,53
Alíquota tributária	Variável, em função do porte e localização da empresa
Custo de capital próprio nominal após impostos	Variável, em função da alíquota tributária da empresa
Custo do capital de terceiros após impostos	Variável, em função da alíquota tributária da empresa
Custo de capital nominal	Variável, em função da alíquota tributária da empresa
Inflação esperada	2,41
Custo de capital real após impostos	Variável, em função do porte e localização da empresa

Fonte: ANEEL; elaboração Delta.

Os resultados para o WACC são resumidos na tabela abaixo:

Taxa livre de risco	5,78
Beta alavancado	0,67
Prêmio de risco de mercado	5,01
Prêmio de risco Brasil	2,80
Custo do capital próprio nominal após impostos	11,92
Prêmio de risco de crédito	3,28
Custo de capital de terceiros nominal antes dos impostos	11,86
Custo de capital de terceiros nominal após impostos	Variável, em função da alíquota tributária da empresa

Fonte: ANEEL.

Setor de Transmissão de Energia Elétrica

As manifestações recebidas no âmbito da Audiência Pública nº 007/2006, contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, cujos resultados estão consolidados na Nota Técnica ANEEL nº 235/2006-SRE/ANEEL, de 30/08/06. A Resolução Normativa ANEEL nº 230, de 12/09/06 estabeleceu os conceitos gerais e a metodologia aplicável à Revisão Tarifária Periódica dos contratos de concessão para prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica outorgados mediante licitação, na modalidade de leilão público.

Conforme disposto na Resolução (e detalhado na Nota Técnica nº 235/06) para o cálculo da taxa de retorno, adota-se a metodologia do WACC. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. Assim, o WACC procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e de terceiros) disponíveis para o empreendimento. O modelo tradicional do WACC segue o *textbook case*, com alguns ajustes. Por fim, como as tarifas são reajustadas por um índice de inflação, interessa ter o custo de capital expresso em termos reais. Para deflacionar o custo de capital, desconta-se a taxa de inflação média anual dos EUA, de acordo com a fórmula adotada no caso do setor de distribuição.

Setor de Distribuição de Gás Canalizado

No Brasil, a distribuição de gás canalizado é de responsabilidade dos Estados, conforme previsto na Constituição Federal de 1988. As secretarias ou as agências reguladoras estaduais são as responsáveis pela regulação do segmento. Até 1988, existiam no país apenas três empresas estatais de distribuição de gás: a Ceg, do Rio de Janeiro, a Comgás, de São Paulo e a Gasmig, de Minas Gerais. Até 1995 foram criadas mais onze novas companhias, todas com a participação da Petrobras e dos governos estaduais, que detinham grande parte das ações ordinárias.

Nesse mesmo ano, o artigo 25 da Constituição Federal recebeu nova redação e os Estados da União passaram a poder explorar a distribuição de gás canalizado mediante concessão. Algumas empresas já existentes, como a CEG, foram privatizadas com a finalidade de aumentar os investimentos e a eficiência. Em São Paulo, entre os anos de 1999 e 2000, foram licitadas três áreas de concessão, por intermédio da Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE.

Dada a disparidade (em termos de volume distribuído, da área de concessão, da estrutura de mercado, etc.) das concessionárias apenas dois casos são resumidos: São Paulo e Rio de Janeiro.

a) São Paulo

Em São Paulo, a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, uma autarquia de regime especial, vinculada à secretaria de Energia, criada pela Lei Complementar nº 1025/2007 e regulamentada pelo Decreto nº 52455/2007, tem por objetivo regular, controlar e fiscalizar, no âmbito do Estado, os serviços de gás canalizado e, preservadas as competências e prerrogativas municipais, de saneamento básico de titularidade estadual. A Agência também atua, por meio de delegação da Aneel, na fiscalização das distribuidoras de energia paulistas. A ARSESP foi criada a partir da Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE, autarquia que atuou na regulação e fiscalização dos serviços de energia elétrica e gás canalizado desde 1998. A sua criação é de grande importância para área de saneamento, pois está inserida no contexto de modernização da política estadual para o setor, bem como na sua adequação às Leis nº 11107/05 e nº 11445/07, que estabelecem, respectivamente, as normas gerais de contratação de consórcios públicos, e as diretrizes nacionais para o saneamento básico.

A metodologia e os resultados referentes ao WACC das concessionárias de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo – com foco no caso da Comgás – são analisados em detalhe no capítulo 4.

b) Rio de Janeiro

Para atuar na regulação e fiscalização dos Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado foi criada pela Lei Estadual nº 2686/97, 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 Lei Estadual nº 4556, de 06/06/05, criou a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA. A Agenesra 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.

A metodologia para as Revisões Quinquenais de Tarifas Limite da CEG, prevista originariamente no Contrato de Concessão, foi alterada pela agência reguladora através da Deliberação ASEP-RJ/CD nº 555, de 03/12/04, 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. Esta metodologia foi utilizada na 2ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite (2008-2012) e na 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite (2013-2017). No caso da CEG-Rio a alteração foi feita através da Deliberação ASEP-RJ/CD nº 611, de 26/04/05.

A Cláusula Sétima, §9º dos respectivos Contratos de Concessão da CEG e da CEG-Rio determinam que a remuneração do capital da concessionária para o período tarifário deverá ser apurada da seguinte forma. Primeiro, a remuneração será de 12,0% na primeira revisão quinquenal.

Segundo, após a segunda revisão quinquenal considerando a fórmula paramétrica a seguir:

$$r_e = r_f + \beta(r_m - r_f) + r_b$$

onde r_f é a taxa real livre de risco, β é o parâmetro que relaciona o risco sistemático (não diversificável) do setor de atuação, $(r_m - r_f)$ é o prêmio de risco e r_b é o prêmio de risco Brasil. Além disso, o Contrato também estabelece que:

- i) a taxa real livre de risco, para a segunda revisão tarifária, é definida com a taxa de juros real do título da dívida do tesouro norte-americano, com 10 anos de prazo, de maior liquidez;
- ii) o beta é fixado em 0,45 para a segunda revisão;
- iii) o prêmio de risco é fixado em 6,7% para a segunda revisão;
- iv) o prêmio de risco Brasil, para a segunda revisão tarifária, é definido como a diferença entre a remuneração do título da dívida pública externa brasileira de prazo superior a 10 anos, de maior liquidez, e a remuneração do título da dívida do tesouro norte-americano que mais se assemelhe em prazo, forma de pagamento de juros e amortizações.

Por fim, o Contrato determina que as seguintes quinquenais subsequentes deverão seguir os mesmos conceitos definidos para a segunda revisão.

	Primeiro Ciclo	Segundo Ciclo	Terceiro Ciclo
--	----------------	---------------	----------------

Taxa livre de risco	-	2,55	
Beta	-	0,45	
Prêmio de risco	-	6,70	
Prêmio de risco Bra- sil	-	1,82	
Remuneração	12,00	7,40	

Fonte: ASESP-RJ, AGENERSA; elaboração Delta.

Para o Terceiro Ciclo tarifário, as estimativas do custo do capital próprio da CEG Rio e da CEG foram as seguintes:

	CEG Rio	CEG
Taxa livre de risco	4,71	2,17
Prêio de risco de mercado	6,60	6,60
Beta desalavancado	0,70	0,45
Prêmio de risco Brasil	3,06	3,06
Inflação esperada	2,49	2,49
Custo do capital próprio	8,20	9,84

Fonte: AGENERSA; elaboração Delta.

Cabe ressaltar a especificidade dos Contratos de Concessão destas empresas: na revisão tarifária periódica, a AGENERSA não define e estima o WACC. Ela apenas o faz para o custo do capital próprio. Assim, essas concessionárias são – muito provavelmente – caso único no ambiente regulatório a terem, apenas um dos elementos do WACC para fins de determinação da remuneração da BRR.

Setor de Saneamento e Distribuição de Água

O objetivo da Nota Técnica nº RTS/01/2011, de março de 2011, intitulada "Definição de Metodologia e Cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) - 1ª Revisão Tarifária da SABESP", é apresentar a metodologia que seria adotada pela ARSESP para determinação do custo de capital, "[...] ou a taxa mínima de retorno, da concessionária SABESP, que por sua vez será utilizada no cálculo da remuneração bruta do investimento reconhecido ou regulatório (RI)."

	Primeiro Ciclo
Alavanagem (D/(D+E))	47,00
Alíquota tributária	34,00
Custo de capital próprio nominal após impostos	14,39
Custo do capital de terceiros após impostos	6,56
Custo de capital nominal	10,71
Inflação esperada	2,45
Custo de capital real após impostos	8,06

Fonte: ARSESP.

A estimativa do custo do capital próprio é apresentada a seguir.

	Primeiro Ciclo
Taxa livre de risco	4,19
Beta desalavancado	0,81

Beta alavancado	1,28
Prêmio de risco de mercado	5,88
Prêmio de risco negócio	7,53
Prêmio de risco Brasil	2,67
Custo do capital próprio nominal após impostos	14,39

Fonte: ARSESP.