

COPASA MG

Contribuição à Consulta Pública 002/2010

**METODOLOGIAS PARA A REALIZAÇÃO DE
REVISÃO PERIÓDICA DAS TARIFAS E PARA A DEFINIÇÃO DE REAJUSTES
TARIFÁRIOS ANUAIS**

Janeiro de 2011

Índice

1	INTRODUÇÃO	3
2	CONTRIBUIÇÕES À PROPOSTA METODOLÓGICA	3
2.1	CAPÍTULO II. A ESTRUTURA EFICIENTE DE CAPITAL	3
2.2	CAPÍTULO III. O CUSTO DE CAPITAL	6
2.2.1	A TAXA DE RENDIMENTO DE UM ATIVO LIVRE DE RISCO	6
2.2.2	O CÁLCULO DO BETA	7
2.2.3	O PRÊMIO DE RISCO DE MERCADO	7
2.2.4	O RISCO PAÍS E RESPECTIVO PRÊMIO	8
2.2.5	O RISCO REGULATÓRIO	9
2.2.6	O CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS	10
2.2.7	O CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL	11
2.3	CAPÍTULO IV. A VALORAÇÃO DOS ATIVOS DA EMPRESA DE REFERÊNCIA	12
2.4	CAPÍTULO V. OS CUSTOS OPERACIONAIS	14
2.4.1	CAPÍTULO V. OS CUSTOS OPERACIONAIS - O TRATAMENTO DOS CUSTOS NÃO ADMINISTRÁVEIS	21
2.5	CAPÍTULO VI. AS RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	21
2.6	CAPÍTULO VII. O TRATAMENTO DAS OUTRAS RECEITAS	23
2.7	CAPÍTULO VIII. O MERCADO	24
2.8	CAPÍTULO IX. O PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA	26
2.9	CAPÍTULO X. OS REAJUSTES TARIFÁRIOS ANUAIS	28

1 Introdução

O presente relatório apresenta as contribuições da Companhia de Saneamento de Minas Gerais (COPASA MG) sobre a Nota Técnica 011/2010 de 16 de novembro de 2010, no âmbito da Consulta Pública 002/2010 que trata sobre METODOLOGIAS PARA A REALIZAÇÃO DE REVISÃO PERIÓDICA DAS TARIFAS E PARA A DEFINIÇÃO DE REAJUSTES TARIFÁRIOS ANUAIS.

2 Contribuições à proposta metodológica

2.1 Capítulo II. A ESTRUTURA EFICIENTE DE CAPITAL

Proposta ARSAE – MG:

“...propõe-se que o percentual mínimo para a participação de capitais de terceiros no capital total seja o menor dentre os fixados pelas entidades que financiam as empresas do setor. Se a empresa não atingir aquele percentual, o a não estará sendo eficiente na administração de seu endividamento, mas a estrutura de capital a ser considerada será a derivada dos condicionantes impostos pelos agentes financeiros e não a real.”

Contribuição:

Finalmente, depois de expor outras metodologias para o cálculo da estrutura de capital eficiente, a ARSAE-MG propõe a adoção do critério de limite mínimo das instituições de crédito, argumentando que os principais ofertantes de fundos para investimentos no setor de saneamento no Brasil são as agências de desenvolvimento.

Sobre esta metodologia não são claros e são questionáveis os seguintes aspectos:

- Não se identifica os organismos a serem tomados como referência (CEF, BID, BM, BNDES, etc.);
- Não é especificado se os créditos se aplicam a todo o setor de infra-estrutura ou somente àqueles correspondentes ao setor de saneamento;
- Estes organismos, no momento da concessão de um empréstimo específico, realizam uma avaliação específica da empresa tomadora do empréstimo (nível de endividamento, a composição da dívida, exigibilidade, fluxo de caixa esperado, etc.). Conforme verificado nos *websites* dessas agências, não existe um valor publicado que determine o nível de endividamento aceitável para se candidatar ao financiamento. Apenas especificam que as empresas ou entidades devem estar em dia com suas obrigações fiscais, tributárias e de seguridade social; apresentar registro satisfatório, ter capacidade de pagamento, ter garantias suficientes para cobrir o risco da operação, não se encontrar no sistema de recuperação crédito; cumprir legislação sobre importação (no caso em que é solicitado financiamento para a importação de máquinas e equipamentos), bem como respeitar a legislação ambiental.

Na determinação da estrutura de capital de uma empresa de serviços públicos, é claro que a remuneração do serviço não deve pagar a aversão ao risco do acionista em termos de estrutura de

capital selecionada. A regulamentação aplicável deve considerar uma remuneração que induza à seleção de uma estrutura eficiente.

Como propostas válidas surgem as seguintes alternativas:

Em primeiro lugar, considerar a estrutura de endividamento requerida pelas instituições de fomento, organismos multilaterais de crédito ou outra entidade de crédito, que efetivamente financiam a empresa regulada (COPASA MG neste caso), durante um período histórico representativo que reflita as expectativas futuras de endividamento da empresa para o período tarifário seguinte. Desta forma se manteria coerência com a taxa da dívida definida na página 86 do Anexo à NT 011/2010: *“a ARSAE-MG sugere adotar é a maior taxa dentre as que as instituições de fomento, quer nacionais, quer internacionais, adotam em seus empréstimos à empresa regulada”*.

Como segunda alternativa, e atendendo a experiências do setor elétrico e também do setor de água e saneamento (ADASA) do Brasil, se propõe a aplicação de uma metodologia a partir da qual sejam comparadas as estruturas de financiamento de empresas de saneamento reguladas por *Price Cap* em países desenvolvidos e em vias de desenvolvimento, assim como no Brasil. Se sugere a utilização de medidas de tendência central e dispersão para a determinação de uma faixa ótima de financiamento. Esta faixa permitirá contrastar o nível de endividamento real da empresa e localiza-la na mesma.

Antecedentes do Setor de Saneamento - Regulação ADASA:

A metodologia aplicada replica aquela utilizada pela ANEEL no 2º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (CRTP), só que utilizando para o cálculo empresas de saneamento. A estrutura eficiente de capital definida para a CAESB (Resolução 02 de 24 de fevereiro de 2010) é de 53,2% para capital de terceiros e 46,8% para capital próprio (NT 05/2010 SER/ADASA – Anexo II – Estrutura Eficiente de Capital). Para a realização do cálculo da Estrutura Eficiente de Capital são considerados os dados empíricos históricos das empresas de saneamento básico, tanto do Brasil quanto de outros países (desenvolvidos ou em desenvolvimento) que adotam regulação por incentivo. A informação corresponde aos últimos três anos disponíveis.

O cálculo foi efetuado considerando as seguintes etapas:

Etapa 1 – Composição dos Grupos de Empresas - Formação de um grupo de empresas brasileiras de saneamento e de dois grupos de empresas de saneamento de outros países. Esses últimos considerando o grau de desenvolvimento do país e o tipo de regulação (*Price Cap*) das empresas.

- Grupo 1 – Países em desenvolvimento: Chile, Colômbia e Peru;
- Grupo 2 – Países desenvolvidos: Reino Unido, Austrália e Nova Zelândia; e
- Grupo 3 – Brasil.

Etapa 2 – Cálculo da Estrutura de Capital, a estrutura de capital resultante da relação: Dívida/Capital Total é calculada para cada país, onde:

- Dívida = Capital de terceiros, extraído das demonstrações financeiras das empresas, correspondente ao Passivo Circulante (PC) + Passivo Exigível à Longo Prazo (PELP);
- Capital Total = Capital Total, que compreende o capital próprio e o capital de terceiros, resultante da soma do Patrimônio Líquido + Capital de Terceiros (PC +PELP).

Etapa 3 – Identificação das Faixas de Estrutura de Capital - Nesta etapa, com base no cálculo efetuado na Etapa 2, são estabelecidas:

- Faixas de estrutura de capital por grupo. As faixas são construídas com base em medidas de tendência central (média) e dispersão (desvio padrão); o limite superior e inferior é calculado como a média \pm $\frac{1}{2}$ desvio padrão, e
- Identificação das faixas de interseção entre os grupos e fixação da faixa a ser adotada como estrutura de capital eficiente.

Etapa 4 – Definição da Estrutura de Capital - Nessa etapa é definida a Estrutura Eficiente de Capital aplicada na 1ª revisão tarifária periódica da CAESB, com base nos seguintes procedimentos:

a) Caso a estrutura real da CAESB não esteja no intervalo (faixa) determinado conforme a Etapa 3, então o Regulador definirá um valor regulatório dentro dessa faixa; e

b) Caso a estrutura real da CAESB esteja no intervalo, então o Regulador adotará a própria estrutura da regulada.

Antecedentes do setor elétrico do Brasil:

ANEEL 2º ciclo: A determinação da estrutura ótima de capital baseia-se em dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica dos países que utilizam o regime regulatório de preços máximos (*Price Cap*): Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha. A partir da análise do comportamento da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas é obtida a estrutura ótima de capital para as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica.

Para o capital de terceiros é considerado o valor contábil do passivo total, enquanto que para o capital próprio utiliza-se o valor contábil do patrimônio líquido.

Para aplicação da metodologia agrupam-se os cinco países em três grupos:

- (i) grupo 1: formado por Argentina e Chile (países em desenvolvimento);
- (ii) grupo 2: formado por Austrália e a Grã-Bretanha (países com alto grau de desenvolvimento);
- (iii) grupo 3: contendo empresas brasileiras.

Após a formação dos três grupos determina-se uma faixa de valores da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) para cada país a partir da observação empírica das empresas nos respectivos países. Em seguida, procede-se à formação de uma faixa de valores da relação D/V para cada grupo.

O procedimento para a construção da faixa de valores em cada um dos grupos citados consiste em dois passos:

- Determinação de uma faixa para cada país. O limite inferior dessa faixa é igual à média das relações D/V (médias das empresas) dos últimos três anos menos $\frac{1}{2}$ (metade) do desvio-

padrão médio dos últimos três anos, enquanto o limite superior é igual a essa mesma média mais ½ (metade) desse mesmo desvio padrão; e

- Determinação de uma faixa para os grupos 1 e 2, cujo limite inferior é igual à média dos limites inferiores das faixas dos dois países e cujo limite superior é igual à média dos limites superiores das faixas dos dois países. O passo seguinte combina as faixas desses dois grupos (1 e 2), obtendo-se outra faixa que servirá de comparação com a que resulta dos dados brasileiros (grupo 3), cujo procedimento é o seguinte:
- Realiza-se a união das faixas dos grupos 1 e 2 para se obter uma nova faixa. O limite inferior dessa faixa é obtido por considerar o menor valor de D/V entre as faixas obtidas para cada grupo, enquanto o limite superior é o maior. Esses grupos são formados por empresas sujeitas à mesma regulação, ou seja, do tipo preço-teto (*Price Cap*). Com a união das faixas, obtém-se o intervalo de variação que se esperaria encontrar para empresas distribuidoras de eletricidade de países que usam o regime de preço-teto; e
- Determina-se a faixa para a relação D/V das empresas brasileiras como a interseção da faixa obtida a partir dos dados das empresas brasileiras (grupo 3) com a faixa obtida no passo anterior.

De posse da faixa de valores regulatória, a ANEEL opta por uma meta pontual para a participação de dívida no capital total, de forma a obter um valor específico a ser utilizado na determinação da taxa de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica. O critério a ser utilizado pela ANEEL na definição desse valor específico será o ponto da faixa de valores regulatória que mais se aproxima da estrutura de capital média definida para o conjunto de países do grupo 1 e 2, que englobam Argentina, Chile, Austrália e Grã-Bretanha.

ANEEL 3º ciclo: a proposta da ANEEL baseia-se no levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil nos anos mais recentes. O fundamento básico para a consideração de dados empíricos se baseia no princípio de que as concessionárias de distribuição já buscam, como uma das etapas da maximização de seu lucro, a composição ótima entre capital próprio e de terceiros que minimiza o custo de capital. Logo, ao se observar os valores reais de endividamento das concessionárias, nos anos mais recentes, o próprio comportamento racional das empresas naturalmente já leva em conta todos os custos e benefícios da alavancagem, inclusive os aspectos institucionais do ambiente em que a concessionária está inserida. Por outro lado, cabe à ANEEL escolher a amostra de empresas de forma a não considerar aquelas que o próprio comportamento ou condição societária indicam a não satisfação do pressuposto acima, qual seja a maximização dos lucros.

2.2 Capítulo III. O CUSTO DE CAPITAL

2.2.1 A Taxa de Rendimento de um Ativo Livre de Risco

Proposta ARSAE – MG:

“A ARSAE pretende utilizar, como medida de rendimento para um ativo livre de risco, títulos do governo americano. Os títulos sugeridos são os bônus do governo dos Estados Unidos da América, com vencimento de 10 anos e com uma “duration” de aproximadamente 8 anos. Para a determinação da taxa livre de risco, será considerada a taxa de juros média anual do bônus, com vencimento de 10 anos, apurada desde 1995.”

“O uso dos títulos americanos, por sua vez, justifica-se também pelo fato de, no caso da empresa para a qual se quer determinar o custo de capital, considerável parte dos recursos investidos em ações da empresa ser oriunda dos Estados Unidos da América.”

Contribuição:

A apuração da taxa livre de risco desde 1995 é consistente, já que evita os efeitos pontuais que poderia ter o bônus do governo dos Estados Unidos da América num determinado momento do tempo. Por outro lado, considerar a média anual do bônus de uma série excessivamente longa poderia não representar as expectativas futuras dos investidores.

Desta forma, organismos reguladores do Brasil e Inglaterra estabelecem que a taxa livre de risco deve ser estimada a partir da série histórica dos últimos 10 anos.

Apurar o retorno do bônus desde 1995 nesta primeira revisão consideraria 15 anos e, nas próximas revisões, irá incrementando-se a quantidade de anos. Portanto, propõe-se que a taxa livre de risco seja apurada a partir dos últimos dez anos.

2.2.2 O cálculo do Beta

Proposta ARSAE – MG:

“Propõe-se a utilização de dois mercados de referência: o inglês e o dos Estados Unidos da América. O primeiro por adotar uma regulação econômica similar àquela que se está indicando para utilização pela ARSAE-MG. O segundo por ser a origem de boa parte dos investimentos realizados em ações de empresas brasileiras dedicadas à provisão de serviços de abastecimento de água e de esgotamento sanitário, geridos por fundos especializados em investimentos em empresas norte-americanas do mesmo setor.”

Contribuição:

Como é certo que existem diferenças na regulação econômica entre Inglaterra e Estados Unidos, propõe-se calcular o beta a partir do mercado dos Estados Unidos e posteriormente ajustar o referido beta segundo a diferença por tipo de regulação. A combinação dos betas de empresas com esquemas regulatórios diferentes dificulta a determinação de um prêmio regulatório puro, como também a determinação do beta desalavancado.

A partir do anterior, não se recomenda determinar o beta a partir da média ponderada pela capitalização dos betas das empresas norte-americanas e inglesas.

2.2.3 O prêmio de risco de mercado

Proposta ARSAE – MG:

“Devido à fragilidade institucional do mercado acionário brasileiro, pretende-se utilizar um índice de rentabilidade com maior tradição, no caso, em sintonia com a utilização de empresas de mesma origem para o cálculo do beta, uma média ponderada do S&P500 dos Estados Unidos da América e o FTSE100 inglês.”

“Quanto ao retorno do ativo livre de risco, R_f , a sugestão da rentabilidade a ser adotada corresponde à do título explicitado no item 3.1.1.”

Contribuição:

Neste item é necessário contribuir nos seguintes pontos:

1. Bônus a serem considerados na determinação do risco de mercado: recomenda-se utilizar o retorno do índice do S&P500 dos Estados Unidos da América, já que para o beta proposto e para a taxa livre de risco propõem-se calcular a partir do mercado norte-americano. Adicionalmente os índices de diferentes países podem refletir condições intrínsecas ou fundamentais correspondentes à própria região econômica.
2. Período de tempo a ser considerado na determinação do retorno médio: deve-se considerar o maior período histórico possível para minimizar os efeitos pontuais do índice SP&500; Seguindo a Damodaran (1999), alguns analistas sustentam que se deve considerar o prazo mais extenso possível, com a finalidade de reduzir a volatilidade do parâmetro, enquanto que outros consideram conveniente a inclusão de períodos curtos com a finalidade de refletir melhor a mudança no grau de aversão ao risco por parte dos investidores. Nos inclinamos pela opção de tomar o período mais extenso possível.
3. Metodologia de determinação do retorno médio: em alguns países existe ainda a controvérsia sobre a consideração da média aritmética ou geométrica. Ainda que a média geométrica seja a verdadeira medida do risco de mercado, a média aritmética é o melhor estimador do prêmio esperado¹. Todos os modelos utilizados para determinar o custo de capital reconhecem que os investidores são avessos ao risco e evitam a volatilidade, ao menos que sejam adequadamente compensados. Portanto, é mais consistente utilizar a média que considera o desvio e, conseqüentemente, o risco da série de retornos, isto é, a média aritmética. Na atualidade, reguladores do Brasil, Inglaterra, como também a firma especializada em custo de capital Ibbotson, recomendam a aplicação da média aritmética.

2.2.4 O risco país e respectivo prêmio

Proposta ARSAE – MG:

“O prêmio de risco soberano é definido como o spread que títulos de renda fixa do governo brasileiro, quantificados em dólares, pagam sobre os títulos do tesouro do governo americano (considerado livre de risco). Já o prêmio de risco de crédito, que representa o risco de não pagamento da dívida (default) do país, é o spread que títulos de empresas estadunidenses com mesma classificação de risco do governo brasileiro pagam sobre os títulos do governo americano. No caso, o prêmio de risco de crédito não será considerado para o cálculo do prêmio de risco Brasil porque, para o investidor, tem maior significância o risco de default da empresa em que o e está investindo, e não o do país em que o a está localizada.”

¹ Para estudar a justificação do uso de medias aritméticas, ver “Equity Risk Premium”, Michael Annin and Dominic Falaschetti”, Valuation Strategies, January/February 1998.

Contribuição:

No parágrafo anterior se destaca que o risco soberano se calcula sobre os títulos do tesouro do governo americano para reforçar novamente a importância de se considerar as variáveis do mesmo mercado e assim a consistência entre elas.

Por outro lado, a desconsideração do prêmio de risco de crédito foi introduzida pela ANEEL no Segundo Ciclo de Revisão Tarifárias das concessionárias de energia elétrica. Porém, no Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária (Nota Técnica no 262/2010-SRE/ANEEL, de 23/08/2010) a ANEEL estabelece:

“O risco país deve captar todas as barreiras à integração dos mercados financeiros e os fatores que influenciam a capacidade de um país em honrar seus compromissos externos (risco de moratória): como custos de transação, custos de informação, controle de capitais, leis sobre tributação que discriminam por país de residência, risco de futuros controles cambiais, ataques especulativos sobre a economia, estabilidade econômica e institucional, equilíbrio fiscal, etc. É o entendimento que o prêmio de risco exigido para o aporte de recursos em um empreendimento está relacionado ao risco de default do país no qual o investimento será realizado.”

Finalmente a ANEEL propõe que:

“Assim, para o cálculo do prêmio de risco Brasil, utilizou-se a série histórica diária do índice Emerging Markets Bonds Index Plus relativo ao Brasil (EMBI+Brazil), de janeiro de 2000 a abril de 2010, resultando no valor mediano de 4,42%. O gráfico a seguir apresenta a série de spread soberano Brasil representada pelo EMBI+ BR, no período de 2000-2010.”

Desta forma, propõe-se não desconsiderar do risco soberano o risco de crédito.

Outro aspecto a analisar é se o risco soberano se determina em função de uma média histórica ou das expectativas futuras com relação ao valor deste parâmetro. Deste modo, a seleção do período sobre o qual se determinará o risco país toma relevância. Esse período deve estar associado a políticas econômicas consistentes com as expectativas do futuro da economia. Por exemplo, se deve considerar se houve ou não reestruturações da dívida e as variações nos *spreads* que as geraram.

Neste sentido, se propõe determinar o risco soberano a partir de uma série histórica do índice *Emerging Markets Bonds Index Plus* relativa ao Brasil (EMBI+Brazil), que reflete as expectativas futuras deste índice.

2.2.5 O risco regulatório

Proposta ARSAE – MG:

“O risco regulatório será avaliado de três óticas. A primeira considera a natureza da regulação. A segunda o regime regulatório. A terceira tendo em perspectiva a possibilidade de ocorrência de falhas na regulação.”

“...a legislação assegura independência e autonomia à ARSAE-MG e o tipo de regulação que a Agência pretende implantar, os dois primeiros riscos regulatórios discriminados não se manifestariam, restando definir como calcular o risco decorrente da possibilidade de sobrevirem erros de regulação. A

incorporação do prêmio de risco regulatório se daria pelo acréscimo, ao beta realavancado, de um adicional”.

Contribuição:

A partir da proposta da ARSAE-MG, cabe esclarecer sobre o segundo risco mencionado, ou seja aquele decorrente do regime regulatório:

Dado que na determinação do beta se propõe o uso das variáveis correspondentes a empresas dos Estados Unidos (reguladas pelo sistema *Cost Plus*), deve se incorporar um prêmio adicional derivado da existência de um regime regulatório diferente ao que se pretende aplicar (*Price Cap*).

O risco relacionado com o regime regulatório pode ser obtido da maneira proposta por Alexander, Mayer and Weeds (1996). Estes determinam o diferencial nos Betas de Ativos de empresas reguladas por distintos sistemas, classificando os métodos nos três seguintes critérios (em função do incentivo à eficiência):

- *Low powered*: esquemas com baixo incentivo de eficiência produtiva, como é o caso dos esquemas de *rate of return* (ou *cost of service*) de aplicação generalizada nos EUA, onde se reconhece ao regulado (através de tarifas) as variações em custos endógenos e exógenos;
- *High powered*: esquemas do tipo *Price Cap* onde o regulador determina uma tarifa máxima e não permite o repasse de variações dos custos às tarifas (vigente no Reino Unido);
- *Intermediate powered*: geralmente são esquemas com reconhecimento de algumas variações de custos no modo *pass through*².

Desta forma se propõe a incorporação de um prêmio por risco derivado da aplicação de diferentes regimes regulatórios, a partir do cálculo deste risco como a diferença entre o beta desalavancado das empresas do Reino Unido (reguladas pelo sistema *Price Cap*) e o beta desalavancado das empresas americanas (reguladas pelo sistema *Cost Plus*). Este diferencial, em conjunto com o diferencial por falhas na regulação, deve incorporar-se sobre o beta desalavancado calculado para as empresas americanas e definido no ponto **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

2.2.6 O custo de capital de terceiros

Proposta ARSAE – MG:

“O custo de capital de terceiros que a ARSAE-MG sugere adotar é a maior taxa dentre as que as instituições de fomento, quer nacionais, quer internacionais, adotam em seus empréstimos à empresa regulada.”

² Aqueles custos cujo montante e variação escapa à vontade e influência da concessionária, como por exemplo no caso da distribuição de energia elétrica, a energia elétrica adquirida para atender os clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais. Esses custos são conhecidos na literatura de regulação como o “pass-through” e devem ser neutros para a operação da distribuidora.

Contribuição:

Da leitura da nota técnica, se subentende que o custo de capital de terceiros será determinado a partir da maior taxa aplicada pelas instituições de fomento (nacionais ou internacionais) nos empréstimos outorgados à empresa regulada (neste caso a COPASA MG), o qual resulta restritivo, considerando que a empresa pode financiar-se não só a partir de entidades de fomento, senão de organismos multilaterais de crédito e outros organismos financeiros. O período para o cálculo deve corresponder a um período histórico representativo que reflita as expectativas futuras de endividamento da empresa para o período tarifário seguinte. Desta forma se mantém coerência com a proposta sugerida na determinação da estrutura de capital eficiente.

É importante mencionar que, ao tomar dívida em moeda estrangeira com algum dos organismos mencionados pela ARSAE-MG, a empresa se expõe às variações cambiais que possam existir durante o período de cancelamento das obrigações. Esta componente deve ser adicionada às taxas destas obrigações. Esta taxa foi definida pela ARSAE-MG no ponto 3.1.5 do Anexo à NT011/2010.

Por outra parte, é importante validar e avaliar adicionalmente a metodologia do CAPM da dívida mencionada pela ARSAE-MG na nota técnica. Esta metodologia é amplamente utilizada pelos reguladores do Brasil e Inglaterra.

2.2.7 O custo médio ponderado de capital

Proposta ARSAE – MG:

Finalmente, a taxa WACC depois de impostos deve ser calculada segundo:

$$K_{WACC} = K_p^* \frac{CP}{(CP + CT)} + K_t^* \frac{CT(1 - IR - IC)}{(CP + CT)}$$

Onde:

K_{WACC} = Custo médio ponderado de capital do setor regulado;

K_p^* = Custo do capital próprio real;

K_t^* = Custo do capital de terceiros real;

CP = Participação do capital próprio;

CT = Participação do capital de terceiros;

IR = Alíquota do Imposto de Renda;

IC = Alíquota da Contribuição Social.

Contribuição:

O custo médio ponderado do capital proposto pela ARSAE-MG é uma taxa depois de impostos. Logo, para que a empresa regulada possa atingir a Receita Requerida incluindo o imposto de renda e a alíquota da contribuição social, deve aplicar-se alguma das seguintes metodologias:

1. Aplicar, sobre a base de capital, o custo médio ponderado do capital depois de impostos e incorporar nos custos operacionais o montante do imposto de renda e a contribuição social;
2. Aplicar, sobre a base de capital, o custo médio ponderado do capital antes de impostos.

Recomenda-se a segunda alternativa, já que esta metodologia apresenta maior transparência, simplicidade e maior exatidão. Desta forma a equação proposta ficaria:

$$K_{WACC} = \frac{K_p^* * CP}{(1 - IR - IC) * (CP + CT)} + \frac{K_t^* * CT}{(CP + CT)}$$

A mesma metodologia foi aplicada pela ANEEL no primeiro e segundo ciclos de revisões tarifárias (CRT), além de ter sido também proposta para o terceiro CRT das distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

2.3 Capítulo IV. A VALORAÇÃO DOS ATIVOS DA EMPRESA DE REFERÊNCIA

Proposta ARSAE – MG:

Os ativos da empresa de referência: “a empresa de referência tem sentido econômico específico: trata-se de estabelecê-la em termos de preços de reposição e não históricos ou registrados contabilmente”

A determinação da base física: “O estabelecimento da base física de ativos impõe a contratação de consultoria especializada, com grande conhecimento de sistemas de captação, adução e distribuição de água e coleta e disposição final de esgoto”

A valoração da Base de Ativos Regulatórios: “Para a valoração da base de ativos regulatórios, a ARSAE-MG sugere que seja adotada a metodologia do Valor Novo de Reposição – VNR, que considera o custo atual necessário para a construção dos sistemas de abastecimento de água e de esgotamento sanitário”

A incorporação do custo dos ativos na formação das tarifas: “ARSAE-MG sugere adotar o método da anuidade constante, por meio da aplicação de um Fator de Recuperação do Capital – FRC sobre a Base de Ativos Regulatórios – BAR”

Contribuição:

A nota técnica da ARSAE-MG não é clara com relação à metodologia a ser utilizada para valoração da base de ativos. Menciona os ativos de uma empresa de referência, mas em nenhum momento define a forma em que os mesmos se determinarão.

Esta é uma metodologia que requer um alto nível de desenvolvimento por parte do regulador e da empresa, já que necessita de uma grande quantidade de informação para a definição do modelo e dos

inputs a incorporar ao mesmo. Além disto, não existem antecedentes suficientes quanto à aplicação desta metodologia por parte dos reguladores de serviços públicos.

Pelo exposto anteriormente, se propõe a utilização da base de ativos real da empresa, avaliada mediante laudo pericial e valorada a partir do Valor Novo de Reposição. A valoração é obtida a partir da aplicação de um banco de preços. Estes preços surgem da informação contábil da empresa e devem ser validados pelo regulador (verificação de procedimentos de compra competitivos e transparentes). Esta metodologia é similar à aplicada pela ANEEL durante os últimos dois ciclos tarifários e proposta também pela ANEEL para o terceiro ciclo tarifário.

No caso de se planejar o desenvolvimento de um modelo de empresa de referência para a determinação da base de ativos, isto demandaria um extenso trabalho conjunto e coordenado entre regulador e regulada, o que implicaria que esta metodologia já não poderia ser aplicada nesta revisão, senão somente no futuro, quando o modelo desenvolvido tenha sido devidamente testado e validado.

Antecedentes do setor de saneamento - Regulação ADASA:

A ADASA, no Anexo IV e V da NT005/2010, estabelece que, para definir o valor da Base de Ativos Regulatória a ser considerada na 1ª Revisão Tarifária Periódica, a CAESB deverá apresentar o levantamento completo de todos os seus ativos, contemplando todas as informações quantitativas e qualitativas dos ativos, os respectivos valores novos de reposição, os índices de aproveitamento aplicados, bem como a identificação de elegibilidade.

Esse levantamento total denomina-se “Laudo de Avaliação”, devendo ser feito por empresa especializada e sob a coordenação da concessionária e devidamente fiscalizado, auditado e validado pela ADASA.

Para a apuração da BAR da CAESB será utilizado o enfoque do valor do ativo, utilizando o método do Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos existentes e adaptados.

O VNR, em essência, é o custo de renovar as instalações por outras que melhor às substituam, ou seja, o custo de renovar as instalações utilizando os critérios de tecnologia e custos vigentes, além de considerar que estes se encontram adaptados às demandas existentes. Entretanto, será respeitado pela ADASA o histórico tecnológico dos investimentos efetuados no serviço público de saneamento básico no Distrito Federal. Dessa forma, o VNR será o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido por cotações de mercado, considerando-se também os custos de frete, instalação, impostos e outros que representem a sua completa reposição, expurgadas as ineficiências praticadas.

Antecedentes de setor elétrico no Brasil:

ANEEL 1º e 2º ciclos: No segundo ciclo de revisões tarifárias foi definido que a base de ativos avaliada na primeira revisão tarifária de cada empresa seria “blindada”. Essa blindagem envolve a não reavaliação desses ativos, tanto nas quantidades quanto nos preços. A atualização dos preços se daria apenas pela aplicação do índice IGP-M.

Para os novos ativos que entraram em operação entre a primeira e segunda revisão tarifária, chamada de “base incremental”, foi proposta a valoração segundo a mesma abordagem adotada no primeiro ciclo, ou seja, pelo Custo de Reposição Depreciado Otimizado – CRDO. Estes ativos foram valorados com um “banco de preços” provenientes da contabilidade das empresas e avaliados pela ANEEL.

ANEEL 3º ciclo: Para o terceiro ciclo a metodologia proposta foi a avaliação dos ativos incrementais, blindando-se a base já valorada no 2º ciclo. O valor do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS ao início de cada período tarifário é determinado considerando 3 (três) componentes:

- 1) A atualização monetária (IGP-M) do valor do AIS definido na Revisão Tarifaria Periódica anterior menos as baixas ocorridas no último período tarifário;
- 2) O valor dos ativos incorporados durante o último período tarifário; e
- 3) A depreciação acumulada do AIS.

Para a avaliação dos ativos que compõem a base blindada no terceiro ciclo de revisão tarifária devem ser adotados, nesta sequência, os seguintes procedimentos:

- a) Devem ser expurgadas da base blindada (considera-se base blindada para o 3º ciclo, a base homologada pela ANEEL no 2º ciclo) as baixas ocorridas entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária;
- b) Após a exclusão dessas baixas, os valores remanescentes de cada bem da base blindada devem ser atualizados, ano a ano, pela variação do IGP-M;
- c) O valor monetário referente às Obrigações Especiais da base blindada será obtido atualizando-se o valor aprovado no segundo ciclo de revisão tarifária pela variação do IGP-M. Nenhum valor deverá ser deduzido das Obrigações Especiais a título de baixas efetuadas na base blindada;
- d) Deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária, obtendo-se o valor da base de remuneração blindada atualizada.
- e) As inclusões entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisões tarifárias, desde que ainda em operação, serão valoradas com o Banco de Preços Referenciais. Estes preços referenciais são obtidos da contabilidade das empresas distribuidoras.

Quanto ao método de valoração dos bens do ativo imobilizado foi adotado o método do custo de reposição para avaliação das edificações, máquinas e equipamentos, e do método do custo contábil corrigido para avaliação de terrenos e servidões, veículos, móveis e utensílios.

2.4 Capítulo V. OS CUSTOS OPERACIONAIS

Proposta ARSAE – MG:

Tendo em vista a regulação por incentivos, que norteia a elaboração do conjunto dos custos de uma empresa regulada, e o método de construção de uma empresa de referência, especialmente aqueles que a Lei 18.309/2009 classifica como administráveis, os custos operacionais serão conformados, por ocasião das revisões tarifárias, com base em padrões de eficiência.

Contribuição:

A proposta preliminar da ARSAE-MG contempla a aplicação da construção de uma empresa modelo (ou de referência) para a modelagem dos custos operacionais.

O esquema de empresa modelo fixa as tarifas em função dos custos que teria uma empresa desenvolvida com as tecnologias eficientes disponíveis no mercado no momento de fixar as tarifas, organizando e gerindo estes recursos de maneira ótima. Esta metodologia deveria ser desvinculada totalmente da situação real da empresa regulada, no entanto, a construção teórica de uma empresa modelo resulta tão complexa que, na prática, muita informação necessária para o modelo surge da informação que a empresa real fornece.

Os principais conflitos que surgem da aplicação desta metodologia correspondem a:

- Determinação das atividades eficientes a serem desenvolvidas pela empresa modelo (quais são as atividades “eficientes” que a empresa deve realizar para cumprir corretamente com a prestação do serviço?)
- Definição das frequências ótimas (qual é a frequência ótima com que a empresa deve desenvolver as atividades vinculadas a sua gestão? Pode se assegurar que as definidas pelo regulador são ótimas, de acordo com a realidade enfrentada pela empresa?)
- Levantamento dos preços unitários com os quais se valoram as atividades (pesquisas salariais, preços de materiais, preços de fornecedores, etc.). Muitas vezes os preços unitários levantados não são representativos da realidade de cada uma das empresas.

Uma metodologia alternativa para o cálculo dos custos operacionais eficientes é a aplicação de métodos de *benchmarking*. Estes métodos estabelecem referências de desempenho entre empresas da mesma indústria, comparando a *performance* de empresas em diferentes regiões ou países. O regulador busca dados de diversas concessionárias e determina seus parâmetros baseado nas empresas mais eficientes. Armstrong et al (1994) apud (Pires e Piccinini, 1998, p.28) apontam que este modelo estimula a redução de custos entre as firmas, reduz as assimetrias de informação existentes e estimula a eficiência econômica.

A ANEEL é um dos *benchmarks* em agências reguladoras no Brasil, talvez o maior. Possui anos de experiência em regulação, uma equipe técnica numerosa, de qualidade e amadurecida, além de recursos abundantes para promover estudos e análises. Apesar de possuir um modelo de Empresa de Referência já robusto e desenvolvido, aplicado desde 2003, propôs adotar no 3º ciclo uma metodologia de *benchmarking*, por considerar os vários problemas envolvidos na aplicação do modelo de Empresa de Referência no Brasil.

Nos métodos de *benchmarking* a eficiência é determinada através de cálculos econométricos que buscam uma fronteira eficiente com relação aos custos e produção. Existe uma variedade de métodos que podem se classificar em métodos de eficiência média e de fronteira. Os métodos de fronteira são divididos em Não Paramétricos (Análise Envoltória de Dados – DEA e Produtividade Total de Fatores – TFP) e Paramétricos (Análise de Fronteira Estocástica – SFA), além do método de eficiência média calculada pelos Mínimos Quadrados Ordinários – MQO ou pelos Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos – MQOC. Nestes métodos a empresa é recompensada ou punida de acordo com seu desempenho em relação às empresas comparáveis, podendo o regulador ajustar as medidas de

desempenho para levar em conta as diferentes condições operacionais das empresas (Tozzini, 2006, p.69³).

O modelo de *benchmarking*, obviamente, também apresenta dificuldades. As maiores são relacionadas à obtenção de dados comparáveis. Além disso, muitas vezes as empresas possuem condições próprias ou especificidades que viesam a análise de uma com relação a outra. A análise de indicadores parciais também é problemática: algumas empresas possuem tamanho e condições de operação tão diferentes que seus indicadores parciais simplesmente não são comparáveis. A aplicação de *benchmarking* exige que as estruturas de custos das empresas sejam semelhantes, o que frequentemente não acontece. Para Araújo (1997, p.16)⁴ *“Isto implica a necessidade de desagregar custos de maneira a separar os contextos específicos das firmas, e agregá-los em ‘custos padrões’”*.

Uma base de informação como a do Sistema Nacional de informações sobre Saneamento (SNIS) é um ponto muito bom de partida para aplicar técnicas de *benchmarking* como as mencionadas.

Em função dos argumentos colocados anteriormente, consideramos conveniente que, além da Empresa de Referência como metodologia de determinação de custos operacionais eficientes, também se avalie a possibilidade de aplicar o *benchmarking* através da aplicação de modelos econométricos, tais como Mínimos Quadrados Ordinários – MQO, Análise Envoltória de Dados – DEA ou Análise de Fronteira Estocástica – SFA. Esta aplicação poderia ser um método complementar e de “verificação” dos resultados obtidos via empresa de referência, como também poderia se utilizar o *benchmarking* como método principal.

Por outro lado, e considerando que esta será a primeira revisão que a concessionária atravessará, sendo o saneamento um setor que se encontra pouco desenvolvido do ponto de vista regulatório e sendo que as metodologias colocadas anteriormente requerem uma maior maturação e evolução no tempo, se propõe que o método utilizado para a primeira revisão tarifária consista no reconhecimento dos custos reais da empresa que surgem da sua contabilidade.

Caso se deseje evoluir para um esquema de custos eficientes, o mesmo poderia ser desenvolvido durante o transcurso do primeiro ciclo, de maneira tal a dar suporte em um segundo ciclo com uma base de informação confiável e validada entre as partes.

Antecedentes do setor de saneamento - Regulação ADASA:

Na NT 005/2010 da ADASA “Anexo VI de custos operacionais” se coloca o desenvolvimento da empresa de referência para a determinação dos custos operacionais eficientes da CAESB no primeiro ciclo tarifário. Adicionalmente, e como parte das conclusões, colocam que *“foi feita uma análise de consistência com os valores obtidos para a ER da CAESB, por meio de uma análise comparativa de indicadores, com uma amostra de empresas do Brasil e de algumas empresas de países vizinhos ao Brasil (Colômbia, Peru e Chile). Os resultados mostram que esses valores estão dentro da ordem de*

³ TOZZINI, Sidney. As Consequências da Regulação Econômica sobre as Estratégias empresariais das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – Brasil. 2006. 263p. Tese (Doutorado em Energia). Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

⁴ ARAÚJO, João Lizardo de R.H. Regulação de Monopólios e Mercados: Questões Básicas. I Workshop do Núcleo de Economia da Infra-estrutura. Rio de Janeiro: NEI/Pronex, Julho 1997.

magnitude esperada e representam um montante de custo adequado para o porte de uma empresa como a CAESB, conforme é detalhado no apêndice II.”

Como pode se observar, da mesma forma que a ANEEL no segundo ciclo, ADASA pretende fazer um cheque de consistência dos custos calculados a partir da aplicação da ER.

Antecedentes do setor elétrico no Brasil:

ANEEL 2º ciclo: No 1º (1CRTP) e 2º (2CRTP) ciclos de revisões tarifárias a metodologia empregada pela ANEEL para determinação dos custos operacionais foi a de empresa de referência que, simplificada, pode ser entendida como a representação matemática da atividade de distribuição de energia, definindo cada atividade e processo implementados pelas distribuidoras e os custos médios para cada atividade parametrizada.

O modelo da Empresa de Referência foi utilizado no 1CRTP; todavia foi totalmente reformulado para utilização no 2CRTP. A reformulação do modelo foi amplamente discutida em Audiência Pública (AP 052/2007). A grande inovação foi a introdução da análise de consistência global, que trouxe uma segunda dimensão na definição dos custos operacionais. Definidos os parâmetros do modelo de Empresa de Referência, foi avaliado por meio de uma análise de consistência se o valor resultante da aplicação do modelo refletia suas premissas teóricas, dentre elas o nível médio de eficiência do setor de distribuição.

Esta análise de consistência foi realizada através de um *benchmarking*, que não foi publicado. Utilizou-se a informação de custos e dados físicos das empresas de distribuição elétrica do Brasil e se aplicou a metodologia de mínimos quadrados ordinários, de maneira tal a assegurar uma eficiência média.

ANEEL 3º ciclo: Para o terceiro ciclo a ANEEL propõe a eliminação da empresa de referência e a determinação dos custos operacionais eficientes através da aplicação de um *benchmarking*, utilizando os dados das empresas de distribuição elétrica do Brasil (Nota Técnica nº 265/2010-SRE/ANEEL). Ao invés de parametrizar cada atividade desenvolvida por uma distribuidora de energia elétrica, passa-se apenas a medir os ganhos de produtividade alcançados pelas distribuidoras e sua eficiência relativa. Milhares de parâmetros são substituídos por poucos produtos, como número de unidades consumidoras, tamanho da rede de distribuição e mercado atendido, além de algumas variáveis ambientais que caracterizam as áreas de concessão.

Parte-se do custo operacional regulatório definido no 2CRTP por meio do modelo de Empresa de Referência. Avalia-se a evolução dos produtos (ex: consumidores e redes) até a próxima revisão, e atualiza-se o valor do 2CRTP pela variação do produto deduzido o ganho de produtividade calculado a partir do desempenho das empresas. Esse é o valor a ser considerado a título de custos operacionais regulatórios no reposicionamento tarifário do 3CRTP.

É feita então uma segunda análise de eficiência comparativa (DEA) para definir um intervalo de custos operacionais eficientes, dados os produtos de cada distribuidora, as características de sua área de concessão e o nível de qualidade do serviço e perdas não técnicas, gerando assim um intervalo esperado para os custos operacionais eficientes. O valor atualizado do 2CRTP é então confrontado com esse intervalo, podendo estar contido nele ou não. Caso esteja contido no intervalo, não há variação a ser considerada no Fator X, caso contrário, a diferença entre o valor do 2CRTP atualizado e o limite mais próximo do intervalo é considerada no Fator X.

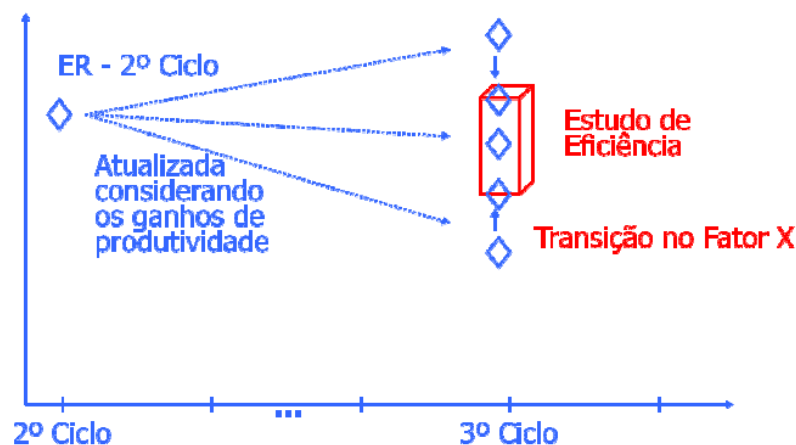


Figura 2 – Metodologia para definição dos custos operacionais no 3CRTP

A continuação se transcreve alguns parágrafos da Nota Técnica nº 265/2010-SRE/ANEEL⁵, os quais são esclarecedores quanto à cronologia e determinação do porque da mudança metodológica:

5. No 1º (1CRTP) e 2º (2CRTP) ciclos de revisões tarifárias, a metodologia empregada pela ANEEL para determinação dos custos operacionais foi a de empresa de referência que, simplificada, pode ser entendida como a representação matemática da atividade de distribuição de energia, definindo cada atividade e processo implementados pelas distribuidoras e os custos médios para cada atividade parametrizada.

6. O modelo da Empresa de Referência foi utilizado no 1CRTP; todavia foi totalmente reformulado para utilização no 2CRTP. A reformulação do modelo foi amplamente discutida em Audiência Pública (AP 052/2007). A grande inovação foi a introdução da análise de consistência global, que trouxe uma segunda dimensão na definição dos custos operacionais. Definido os parâmetros do modelo de Empresa de Referência, foi avaliado por meio de uma análise de consistência, se o valor resultante da aplicação do modelo refletia suas premissas teóricas, dentre elas o nível médio de eficiência do setor de distribuição.

7. Aos poucos, a avaliação dos custos operacionais se ateu ao custo global e à observância de seu nível eficiente, considerando as características de cada área de concessão, em detrimento às minúcias do modelo de Empresa de Referência. Conforme se descreverá em detalhes à frente, a proposta para a definição dos custos operacionais do 3CRTP dá mais um passo nesse mesmo sentido: o de focar a discussão no nível de custos a ser reconhecido, não se atendo a detalhes de cada atividade da distribuidora.

8. Como os custos operacionais definidos no 2CRTP em certa medida já consideraram essa preocupação, não faria sentido desprezar seus resultados, desde

⁵ Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_265_custos_operacionais.pdf>

que a metodologia do 3CRTP observe um dos preceitos fundamentais do processo de revisão tarifária, de reverter à modicidade tarifária os ganhos de produtividade obtidos pelas distribuidoras no período entre revisões tarifárias.

9. Na definição da metodologia para definição dos custos operacionais para o 3CRTP, buscou-se preservar os princípios e fundamentos que balizaram a definição dos custos operacionais nos ciclos anteriores, introduzindo aperfeiçoamentos na metodologia anteriormente utilizada.

10. Dentre os aperfeiçoamentos perseguidos pode-se destacar a simplificação do modelo, evidenciar a questão da qualidade do serviço prestado e do nível de perdas no processo de definição das tarifas, além de buscar uma metodologia que minimizasse a controvérsia em sua aplicação, concentrando as discussões na definição do método.

11. Para atingir as finalidades citadas, há a introdução de ferramentas que até então não eram utilizadas na definição dos custos operacionais no Brasil, mas que são amplamente utilizadas pelas Agências Reguladoras dos setores de energia em todo o mundo. São ferramentas que têm objetivos similares ao modelo de Empresa de Referência, mas menos intensivos em dados, menos suscetíveis à discussão em sua aplicação nos processos tarifários específicos.

12. A presente seção busca discutir o comando previsto nos contratos de concessão acerca da definição dos custos operacionais regulatórios, além de fazer uma breve discussão conceitual sobre o tema. No Anexo I, são apresentadas as principais ferramentas utilizadas pelas Agências Reguladoras para a definição dos custos operacionais, como modelos normativos, métodos de benchmarking e as ferramentas para avaliar os ganhos de produtividade alcançados pelas empresas.

(...)

b) Redução da assimetria da informação

42. Os modelos normativos, como o de Empresa de Referência, têm por característica tornar dispensável a avaliação dos custos reais das distribuidoras. Modelos dessa natureza buscam representar de maneira simplificada todas as atividades praticadas por uma distribuidora e seus respectivos custos eficientes. Sob esse enfoque seria, portanto, uma eficiente ferramenta para limitar a assimetria da informação.

43. No entanto, há dificuldade de implementação prática de um modelo como o de empresa de referência, dada a especificidade do serviço de distribuição de energia elétrica e a quantidade de atividades executadas por uma distribuidora, sejam elas comerciais, administrativas ou de operação e manutenção. A modelagem matemática de uma distribuidora, ainda que de forma simplificada, requer a definição de grande quantidade de parâmetros sob gestão das distribuidoras.

44. Adicionalmente, como as distribuidoras têm maior conhecimento das especificidades de suas áreas de concessão do que o regulador, tendem a focar as discussões da aplicação do modelo nos parâmetros que entendem subestimados, sem a contrapartida da indicação dos parâmetros superestimados para aquela característica da área de concessão. Essa particularidade torna a aplicação da Empresa de Referência suscetível à discussão quanto aos parâmetros específicos do

modelo, em detrimento de análise da adequação do montante reconhecido a título de custos operacionais.

45. Ademais, um dos aprimoramentos do 2CRTP foi a introdução da “análise de consistência global”, com a função de verificar se a aplicação do modelo de empresa de referência refletia suas premissas teóricas. Para tanto, torna-se necessário o conhecimento dos custos reais das distribuidoras, o que anula a grande vantagem dos modelos normativos, de não precisar conhecer os custos reais das distribuidoras.

46. Concluindo, existem modelos que atingem objetivos análogos ao de Empresa de Referência, menos intensivo em dados e parâmetros, com as discussões concentradas na definição do método e não em sua aplicação. Assim, entende-se que a proposta ora submetida à audiência pública, de substituição do Modelo de Empresa de Referência, é superior no que tange à assimetria da informação.

(...)

f) Simplificação do método

69. Uma das críticas recorrentes ao processo tarifário atualmente instituído é a complexidade das ferramentas adotadas. Dentre os objetivos da metodologia atual está a de tornar sua compreensão mais intuitiva. Ao deixar de utilizar o Modelo de Empresa de Referência, a compreensão da definição dos custos operacionais regulatórios passa a ser mais simples e de fácil aplicação nos processos de revisão.

70. Ao invés de parametrizar cada atividade desenvolvida por uma distribuidora de energia elétrica, passa-se apenas a medir os ganhos de produtividade alcançados pelas distribuidoras e sua eficiência relativa. Milhares de parâmetros são substituídos por poucos produtos, como número de unidades consumidoras, tamanho da rede de distribuição e mercado atendido, além de algumas variáveis ambientais que caracterizam as áreas de concessão.

71. Ambas as ferramentas buscam atingir a mesma finalidade, a de definir custos operacionais regulatórios eficientes. No entanto, a metodologia que está sendo proposta no 3CRTP propõe a avaliação global dos recursos necessários por meio de regulação baseada no princípio do yardstick competition. Responde diretamente a pergunta “qual o nível eficiente de custos operacionais dada determinada quantidade de consumidores, redes e mercado e as características de sua área de concessão?”. O Modelo de Empresa de Referência, por sua vez, busca responder a mesma pergunta definindo o custo eficiente de cada atividade executada por uma distribuidora, o que têm gerado uma série de interpretações equivocadas.

72. A experiência adquirida no 1CRTP e 2CRTP ciclo de revisões demonstram a dificuldade encontrada pela sociedade em compreender o real objetivo da Empresa de Referência. Sindicatos reclamam dos salários pagos na empresa de referência ou do não reconhecimento de determinados acordos trabalhistas; acionistas cobram das empresas gestão idêntica à parametrizada na Empresa de Referência; a justiça toma decisões baseadas em itens que compõem a Empresa de Referência e não a distribuidora real; as próprias distribuidoras parecem por vezes desconsiderar que o modelo é uma representação simplificada, com parâmetros médios, que não necessariamente deve refletir todas as particularidades de cada área de atuação.

73. Dessa forma, entende-se que ao deixar de utilizar o Modelo de Empresa de Referência, que é intensivo em dados e parâmetros, por uma análise simplificada dos ganhos de produtividade alcançados pelas distribuidoras e por uma análise de eficiência que considera poucos produtos e variáveis ambientais, dá-se um passo no sentido de tornar a metodologia mais simples e compreensível. Outro item incorporado foi a consideração da questão de qualidade do serviço e perdas não técnicas de energia de modo bastante intuitivo.”

2.4.1 Capítulo V. OS CUSTOS OPERACIONAIS - O tratamento dos custos não administráveis

Proposta ARSAE – MG:

“a ARSAE-MG adotará regulação específica, cujo escopo, como sempre, será submetido no momento oportuno a processo de audiência pública com vistas a induzir a eficiência no uso de insumos cujos preços não são administráveis, mas cujos custos o são. O grau de eficiência e os ganhos obtidos serão considerados para a redução dos custos e das tarifas segundo metodologia a ser definida”

Contribuição:

Quando algum dos custos não administráveis definidos pela Lei 18.309 (energia elétrica, combustíveis, material de tratamento, telefonia e taxas) sofre algum tipo de variação que escapa ao controle ou gerenciamento da empresa, esta não deve ser prejudicada nem beneficiada por tais acontecimentos extraordinários. Nesses casos é conveniente incorporar algum tipo de cláusula que permita o *pass-through* dos mesmos, além da previsão de revisões extraordinárias.

Desta forma as tarifas se modificam continuamente, em ambos os sentidos, a fim de considerar as variações nos custos não administráveis. Desta maneira a empresa não se vê afetada por variações em custos exógenos.

Tanto a Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Saneamento Básico – TFS como a Taxa de Fiscalização dos Usos dos Recursos Hídricos – TFU devem ser incorporadas como *pass-through*.

Antecedentes do setor de saneamento - Regulação ADASA:

A ADASA, no em Anexo I da NT 005/2010, estabelece os componentes da Parcela A como:

“A Parcela A é a parcela da Receita Anual Requerida que incorpora os custos não gerenciáveis relacionados ao serviço de abastecimento de água e esgotamento sanitário”.

“...a Parcela A da concessionária é formada pelos custos incorridos pela CAESB com a Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Saneamento Básico – TFS e com a Taxa de Fiscalização dos Usos dos Recursos Hídricos – TFU, e outros custos não gerenciáveis pela concessionária que venham a ser instituídos posteriormente à assinatura do contrato. Assim, para o presente processo revisão apenas as duas taxas mencionadas compõem a Parcela A da Receita Requerida da concessionária”.

2.5 Capítulo VI. AS RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

Proposta ARSAE – MG:

“Ao decidir por considerar a existência de certo nível de receitas irrecuperáveis, a Agência o fará, entretanto, no bojo de uma regulação por incentivos, o que implica que a regulação conterà, implicitamente, mecanismos de indução permanente a um gerenciamento eficiente e que contribua para a redução do nível da inadimplência.”

“A metodologia a ser utilizada será a permanência das contas em aberto, conhecida, também, como curva de envelhecimento (aging), construída com base em dados fornecidos pelo prestador de serviços. Mas, como já se frisou, a metodologia conterà um incentivo à redução do nível das receitas irrecuperáveis. A recomendação é que o custo seja calculado, portanto, em função do “aging”, e siga trajetória decrescente até a próxima revisão tarifária do prestador de serviços.”

“...a consideração de um nível de receitas irrecuperáveis a ser contemplado como custo terá como referência a classe de usuários residenciais, na qual se inclui a social”.

Contribuição:

Com respeito à metodologia a ser adotada, se sugere a inclusão de todas as categorias de uso dentro da análise de inadimplência (residencial, comercial, industrial e pública) em representação da inadimplência ótima depois de realizadas todas as ações de cobrança necessárias e eficientes.

Por mais que se argumente que, por ter uma menor participação dentro da estrutura de vendas da empresa, e que as categorias não residenciais podem ser geridas pela empresa, existem outros elementos que influem e determinam a inadimplência (como a impossibilidade de realizar o corte do serviço⁶, inexistência de normas e leis que penalizem a fraude, aspectos socioeconômicos e culturais, etc.) e que devem ser levados em conta para determinar o nível ótimo de inadimplência a ser incorporado nas tarifas e que possibilite o equilíbrio financeiro da companhia.

Por exemplo, a ANEEL, na determinação do nível de inadimplência, considera todas as categorias de uso em sua avaliação. A metodologia aplicada parte da premissa de que o não cumprimento por parte dos usuários do serviço responde e se correlaciona com a complexidade socioeconômica em que se encontra inserida a distribuidora. É por isso que, para efetuar o cálculo, a ANEEL classificou as empresas por grupos de semelhança socioeconômica (em função da área de concessão à qual cada uma pertence) e definiu o valor regulatório das inadimplências para cada grupo utilizando a metodologia de *aging*. Para este desenvolvimento foi utilizada a informação do *aging* de cada categoria de uso, não somente dos residenciais.

Antecedentes do setor elétrico no Brasil:

ANEEL 2º ciclo: no 2º Ciclo de Revisão Tarifária (2CRTP) a ANEEL adotou uma metodologia de tratamento regulatório para receitas irrecuperáveis que agrupava as empresas em 3 *clusters*. Para cada cluster foi definido um percentual específico de receitas irrecuperáveis baseado em alguma medida de tendência central, média ou mediana, dos valores reais alcançados pelas empresas no período 2004/2006. O percentual de RI é baseado no conceito de *aging*. Os agrupamentos foram definidos por similaridade do índice socioeconômico. Para o cálculo se tomaram todas as categorias de consumo.

⁶ Atendimentos de caráter social dos prestadores de serviços essenciais, tais como: hospitais, escolas, etc.

ANEEL 3º ciclo: Para o terceiro ciclo de revisão tarifária se propõe a manutenção da metodologia adotada no segundo ciclo de revisão tarifária, porém, com alguns ajustes (alterações no *ranking* de complexidade socioeconômica). Outro ajuste que se propõe é a consideração de percentuais regulatórios de receitas irrecuperáveis por classe de consumo para cada grupo. Ou seja, não mais se teria um percentual único para cada grupo a ser aplicado sobre toda a receita, mas um percentual regulatório para cada classe de consumo. Propõe-se que os percentuais regulatórios de RI sejam definidos, para cada classe de consumo, a partir da mediana dos percentuais reais de receitas irrecuperáveis das empresas que compõem o grupo. Para o cálculo se tomaram todas as categorias de consumo.

2.6 Capítulo VII. O TRATAMENTO DAS OUTRAS RECEITAS

Proposta ARSAE – MG:

“...tarefa inicial será, pois, definir o espectro das ACA, o que parece simples, no atual momento, já que os prestadores concentram suas atividades geradoras de outras receitas em serviços de clara obviedade, mas a evolução da capacidade gerencial pode levar ao surgimento de novas opções.

Outra tarefa será definir a metodologia para calcular as outras receitas líquidas dos custos dos serviços. Importante ressaltar que essa necessidade impõe uma dificuldade relacionada a como separar custos que são, ao mesmo tempo, referentes a serviços regulados e a serviços não regulados e que dão suporte à geração das outras receitas.

A terceira tarefa destinar-se-á a definir um enfoque metodológico simples, claro, transparente e não invasivo, que permita a continuidade da execução das ACA, mas que permita que o prestador de serviços planeje sua atuação.

Ademais, o prestador de serviços deverá realizar de forma separada a contabilização das ACA, de forma que a regulação possa verificar os ganhos de cada atividade que desenvolva.

Finalmente, para coadunar-se com uma regulação por incentivos, restaria definir a repartição dos ganhos: que parcela seria retida pelo prestador de serviços e quais seriam destinados à modicidade tarifária. A distribuição teria como objetivo incentivar o prestador a buscar o desenvolvimento de tais atividades, pois caso os ganhos fossem deduzidos integralmente da receita requerida, não haveria incentivo para a concessionária desenvolver tais atividades e, por consequência, não seriam gerados benefícios aos usuários.”

Contribuição:

As atividades que representam a verdadeira complexidade para a análise são aquelas alheias ao objeto da concessão e prestadas em concorrência com outras empresas não reguladas. Nesta situação o regulador propõe identificar os custos, separar a atividade e subtrair a receita gerada pela mesma no fluxo de caixa da atividade regulada.

A separação de receitas e custos por atividades irá requerer a aplicação de um sistema de contabilidade regulatória. Este sistema deverá efetuar definições claras a respeito das ACA, assim como também estabelecer os critérios para a alocação de custos, sobre tudo aqueles custos comuns a atividades reguladas e não reguladas. Estes critérios devem ser claramente definidos no manual de

contabilidade regulatória e sua aplicação deve ser simples para a empresa (baseando-se em critérios custo x benefício no momento da definição dos critérios de segregação de custos conjuntos).

Antecedentes do setor de saneamento - Regulação ADASA:

A ADASA, no Anexo III à NT 005/2010, dispõe sobre as Outras Receitas para CAESB durante o 1º ciclo de revisão tarifária.

A metodologia estabelecida tem como fundamento estabelecer regulatoriamente a reversão parcial das Outras Receitas para a modicidade tarifária. O montante de Outras Receitas é deduzido da Receita Requerida para apuração do percentual de Reposicionamento Tarifário.

Antecedentes do setor elétrico no Brasil:

ANEEL 3º ciclo: Se classificam as outras receitas em duas categorias, conforme sua natureza: “atividades complementares” e “atividades atípicas” à concessão.

As atividades complementares são aquelas cujas despesas associadas não são claramente identificadas e já estão cobertas pela receita advinda da atividade regulada. As atividades atípicas são atividades desenvolvidas pela própria concessionária e que são estranhas à natureza da concessão, às quais se impõem critérios de administração e gestão que permitam total distinção de contabilização dos custos e resultados.

A sistemática de apuração das outras receitas se dará com uma avaliação “*ex-ante*”, em que se definem os ganhos presumidos do prestador do serviço pela realização das atividades aqui consideradas, bem como os critérios de compartilhamento desses ganhos entre a empresa regulada e os usuários do serviço público de energia elétrica, visando contribuir para a modicidade tarifária.

A receita presumida será composta pelos custos de prestação do serviço que já estiverem sendo cobertos pela receita do serviço público regulado e pela parcela de ganhos, compartilhada entre o consumidor e a concessionária. Para efeito de modicidade tarifária, uma parcela das receitas adicionais obtidas pela concessionária (Receitas de Outras Atividades – ROA), é deduzida do valor de custos operacionais calculados no momento da revisão.

2.7 Capítulo VIII. O MERCADO

Proposta ARSAE – MG:

Para a definição das projeções do mercado, a ARSAE propõe que: *“os prestadores de serviços enviarão à ARSAE-MG informações históricas e suas expectativas para o número de unidades usuárias, segregadas por tipo (água e esgoto) e fundamentadas. A agência reguladora avaliará as projeções enviadas pela concessionária, se estas são consistentes com os dados históricos apresentados.*

A agência reguladora, por sua vez, com base nos dados históricos, também realizará projeções do mercado de água e esgoto, por meio de modelos econométricos e as comparará com as enviadas pelo prestador de serviços.

Finalmente, a entidade reguladora adotará as projeções de mercado que entender mais adequadas e consistentes e poderá, portanto, validar ou não as apresentadas pelo prestador de serviços.”.

Contribuição:

Propõe-se que as informações históricas da demanda enviadas e as projeções definidas sejam informadas na maior detalhamento possível, por categoria de uso, intervalo de consumo e por tipo. Quanto mais detalhadas as informações, menor a possibilidade de ocorrerem erros.

É correta a utilização de projeções econométricas para balizar o regulador. Porém, devem ser utilizados no modelo mais do que apenas projeções históricas, pois o passado nem sempre explica o futuro. Além de se observarem as informações históricas, devem também ser observadas as projeções de investimentos e crescimento do mercado.

A previsão da demanda tem peso preponderante no cálculo tarifário: a demanda é o próprio divisor da receita requerida e, no dividendo, a demanda impacta a projeção dos investimentos e custos operacionais necessários para atingir o mercado previsto. Essa relação circular de interdependência deve ser observada ao se definirem os custos e investimentos eficientes e a própria demanda. Ou seja, por exemplo, se após definidos os custos eficientes for alterada a projeção de demanda, os custos devem ser revistos e vice-versa.

Outra situação a se ter em conta é a quem será atribuído o risco da demanda. O risco da demanda é a incerteza se os volumes projetados serão efetivamente realizados pela concessionária. A realização ou não da demanda leva à volatilidade e incerteza dos fluxos de caixa futuros.

No *Price Cap*, o risco de demanda é da concessionária, pois se a demanda não se verifica o custo médio torna-se maior e é coberto pela margem da concessionária, (ao contrário, se a demanda for maior que a prevista a concessionária lucrará mais).

No *Revenue Cap*⁷ esta situação se inverte: o risco da demanda cabe aos usuários, pois se o mercado não se verifica a concessionária pode aumentar suas tarifas para atingir sua margem regulada. Desta forma, se reduz o risco advindo de uma flutuação na demanda que afetaria significativamente a receita, sem que o mesmo se verifique nos custos.

Essa definição do risco de demanda é muito importante, para se evitar que no futuro variações *ex-post* da demanda sejam consideradas ganhos ou prejuízos indevidos por uma parte ou outra, como ocorrido recentemente no setor elétrico⁸.

⁷ Pires e Piccinini (1998 p.19) citam que a consultoria Coopers & Lybrand, contratada pelo governo brasileiro para elaborar um modelo de reestruturação do setor elétrico, sugeriu a adoção do Revenue Cap para os processos revisionais. PIRES, José Cláudio Linhares; PICCININI, Maurício Serrão. Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro. BNDES - Texto para Discussão Nº 64. Rio de Janeiro, julho 1998. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/td/Td-64.pdf> Acesso em: 28/12/2010.

⁸ BRITO, Agnaldo. “Energia Elétrica: consumidores pagam R\$ 1 bilhão a mais por ano”. Folha de São Paulo, Domingo, 18 de outubro de 2009: Caderno DINHEIRO.

Outra opção ao risco de demanda seria revisar as tarifas *ex-post*, criando uma conta de compensação para ajustar os efeitos das variações da demanda no período, como é realizado no setor de distribuição de gás natural em Minas Gerais. Justo para ambas as partes.

2.8 Capítulo IX. O PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

Proposta ARSAE – MG:

A ARSAE-MG propõe realizar as revisões tarifárias em determinados anos, seguida de uma série de reajustes anuais, até que seja realizado um novo reposicionamento das tarifas. Seria fixada uma receita para o ano base (receita revisada), ajustada anualmente, visando fazer frente aos custos do prestador de serviços. A ARSAE pretende adotar o modelo de Empresa de Referência (ER), onde os custos e os ativos seriam definidos através dessa “empresa modelo”.

A receita revisada (RR) é obtida através da soma das despesas administráveis e das despesas não administráveis. As despesas administráveis correspondem à soma dos custos operacionais eficientes mais a remuneração adequada do capital. A receita revisada é dada por:

$$RR = DN + DA$$

Onde:

RR = receita revisada;

DA = despesas administráveis;

DN = despesas não administráveis.

O reposicionamento tarifário é calculado pela divisão da receita revisada pela receita corrente, levando também em conta outras receitas e receitas irrecuperáveis, de acordo à seguinte equação:

$$RT = \frac{RR - OR + RI}{RC}$$

Onde:

RT = Reposicionamento tarifário

RR = Receita revisada

OR = Parcela das outras receitas utilizadas para a modicidade tarifária

RC = Receita corrente

RI = Receitas irrecuperáveis.

Contribuição:

Sobre a periodicidade das revisões tarifárias é importante determinar o número de anos que o período tarifário será composto, que é o mesmo que o período interrevisão.

Dado que as revisões tarifárias fixam um modelo com base na qual se projetam os custos e investimentos, determinando as tarifas que terão vigência até a próxima revisão, se apresentam as seguintes situações:

- Para um esquema de *Price Cap* as considerações de eficiência incluídas no fator X e as de expansão (Fator E), como também o ajuste por variações nos preços dos insumos (IVP) operam durante o período interrevisão. É durante este período que as firmas têm o incentivo a reduzir os custos para apropriar-se de parte da eficiência (a parte que excede a eficiência exigida pelo o regulador é incorporada no fator X). É por isto que o período interrevisão deve ter uma extensão tal que permita às firmas desenvolver todos os processos e programas necessários para alcançar as metas de eficiências impostas.
- Por outra parte, quanto menor é o período interrevisão, o esquema *Price Cap* tende a convergir para um esquema *cost-plus* (ou *cost of service*). Ao limite, se as revisões se efetuam anualmente, então a cada ano as tarifas do ano base se fixariam em função dos custos efetivos da empresa (ou dos da empresa eficiente). Porém, neste esquema anual, não existe um caminho de convergência para a eficiência e tão pouco existe base para a aplicação de fatores X, E e IVP, já que não existe período interrevisão e o modelo, deste modo, se converte em um esquema *cost plus* com revisões anuais.

Seguindo R. Green and M.Rodriguez Pardina (1999) *“The regulator must specify the duration of price control. Once again, there is a trade off between productive and allocative efficiency. If the control lasts for a long time the company will have a strong incentive to reduce its costs, since it will keep the benefit for a many years. By the end of period, however, prices may be significantly above the company’s costs, leading to allocative inefficiency and possible distributive concerns”*.

“Regulators in the United Kingdom have generally chosen control periods of four or five years, which strikes a balance between incentives and the risk that prices will get out of line with costs”.

Na determinação da receita revisada (RR), a qual é definida como a soma de custos não recuperáveis mais custos recuperáveis, deve-se efetuar alguma observação com respeito aos custos não recuperáveis, cujo tratamento regulatório deveria estar associado à proposta estabelecida no ponto de custos operacionais. Ou seja, se são considerados *pass-through*, então não deveriam estar considerados como parte da fórmula de RR, já que a recomposição tarifaria só corresponde aos serviços regulados objeto da prestação do serviço.

No que se refere aos custos recuperáveis para o ano base, se estabelece que sejam a soma dos custos operacionais de uma empresa eficiente mais a remuneração do ativo.

Sobre o reposicionamento tarifário, as RI = Receitas irre recuperáveis (inadimplência) deveriam ser tratadas dentro da parcela DA = despesas administráveis da RR = Receita Revisada. Isto se deve a que parte da inadimplência depende do esforço da concessionária. Dentro desta parcela de DA = despesas administráveis devem ser consideradas também, além da inadimplência, as perdas técnicas eficientes e um montante destinado a pesquisa e desenvolvimento (P&D).

Desta forma, o reposicionamento tarifário seria dado por:

$$RT = \frac{RR - OR}{RC}$$

Onde:

RT = Reposicionamento tarifário

RR = Receita revisada

OR = Parcela das outras receitas utilizadas para a modicidade tarifária

RC = Receita corrente

Sendo que, como colocado, a inadimplência, nível de perdas reconhecido e parcela destinada a P&D seriam parte integrante da parcela DA = despesas administráveis da RR = Receita Revisada.

2.9 Capítulo X. OS REAJUSTES TARIFÁRIOS ANUAIS

Contribuição:

Não fica clara a metodologia desenvolvida pela ARSAE-MG quanto aos reajustes tarifários anuais. Com respeito a esta ambiguidade pode se mencionar os seguintes elementos que dificultam a compreensão da metodologia que finalmente será aplicada:

- Nas páginas 121 e 122 não fica claro o tratamento das despesas administráveis;
- Na página 122, a NT011/2010 determina que “O método consiste na construção de dois fluxos de caixa: um com as receitas para cada ano, nas quais estará refletido o impacto do crescimento do mercado, e outro com as despesas administráveis. Ambos os fluxos serão descontados a uma taxa equivalente ao WACC”. Neste ponto não ficam claros os conceitos incorporados nas receitas para que ambos os fluxos possam ser comparados;
- Não fica claro se os investimentos normais são incorporados dentro do fluxo de caixa, como também onde se incorporam os custos operacionais correspondentes aos investimentos normais.

Seria conveniente contar com um detalhe maior com relação à metodologia proposta pela ARSAE-MG, que permita analisar as fórmulas propostas (com uma descrição minuciosa dos componentes inclusos em cada uma), com fim de avaliar em profundidade a metodologia proposta e sua traçabilidade (sua construção detalhada, passo a passo).

Na metodologia proposta pela ARSAE-MG para o Fator X, se estabelece como método a ser adotado o de Fluxo de Caixa Descontado. No entanto, existem outras metodologias que deveriam ser consideradas e avaliadas, tais como Índices de Produtividade (TFP, Malmquist e Tornqvist).

Ao respeito da remuneração dos investimentos em expansão aceitos pela ARSAE, a agência propõe o seguinte “*caso os investimentos tenham impacto sobre as tarifas que comprometem a modicidade tarifária, o prestador de serviços será avisado para que possa conseguir recursos não onerosos que os viabilizem*”.

Propõe-se seja feita uma avaliação conjunta entre a ARSAE-MG e o prestador, sobre o impacto tarifário do programa de investimentos de expansão, sob a ótica da modicidade tarifária. Avaliando se os investimentos apresentados poderão ser suportados pela tarifa sem comprometer a modicidade tarifária. Caso contrário, precisará definir qual volume de investimentos que poderá ser suportado tarifariamente. Nessas condições, haverá a necessidade de interação com o prestador para a compatibilização entre esse montante e os investimentos do programa.

Com respeito a “conseguir recursos não onerosos que os viabilizem”, isto não pode ser exigido ao prestador, sendo que todo capital tem custo, no mínimo o de oportunidade. E também há de se considerar os limites da própria companhia de alavancar recursos, mesmo onerosos, face a manutenção da estrutura eficiente de capital, bem como as dificuldades do setor de alavancar recursos não oneroso uma vez que os orçamentos federal, estadual e municipal não condizem com a necessidade de investimentos em infraestrutura que o setor de saneamento do país necessita para sua expansão e universalização dos serviços.

CONCLUSÃO:

Finalmente, e para concluir com respeito à metodologia a ser aplicada, a mesma deve assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da prestação dos serviços, com atenção para o princípio da modicidade tarifária.

Ressalta-se que a tarifa é o instrumento que, além de garantir sustentabilidade econômica e financeira à concessionária, como bem explicita a Lei 11.445 de 2007 em seu artigo 29 no qual “os serviços públicos de saneamento básico terão a sustentabilidade econômico-financeira assegurada, sempre que possível, mediante remuneração pela cobrança dos serviços”, garante também o atendimento aos planos municipais de saneamento, pactuados com o Poder Concedente e possibilitam a expansão dos serviços.

A tarifa constitui, portanto, meio de remunerar o capital investido pela empresa e de manter o serviço em operação, aprimorar a tecnologia e propiciar o justo lucro ao acionista. Em contrapartida, ao usuário cabe o direito a uma adequada prestação dos serviços com qualidade e quantidade adequadas.

Para conseguir o desenvolvimento de uma metodologia que permita cumprir com os objetivos anteriormente mencionados, será fundamental uma pormenorizada análise das vantagens e desvantagens das diferentes alternativas, bem como a geração de espaços de discussão entre o regulador e o regulado. Este processo de maturação permitirá atingir a uma metodologia concordada entre as partes, que facilitará sua posterior aplicação.