



AUDIÊNCIA PÚBLICA 023/2014

ANÁLISE DA METODOLOGIA PROPOSTA  
PARA O QUARTO CICLO DE REVISÕES  
TARIFÁRIAS

AP 023/2014

# Análise da metodologia proposta para o Quarto Ciclo de Revisões Tarifárias

## 1 Introdução

Este documento contém algumas contribuições para a discussão sobre a metodologia de revisão tarifária a ser adotada no Quarto Ciclo de Revisões Tarifárias promovida pela Agência Nacional de Energia Elétrica no âmbito da Audiência Pública 023/2014 em agosto de 2014. A contribuição aborda quatro tópicos:

- custo de capital;
- base de remuneração; e
- Fator X.

## 2 Custo de capital

### 2.1 Sobre o uso de valores históricos no regime de preço-teto

#### 2.1.1 Sobre a metodologia adotada para definição do custo de capital

Conforme a **Nota Técnica 180/2014-SRE/ANEEL**, a taxa de retorno regulatória é definida com base em média históricas dos últimos 2 a 30 anos de uma série de parâmetros. Em relação ao custo de capital de terceiros, a utiliza-se a média do prêmio de risco de crédito de empresas americanas de energia com *rating* compatível com os das empresas no Brasil, somada à mediana do prêmio de risco país e a média da taxa livre de risco dos Estados Unidos. Para o capital próprio adota-se o CAPM Global histórico.

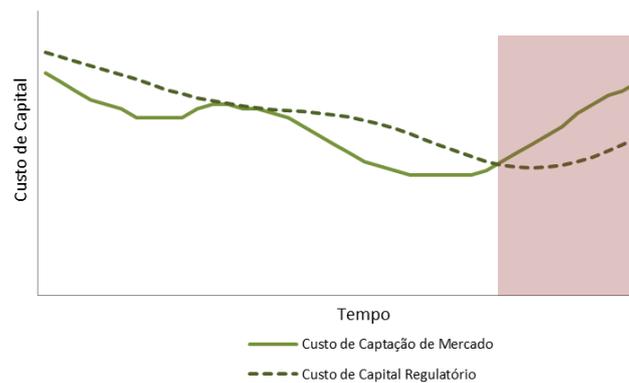
O aspecto mais atraente desta metodologia é o fato de ser objetivo. Definidos os critérios e prazos para cada um dos parâmetros, qualquer agente pode calculá-lo e acompanhar a sua evolução ao longo do tempo, proporcionando previsibilidade às futuras atualizações do custo de capital regulatório.

A sua desvantagem é que ela não é prospectiva. Por ser baseada em dados históricos, a metodologia sempre resultará em um custo de capital defasado no tempo. Isso não é inteiramente ruim, pois as captações das empresas de energia elétrica tendem a ser feitas por prazos relativamente longos, o que faz com que o custo de capital das empresas apresente certa inércia. Afinal, a maior parte do capital empregado pela empresa em dado momento é composta de captações ou aportes realizados nos anos anteriores com base nas expectativas de retorno então vigentes.

O perigo dessa abordagem é que ela pode distorcer as decisões futuras de investimento. Embora esse efeito tenda a se cancelar ao longo do ciclo econômico, no curto prazo pode provocar graves distorções. A situação mais dramática pode ocorrer em períodos de elevação do custo de capital no mercado de capitais, o que resulta numa taxa de remuneração regulatória inferior à taxa de retorno exigida pelo mercado. Neste caso, seria muito difícil para a empresa captar recursos para realização de novos investimentos necessários para assegurar o atendimento adequado dos seus clientes.

A Figura 1 ilustra uma situação de estrangulamento financeiro que pode surgir quando o custo de capital regulatório é definido com base em médias históricas. A linha sólida representa o custo médio de captação de recursos de mercado, enquanto a linha tracejada representa a média móvel da anterior.

Figura 1: Custo de captação e custo de capital regulatório ao longo do ciclo econômico



Se a linha tracejada for utilizada para definir o custo de capital regulatório, percebe-se que no período final do exemplo apresentado na Figura 1 (região sombreada), o custo de captação sobe rapidamente, provocando um hiato entre o custo efetivo de captação de recursos e o valor considerado para fins de definição das tarifas das empresas reguladas. Neste cenário, a contração de novos empréstimos seria inviável, pois a receita tarifária seria insuficiente para cobrir o ônus da dívida às taxas de juros vigentes, e a captação de recursos no mercado acionário também seria insustentável, pois o fluxo de caixa projetado da empresa indicaria uma expectativa de lucratividade inferior ao de outras oportunidades de investimento, com o mesmo nível de risco, disponíveis no mercado.

Trata-se, portanto, de uma fragilidade da abordagem regulatória adotada que pode resultar em situação de severa restrição financeira para as empresas reguladas em períodos de elevação do custo de capital.

### 2.1.2 O modelo principal-agente e o regime de preços-tetos

Essa situação destaca a importância das restrições que precisam ser levadas em conta na concepção do regime regulatório. Na literatura econômica, os regimes regulatórios desenhados para lidar com os problemas de informação assimétrica, como é o caso do regime de preço-teto, são analisados a partir de uma modelagem conhecida como o **problema principal-agente**.

O regulador (o principal) não dispõe de informações suficientes para determinar a forma de atuação da empresa regulada (o agente), mas o regulador pode estabelecer um regime regulatório que induza cada uma das empresas reguladas a atuar da forma desejada por meio da estrutura de incentivos proporcionada pela regulação. A modelagem busca, então, determinar as propriedades do esquema de incentivos requerido para induzir ao comportamento desejado levando em conta as circunstâncias específicas de cada contexto (i.e. levando em conta a magnitude relativa dos problemas de ‘seleção adversa’ e de ‘risco moral’).

Seja qual for o esquema de incentivos estabelecido, há duas restrições que sempre precisam ser observadas na concepção do esquema de incentivos estabelecido pelo regime regulatório:

- a **racionalidade individual** dos agentes (*individual rationality constraint* ou *participation constraint*), para assegurar que os agentes estejam dispostos a participar do processo; e
- a **compatibilidade de incentivos** (*incentive compatibility constraint*) para induzir os agentes a agirem da forma mais apropriada, seja na escolha da tecnologia a ser adotada (para combater o risco de ‘seleção adversa’) seja no nível de esforço despendido (para combater o problema de ‘risco moral’).<sup>1</sup>

A violação de qualquer uma dessas restrições provoca resultados indesejáveis da perspectiva do interesse público.

A situação descrita na seção anterior é um exemplo da violação da ‘racionalidade individual’. Se a taxa de retorno proporcionada pelo regime regulatório for inferior ao seu custo de captação, as empresas não realizarão novos investimentos.

Esse é um aspecto muito importante que precisa ser levado em conta na adoção do regime de preços-teto. Tanto é que Joskow (2008)<sup>2</sup> coloca a necessidade de atender à restrição de racionalidade individual (que neste contexto ele denomina de ‘restrição orçamentária’) como uma das principais limitações do regime de preços-teto:

“[...] porque o regulador precisa assegurar que o mecanismo regulatório que ela impõe sobre a empresa regulada atenda à restrição orçamentária da empresa quando o regulador está incerto quanto ao verdadeiro custo da empresa regulada, ele precisa estabelecer um preço fixo (ou preço teto dinâmico) elevado para assegurar que se a empresa tiver de fato tiver altos custos, que os preços estabelecidos no contrato ou no regime de preço teto sejam suficientes para cobrir os custos (elevados, mas eficientes) incorridos pela empresa. Assim, embora o mecanismo de preços fixos seja eficaz da perspectiva de proporcionar incentivos para reduzir custos, ele potencialmente é muito fraco na ‘extração de renda’ para benefício dos consumidores e da sociedade porque os preços podem ser muito elevados em relação às verdadeiras alternativas de custo à disposição da empresa.”<sup>3</sup>

Dada a relevância da energia elétrica para a vida diária das pessoas e para o setor produtivo, seria imprudente fixar o custo de capital regulatório num patamar incompatível com o real custo de captação de recursos das empresas por um período de vários anos, pois isso poderia comprometer a qualidade do fornecimento de energia, severamente prejudicando os consumidores.

<sup>1</sup> Para mais detalhes vide, por exemplo, o capítulo 25 (*Information*) de Varian, H. (1992). *Microeconomic Analysis*. New York: W.W. Norton & Company.

<sup>2</sup> Joskow (2008). Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks. *Review of Network Economics* 7(4): 547-560.

<sup>3</sup> Tradução livre de: “[...] because the regulator must ensure that any regulatory mechanism it imposes on the regulated firm meets a budget balance constraint, when the regulator is uncertain about the regulated firm’s true cost opportunities she will have to set a relatively high fixed price (or dynamic price cap) to ensure that if the firm is indeed a inherently high cost, the prices under the fixed price contract or price cap will be high enough to cover the firm’s (efficient but high) realized costs. Accordingly, while a fixed price mechanism does well from the perspective of providing incentives to reduce costs it is potentially very poor at ‘rent extraction’ for the benefit of consumers and society because prices may be too high relative to the firm’s true cost opportunities.”

A fim de que os agentes atuem da forma desejada e o esquema de incentivos do regime regulatório possa funcionar adequadamente, o regulador precisa precaver-se para evitar a ocorrência desse tipo de situação.

### 2.1.2 Perspectiva futura para o custo de captação de recursos

Uma vez identificada essa falha potencial da metodologia proposta para a definição do custo de capital regulatório, cabe examinar se há uma perspectiva de que tal cenário possa se materializar ao longo do Quarto Ciclo de Revisões Tarifárias.

Essa hipótese pode ser investigada examinando-se a conjuntura atual e as perspectivas de mercado para os próximos anos por meio de quatro análises/indicadores:

- as avaliações de agências de classificação de risco;
- as expectativas econômicas dos agentes do mercado;
- as projeções de analistas do mercado acionário; e
- a curva de crédito.

#### *Avaliações de agências de risco de crédito soberano*

Em março deste ano, a agência de classificação de risco *Standard & Poor's* (24/03/2014) rebaixou a nota de crédito soberano do Brasil de 'BBB' para 'BBB-', a nota mais baixa admitida para classificação de 'grau de investimento'.

Se o país sofrer novo rebaixamento será classificado como 'especulativo'. A principal consequência de tal rebaixamento seria a elevação dos custos de captação não só para o governo brasileiro, mas também para as empresas que atuam no país, pois esse downgrade elevaria o prêmio de risco país.

Nos motivos para o rebaixamento, a agência destaca a 'derrapagem fiscal', o baixo crescimento econômico, e a piora das contas externas do país.

Embora a *Standard & Poor's* considere a perspectiva para o risco de crédito no país 'estável' - o que significa que a agência não espera novas alterações na classificação de crédito do país no curto prazo-, ela aponta que há uma série de riscos fiscais no horizonte que podem ameaçar uma nova piora na classificação, destacando a elevação de custos no setor elétrico, o uso de manobras contábeis para financiamento dos bancos estatais com recursos do Tesouro, o desequilíbrio fiscal de governos estaduais e municipais, e a decisão do Supremo Tribunal de Justiça sobre a questão da correção da conta de poupança durante diversos planos econômicos.

As outras duas principais agências de avaliação de risco de crédito, *Moody's* e *Fitch*, mantiveram a classificação do Brasil inalterada (em um degrau acima da classificação da *Standard & Poor's*), mas também apontam a necessidade de realização de ajustes fiscais para evitar uma eventual redução de sua classificação de risco de crédito. Em recente nota, a *Moody's* (08/07/2014) aponta que a agência não planeja alterar a nota do país no momento, mas alerta que a manutenção do rating atual dependerá da "habilidade da próxima administração de reverter as tendências negativas, como a de crescimento econômico persistentemente fraco, taxas elevadas de inflação e sentimento do investidor em queda". A *Fitch* (10/07/2014), por sua vez, manteve a sua classificação com perspectiva estável, considerando que no próximo ano haverá um ajuste fiscal para reduzir a inflação e melhorar as finanças públicas, independentemente de quem seja eleito.

Se a manutenção da classificação de crédito das agências de crédito depende de uma guinada nas atuais tendências econômicas, as expectativas dos agentes não são animadoras, pois o consenso de mercado projeta uma situação semelhante à atual no próximo ano (veja a seguir).

### **Expectativas dos agentes do mercado**

As perspectivas negativas para economia imperam entre os agentes do mercado brasileiro. Desde 2001 o Banco Central realiza uma pesquisa contínua para obter uma medida das expectativas dos agentes do mercado quanto à evolução futura da economia brasileira. Cerca de 100 analistas das principais instituições financeiras e consultorias do país participam regularmente da pesquisa. Cada participante da pesquisa apresenta as suas projeções para as principais variáveis macroeconômicas, tais como taxa de inflação, crescimento do PIB e câmbio. As projeções médias dos agentes são divulgadas semanalmente no *Relatório de Mercado Focus* do Banco Central.

Segundo o *Relatório de Mercado Focus* de 01/08/2014, a perspectiva para a economia brasileira no próximo ano permanece negativa. Em 2015 os agentes esperam crescimento baixo, inflação alta, elevação do grau de endividamento do setor público e elevação da taxa de juros:

- o crescimento da economia deve permanecer em nível baixo (1,50%);
- a taxa de inflação medida pelo IPCA deverá permanecer alta (6,24%);
- a dívida líquida do setor público deve aumentar, atingindo o patamar de 35,0% do PIB; e
- a taxa de juros Selic deve aumentar, terminando o ano em 12,0%.

### **Projeções de analistas do mercado acionário**

Outro indicador do custo de captação de uma empresa é dado pela relação entre a capacidade de geração de caixa da empresa e seu valor de mercado. Essa relação é muito utilizada por analistas de mercado e usualmente reportada para avaliação de empresas de capital aberto sob a rubrica *EV/EBITDA*, acrônimos em inglês do valor da empresa (*enterprise value*) e do LAJIDA (Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, também conhecido pelo seu acrônimo em inglês - *EBITDA*).

O *EV* (valor da empresa) corresponde à soma do valor de mercado das ações emitidas, mais a dívida da empresa, menos as disponibilidades em caixa. Já o *EBITDA* indica a capacidade de geração de caixa da empresa antes dos desembolsos em investimentos e outras despesas discricionárias. A adoção do *EBITDA* como indicador evita distorções na comparação entre empresas devido aos diferentes tratamentos contábeis adotados para o cálculo da depreciação, amortização e tributos.

Dividindo o *EBITDA* anual projetado pelos analistas para 2015 pelo valor atual da empresa (*EV*), ou seja, o inverso da razão *EV/EBITDA*, obtém-se uma estimativa da taxa implícita de retorno que o mercado espera da empresa.<sup>4</sup>

A partir da consolidação da razão *EV/EBITDA* projetada para 2015 - de uma amostra de oito empresas distribuidoras (Cemig, Coelce, Copel, CPFL, Eletropaulo, Energias do Brasil, Equatorial e Light) - por quatro analistas de mercado no final de julho ou início de agosto, conclui-se que, em média, o mercado trabalha com uma taxa de retorno implícita para essas empresas superior a 16%.

<sup>4</sup> Outro indicador financeiro frequentemente utilizado para avaliação de ações é a razão entre o preço da ação e a expectativa de dividendos da empresa, conhecido o *price per earnings ratio (P/E)*. Esse indicador é menos robusto porque ele baseia-se exclusivamente em indicadores do mercado acionário, o que pode levar a distorções na comparação entre empresas com diferentes estruturas de capital ou padrões de dispêndios de capital. Além disso, o indicador pode ser distorcido quando são comparadas empresas cujas ações apresentam diferentes graus de liquidez. Por estas razões não o adotamos nessa análise.

Figura 3: Taxa implícita de retorno em 2015 dada pela relação *EV/EBITDA*

	analista 1	analista 2	analista 3	analista 4	média	taxa implícita de retorno
concessionária 1	7,29	6,7	10,9	4,1	7,2	13,8%
concessionária 2	7,10	4,8			6,0	16,8%
concessionária 3	3,99	5,1	4,2	5,0	4,6	21,9%
concessionária 4	7,75	7,7	8,4	8,6	8,1	12,3%
concessionária 5	5,11	10,1	7,6	8,6	7,9	12,7%
concessionária 6	4,90		5,2	5,3	5,1	19,5%
concessionária 7		7,2	7,8		7,5	13,3%
concessionária 8	4,45	5,5	5,7	6,2	5,5	18,3%
média						16,1%

Fonte: Diversos analistas de mercado (jul/ago de 2014).

A taxa de retorno implícita é muito superior ao custo médio ponderado do capital de 11,88% (*wacc* nominal antes de impostos) proposto na Nota Técnica 180/2014-SRE/Aneel. Isso sugere que o custo de capital proposto será insuficiente para captar recursos adicionais para custear novos investimentos de forma sustentável nos próximos anos. Novas captações provocariam perda de capital para os atuais investidores na empresa por meio da desvalorização do valor de mercado de suas ações e debêntures.

Embora essa abordagem proporcione um indicador prospectivo que é de grande valia para a avaliação do custo de capital futuro, ela também apresenta suas fragilidades. Os preços das ações são definidos de forma prospectiva, o que faz com que os preços das ações apresentem grandes variações à medida que surgem novos fatos e notícias que possam afetar o desempenho futuro da empresa. Essa grande variação dos preços das ações faz com que indicadores construídos a partir dessas informações também sejam muito voláteis.

#### Quadro 1: Cuidados a serem tomados na interpretação de dados do mercado acionário

A ressalva quanto ao uso de indicadores do mercado acionário para definição de tarifas não se restringe a razão *EV/EBITDA*. Outro parâmetro do mercado acionário utilizado no modelo CAPM é o ‘beta’ que utiliza a volatilidade dos preços das ações como indicador de risco. Na Nota Técnica 180/2014-SRE/ANEEL argumenta-se que a regulação setorial tem reduzido o risco das empresas do setor, o que seria comprovado pela redução do beta das ações do setor elétrico que compõem o Índice BM&FBovespa Energia Elétrica (IEE).

O problema é que, frequentemente, a redução da volatilidade não deriva da estabilidade do retorno da ação, mas da falta de liquidez no mercado. Isso ocorre principalmente quando uma empresa sofre um grande choque negativo, o que faz com que os agentes tornem-se receosos de comercializar a ação (seja para comprá-la ou vendê-la).

Damodaran, um professor renomado de finanças, chama a atenção para o problema provocado pela baixa liquidez ao discutir o cálculo do parâmetro beta, que utiliza a volatilidade das ações para inferir o nível de risco do ativo. Segundo Damodaran (2013):

“[...] o problema prático de se utilizar a volatilidade do mercado como indicador de risco é que a volatilidade varia não só em função do risco, mas também em função da liquidez do mercado. Mercados que são arriscados e ilíquidos frequentemente apresentam baixa volatilidade, já que transações de mercado são necessárias para que os preços de mercado se movam. Consequentemente, a utilização da volatilidade como indicador de risco subdimensionará o risco de mercados emergentes com baixa liquidez e sobredimensionará o risco de mercados de alta liquidez.”<sup>1</sup>

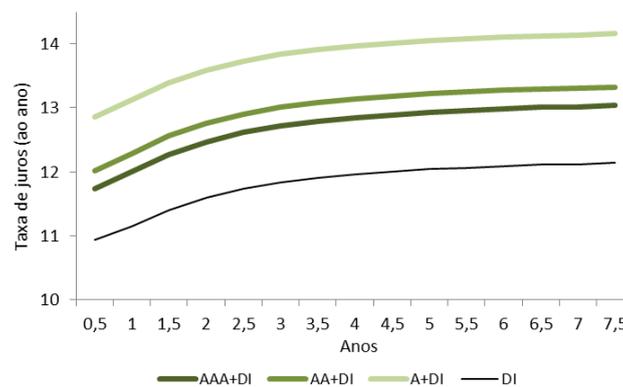
Portanto, uma avaliação criteriosa é necessária para discernir qual é o fator principal que explica o comportamento observado para se chegar às conclusões corretas.

### Curva de crédito

A expectativa de elevação do custo de capital também se confirma no mercado de juros futuro. As **curvas de crédito**, também conhecidas como a ‘estrutura a termo de taxas de juros’ representam a taxa de retorno anual de uma determinada classe de títulos de renda fixa com diversos prazos até o vencimento.

As atuais curvas de crédito para os títulos privados de renda fixa com classificação de risco ‘AAA’, ‘AA’ e ‘A’ no Brasil são apresentadas na Figura 2, assim como da taxa DI (Depósito Interbancário), que serve como um indexador para uma parcela significativa de títulos privados de renda fixa.

Figura 2: Curvas de crédito



Fonte: Anbima ([http://www.anbima.com.br/curvas\\_debentures/CD.asp](http://www.anbima.com.br/curvas_debentures/CD.asp), acesso: 06/08/14).

As curvas de crédito atuais são crescentes, o que, pela Teoria de Expectativas Pura (*Pure Expectations Theory*), implica que o mercado trabalha com a expectativa de elevação do custo de capital nos próximos anos.<sup>5</sup>

Embora a curva de crédito refira-se a investimentos em renda fixa, que são relacionados à captação de capital de terceiros, a curva de crédito também é um indicador relevante para a projeção do custo de captação de capital próprio devido à arbitragem entre os investimentos em renda fixa e variável. Uma curva de crédito ascendente indica que é de se esperar que o custo de captação de capital próprio também seja ascendente. Damodaran (2013)<sup>6</sup> proporciona evidências disso por meio de regressões que indicam que há uma correlação positiva entre o prêmio de risco de mercado e a taxa livre de risco.

Essa perspectiva de elevação das taxas de juros futuras prevalece tanto no Brasil como no exterior. Internamente, tais elevações são provocadas pela necessidade de conter a persistente inflação, induzida principalmente pela expansão do crédito e a política de valorização do salário mínimo. E externamente pela perspectiva de redução gradual do afrouxamento monetário (*Quantitative Easing*) adotado nas principais economias

<sup>5</sup> Reconhece-se, no entanto, que a curva de crédito ascendente também pode advir de outros fatores (i.e. não da expectativa da taxa de juros futura), tais como o prêmio de risco atrelado à assunção de financiamentos com prazos mais longos (conforme prevê a Teoria da Preferência por Liquidez – *Liquidity Preference Theory*) ou devido a diferenças no equilíbrio entre a oferta e a demanda por crédito nos diversos segmentos da economia, sendo que cada segmento (setor) trabalha com diferentes prazos preferenciais (conforme prevê a Teoria do Habitat Preferido – *Preferred Habitat Theory*).

<sup>6</sup> Damodaran, A. (2013). *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2013 Edition* (mimeo). New York: Stern School of Business, p. 81.

avançadas (das quais se destacam os Estados Unidos, Japão e, em menor grau, a União Européia) para estimular as suas economias diante do risco de ingressar numa recessão crônica.

Segundo a publicação anual do *World Economic Outlook*, o **prognóstico do FMI** - Fundo Monetário Internacional - é de que o custo de capital deverá subir nos próximos anos, até porque a taxa real de juros em boa parte do mundo desenvolvido já é negativa:

“As taxas reais de juros e do custo do capital provavelmente apresentarão elevação moderada no médio prazo em relação aos seus níveis atuais. Em parte devido a razões cíclicas: as taxas reais extremamente baixas nos últimos anos refletem grandes hiatos de produção nas economias avançadas - aliás, as taxas reais provavelmente teriam sido reduzidas ainda mais se não fosse o piso proporcionado pela taxa nominal igual a zero.

[...]

As taxas reais de juros declinaram substancialmente desde a década de 1980. O custo de capital caiu um pouco menos porque a taxa de retorno do capital próprio recuperou-se parcialmente desde 2000.

[...]

Em suma, é provável que a taxa real de juros aumente, mas não há razões convincentes que suportem a hipótese de uma volta à taxa média de retorno equivalente aos níveis observados em meados de 2000 (quando era da ordem de 2 por cento). Da perspectiva global, no entanto, pode ser que alguns países venham a apresentar taxas mais altas devido ao maior prêmio de risco soberano.”<sup>7</sup> (p. 82, 91)

Portanto, a perspectiva é clara quanto à elevação do custo de capital, a incerteza é apenas quanto a magnitude e velocidade do aumento do custo de capital.



Todas essas evidências corroboram a tese de que o custo de capital no Brasil está numa fase ascendente, o que pode levar a um estrangulamento financeiro caso se utilize médias históricas para a fixação do custo de capital utilizado para fins de revisão das tarifas nos próximos anos.

Dado que as empresas reguladas terão que captar recursos no mercado durante o próximo ciclo tarifário para custear seus novos investimentos e para recompor a parcela do capital de terceiros que vencerá nos próximos anos, é necessário que uma parcela do custo do capital seja estabelecida de forma prospectiva, levando em conta o maior custo do capital previsto nos próximos anos. A questão que emerge, no entanto, é: como definir o custo de capital de forma prospectiva?

<sup>7</sup> Tradução livre de: “*Real interest rates and the cost of capital are likely to rise moderately in the medium term from current levels. Part of the reason is cyclical: the extremely low real rates of recent years reflect large negative output gaps in advanced economies—indeed, real rates might have declined even further in the absence of the zero lower bound on nominal interest rates.*

[...]

*Global real interest rates have declined substantially since the 1980s. The cost of capital has fallen to a lesser extent, because the return on equity has increased since 2000.*

[...]

*In summary, it is likely that real interest rates will rise, but no compelling reasons suggest a return to the average level observed during the mid-2000s (that is, about 2 percent). Within this global picture, however, there may be some countries that will see higher real rates because of higher sovereign risk premiums.”*

Embora indicadores prospectivos (como a razão *EV/EBITDA*) proporcionem uma estimativa do retorno esperado pelo mercado, seu uso para fins de definição de tarifas não é indicado porque redundaria num problema de circularidade: as expectativas dos agentes quanto ao potencial de geração de caixa futuro das empresas seriam utilizadas pela Aneel para definir as tarifas, que por sua vez, afetariam as expectativas dos agentes...

Para evitar essa circularidade é preciso utilizar indicadores externos do setor elétrico brasileiro.

A sugestão é que se use a curva de crédito (*yield curve*) dos títulos do Tesouro dos Estados Unidos para extrair um fator de ajuste (que pode ser aditivo, no caso de uma curva de crédito ascendente, ou subtrativo, no caso de uma curva de crédito descendente).

Somando-se o fator de ajuste ao 'custo de capital histórico' computado pela metodologia proposta pela Superintendência de Regulação Econômica (SRE) obter-se-ia o 'custo de capital prospectivo'.

O **custo de capital regulatório final** (*wacc*) seria, então, uma média ponderada do 'custo de capital histórico' (*wacc<sub>histórico</sub>*), computado pela metodologia da SRE, e o 'custo de capital prospectivo' com ponderação de 70% e 30%, respectivamente, no qual a taxa prospectiva nada mais é que a o custo capital histórico somado ao fator de ajuste (*f*):

$$wacc = 70\% \cdot wacc_{histórico} + 30\% \cdot (wacc_{histórico} + f)$$

O fator de ajuste seria a diferença entre a taxa de retorno real dos títulos do Tesouro dos Estados Unidos com duração de 10 anos e a taxa de retorno real dos títulos de duração de um ano.<sup>8</sup>

O fator de ajuste indica a tendência de alteração da taxa livre de risco. Como as taxas de juros de renda fixa e o prêmio de risco do mercado acionário são positivamente correlacionados à taxa livre de risco, considera-se que esse fator de ajuste é capaz de proporcionar uma sinalização adequada das tendências do mercado.

Embora, de um lado, o fator aditivo possa ser considerado um indicador limitado para definir o 'custo de capital prospectivo', de outro lado o mesmo se constitui em uma forma simples e objetiva para proporcionar um ajuste na taxa de retorno regulatória de forma a minimizar tanto o risco de estrangulamento financeiro, em tempos de elevação das taxas de juros, como para evitar retornos excessivos, em períodos de queda das taxas de juros.

A ponderação proposta - de 70% para o 'custo de capital histórico' e 30% para o 'custo de capital prospectivo' - foi definida com base em duas considerações principais:

- no **conservadorismo** - prefere-se manter a maior parte da definição do custo de capital baseada numa metodologia conhecida, testada e estável;
- no reconhecimento de que há um **alto grau de inércia no custo de capital**, já que grande parte dos recursos captados pela empresa tem prazos longos,

<sup>8</sup> A escolha dos pontos na curva de crédito (prazos de maturação considerados) é balizada em parte na concepção teórica e em parte em razões pragmáticas. A diferença entre os juros dos títulos de curta e longa duração proporcionam uma indicação das expectativas de mercado quanto à tendência do custo de capital nos próximos anos. Os títulos públicos dos Estados Unidos com duração de um ano e de 10 anos são adotados, principalmente, porque são os prazos para os quais se dispõe de dados públicos sobre a expectativa de inflação dos Estados Unidos. O Federal Reserve de Saint Louis publica regularmente as expectativas de inflação no horizonte de um e dez anos, num procedimento semelhante ao do Relatório Focus do Banco Central do Brasil.

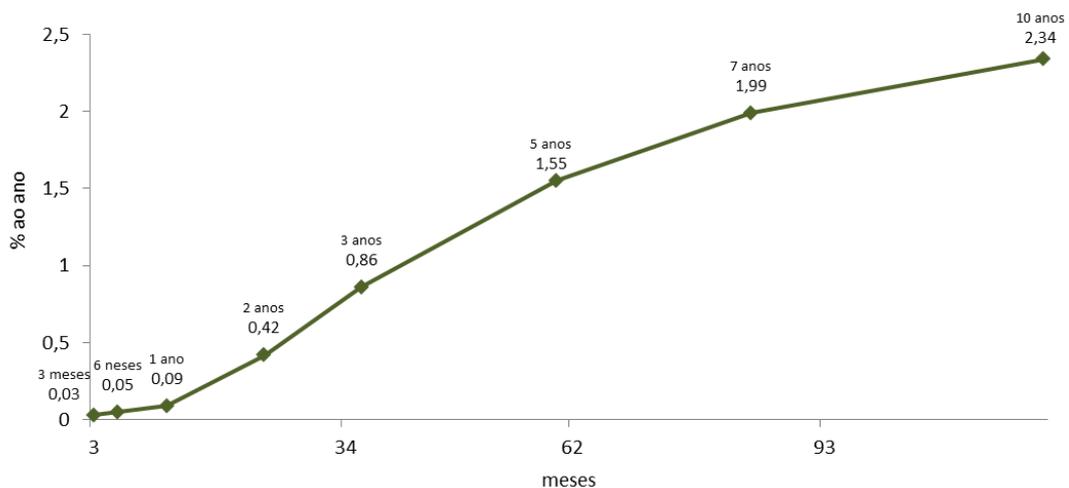
tendo sido investidos anos atrás e com base nas expectativas de retorno vigentes na época.

### Exemplo

Para fins de esclarecimento, computamos o custo de capital regulatório com os dados mais recentes disponíveis quando da elaboração dessa contribuição.

A Figura 3 apresenta a curva de crédito dos Estados Unidos, em 15/ago/2014. Verifica-se que a diferença entre a taxa de juros oferecida pelos títulos com duração de 10 anos é de 2,34% ao ano, enquanto a de um ano é de 0,09% ao ano.

Figura 3: Curva de crédito dos Títulos do Tesouro dos Estados Unidos



Fonte: Tesouro Nacional dos Estados Unidos (<http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/Historic-Yield-Data-Visualization.aspx>, acesso em 16/08/2014)

Considerando a inflação projetada pelo consenso do mercado nos Estados Unidos para os mesmos horizontes de tempo (taxa média de 2,2% ao ano em dez anos e 2,1% no próximo ano<sup>9</sup>), obtêm-se a taxa real média dos títulos: 0,14% ao ano para os títulos de 10 anos e -1,97% ao ano para os títulos de um ano.<sup>10</sup>

O fator de ajuste a ser considerado seria, portanto, de 2,11% ao ano (resultado da subtração 0,14 - (-1,97) = 2,11).

Somando esse fator de ajuste ao custo de capital regulatório computado pela SRE de 10,85% (wacc real antes de impostos), obtêm-se o 'custo de capital prospectivo': 12,96%.

O custo de capital ponderado, considerando o cálculo histórico e prospectivo seria, então, de: 70% x 10,85% + 30% x 12,96% = 11,48%.

<sup>9</sup> As projeções de inflação oficial para o índice de preços ao consumidor dos Estados Unidos (*Consumer Price Index*) estão disponíveis no sítio do Federal Reserve de Saint Louis: <http://www.philadelphiafed.org/research-and-data/real-time-center/survey-of-professional-forecasters/historical-data/inflation-forecasts.cfm>, acessado em 16/08/2014).

<sup>10</sup> Para obter a taxa deflacionada utiliza-se a relação:  $t_{10}^r = \frac{1+t_{10}}{1+\pi_{10}} - 1$ , na qual  $t_{10}$  é a taxa de retorno nominal do título de 10 anos e  $\pi_{10}$  é a taxa média de inflação prevista nos 10 anos.

### Recomendação 1

Dada a rápida elevação do custo de capital nos últimos meses e a perspectiva de elevação nos próximos anos, a Aneel deve cuidar para não violar a restrição de racionalidade individual dos agentes por meio da definição do custo de capital com base em dados históricos.

A fim de mitigar esse problema, recomenda-se a adoção de uma média ponderada do custo de capital histórico e prospectivo com ponderação de 70% e 30%, respectivamente. O custo de capital histórico seria computado pela metodologia proposta pela Aneel e o prospectivo seria definido a partir da adição do fator de ajuste obtido da curva de crédito dos títulos do Tesouro dos Estados Unidos ou mais precisamente, pela subtração da taxa de retorno real dos títulos de dez anos pela taxa real dos títulos de um ano.

## 2.2 Sobre a captura dos benefícios fiscais da Sudene/Sudam

A **Nota Técnica 180/2014-SRE/ANEEL** propõe a definição do custo de capital diferenciada para as empresas a fim de capturar os benefícios fiscais previstos na **Lei 11.196** que autoriza a Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e a Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM) a concederem “incentivos fiscais às pessoas jurídicas com projetos de implantação e ampliação, diversificação ou modernização total ou parcial, enquadrados em setores da economia considerados prioritários”.

Tratam-se de benefícios fiscais intencionalmente concedidos a setores estratégicos, como o de distribuição de energia elétrica, para incentivar mais investimentos nas suas respectivas regiões (primordialmente Nordeste e Norte).

É notória a adversidade de condições das concessões localizadas nessas regiões, o que torna mais difícil o combate às perdas não-técnicas, conforme constatado pelo índice de complexidade socioeconômica estabelecido pela Aneel (Nota Técnica 188/2014-SRE/ANEEL), assim como o diferencial de qualidade do fornecimento nessas regiões (Nota Técnica 021/2014-SRD/ANEEL) relativo ao resto do país.

Além disso, esses incentivos fiscais foram considerados na definição do valor de aquisição de diversas concessionárias que foram privatizadas ou adquiridas nos últimos anos.

A eliminação desses incentivos reduziria a capacidade financeira dessas empresas:

- para enfrentar as dificuldades proporcionadas pelas características das áreas de concessão;
- para o aprimoramento da qualidade; e
- para a remuneração dos investimentos na aquisição de concessões nessas regiões, investimentos estes que foram realizados levando em conta tais benefícios.

A Aneel já propôs a captura dos benefícios fiscais no Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária, mas foi questionada na justiça. A questão ainda permanece sub judice, havendo uma liminar que impede a captura dos benefícios fiscais. Enquanto não houver uma decisão final sobre a questão, a Aneel obviamente deve respeitar a liminar.

Por todos esses motivos, recomenda-se que o custo de capital regulatório seja computado desconsiderando os incentivos fiscais estabelecidos pela Sudene e Sudam.

### Recomendação 2

O custo de capital deve ser definido desconsiderando os benefícios fiscais concedidos pela Sudene e Sudam.

## 3 Base de Remuneração

### 3.1 Sobre a abordagem proposta

A SRE argumenta na **Nota Técnica 452/2013-SRE/ANEEL** (apresentada na Consulta Pública 011/2013) que as mudanças metodológicas na definição da Base de Remuneração no Quarto Ciclo Tarifário buscam introduzir um mecanismo regulatório que proporcione maiores incentivos para a minimização de dois componentes da Base de Remuneração:

- Componentes Menores (COM), que são os custos dos componentes fixos vinculados a um determinado padrão construtivo; e
- Custos Adicionais (CA), que são os custos necessários para colocar os ativos em operação, que abrangem os custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete.

Esses dois componentes englobam uma vasta gama de bens e serviços cuja caracterização é muito difícil considerando a diversidade entre empresas. Além disso, há muitas diferenças sutis entre elas, o que inviabiliza comparações diretas entre os custos unitários em diferentes Ordens de Imobilização (ODIs). A metodologia atual para definição dos valores reconhecidos de COM e CA apresenta alto grau de subjetividade, tornando-o pouco previsível. Além disso, é muito difícil segregar esses custos dos custos operacionais, o que coloca em cheque a eficácia da regulação por comparação empregada para definir os custos operacionais (i.e. o custos operacionais de algumas empresas podem ser menores não porque são mais eficientes, mas porque classificam uma parcela maior dos seus custos como COM ou CA e vice-versa).

Para mitigar esses problemas, a SRE sugere abandonar a metodologia atual de avaliação desses ativos de forma individualizada para cada empresa por uma metodologia de *benchmarking* (regulação por meio de comparação):

“144. [...] é preciso avançar no tratamento da base de remuneração, conferindo maior previsibilidade ao reconhecimento tarifário dos investimentos feitos pela distribuidora no período incremental.

145. O problema da definição dos componentes menores e custos adicionais é agravado pela forma como esse reconhecimento é executado pela ANEEL, que fiscaliza os dados contábeis. Ocorre que, primeiramente, é preciso reconhecer que o problema de contabilização de custos, especificamente quanto à correta alocação entre custos operacionais ou investimentos, é insolúvel. Ainda que se busque estabelecer regras mais claras de contabilização, sempre haverá um sobreposição entre um e outro, difícil de ser avaliado.

146. Dada a experiência anterior da ANEEL, bem como a discussão existente sobre o tema, a melhor solução não parece ser apenas o aperfeiçoamento dos procedimentos atualmente adotados de fiscalização, com vistas à definição dos valores regulatórios. Há espaço para aprimoramentos nesses aspectos, introduzindo mecanismos de incentivo aos agentes regulados na valoração dos componentes menores e dos custos adicionais. Esses mecanismos devem observar o desempenho comparativo dos agentes tratando as especificidades relevantes."

- Nota Técnica 452/2013-SRE/ANEEL

A motivação para a adoção de uma forma de *benchmarking* para os COM e CA é compreensível, mas é preciso muita cautela na sua aplicação. O regime de regulação por preço-teto já proporciona fortes incentivos para minimizar os investimentos, uma vez que há uma defasagem entre a realização do investimento e o seu reconhecimento tarifário nas revisões periódicas. A adoção de um mecanismo regulatório que possa vir a resultar no não reconhecimento de uma parcela significativa dos custos de capital da empresa pode vir a ser golpe fatal para a realização de novos investimentos.

A Nota Técnica 187/2014-SRE/ANEEL expõe a metodologia que se pretende utilizar para enfrentar esse desafio. Na sua avaliação prévia de qual seria a abordagem mais apropriada, a SRE considerou substituir a metodologia atual por três alternativas que podem ser ordenadas em função do grau de inferência *versus* aferição, como ilustrado na Figura 4.

Figura 4: Espectro de abordagens consideradas para a definição da Base de Remuneração



As abordagens mais à esquerda da ilustração acima são aquelas que priorizam inferência de modelos matemáticos e estatísticos para estabelecer os valores regulatórios; já as abordagens mais à direita são aquelas que priorizam a aferição pormenorizada de custos.

O dilema entre as abordagens remete a uma discussão realizada alguns anos atrás sobre as diferentes alternativas regulatórias para definição dos custos operacionais, em que eram avaliadas as vantagens comparativas dos modelos que privilegiam a inferência estatística, descritos como modelos *top-down*, e dos modelos que privilegiam a aferição, descritos como modelos *bottom-up*.<sup>11</sup>

Os modelos *top-down* se destacam por requererem informação menos detalhada que os modelos *bottom-up* (aspecto importante dada a assimetria de informações entre o regulador e a empresa regulada) e proporcionam uma estrutura de incentivos mais forte para a redução de custos. Os modelos *bottom-up*, por sua vez, destacam-se pela sua melhor capacidade de captar as particularidades de cada empresa, o que permite maior aproximação da realidade de cada empresa e, conseqüentemente, maior aproximação aos custos efetivamente incorridos.

Para fins de definição da Base de Remuneração, as abordagens mais à direita - isto é, as que priorizam a aferição - são mais recomendáveis numa primeira tentativa de *benchmarking*, pois tendem a se aproximar mais dos investimentos efetivamente realizados pelas empresas.

<sup>11</sup> O tema foi discutido na Audiência Pública 040/2010 que definiu a metodologia de regulação tarifária para o Terceiro Ciclo de Revisões Tarifária e também no *Brazil Energy Frontiers 2011* (vide as apresentações do Sr. Mario Abdo e Sr. Claudio Sales no Painel 4), disponível no site <http://www.acendebrasil.com.br> >Eventos e Apresentações > Brazil Energy Frontiers 2011 - 22 e 23 de Agosto de 2011.

Neste sentido, considera-se que a opção pela metodologia baseada em bancos de preços é preferível, nesse momento, à metodologia de *benchmarking* do CAPEX global. Existem particularidades substanciais entre empresas e áreas de concessão que precisam ser consideradas e, diferentemente dos custos operacionais, os dispêndios de capital podem ser mais objetivamente observados.

Reconhece-se que o regulador precisa fazer o melhor possível com as informações de que dispõe, mas é importante ter em mente as fragilidades associadas aos dados para não tomar decisões regulatórias baseadas em inferências pouco robustas, pois os impactos de definições dos valores investidos são grandes e duradouros.

Exemplos marcantes que reforçam a necessidade de evitar disparidades entre os incentivos regulatórios e os dados reais de investimentos são encontrados no *benchmarking* dos custos dos Componentes Menores (COM) e Custos Adicionais (CA) proposto pela Aneel: conforme fartamente ilustrado por vários expositores na Audiência Presencial do dia 28 de agosto, há grandes variações para alguns TUCs (Tipos de Unidades de Cadastro).

Embora a intenção de proporcionar incentivos para a promoção de investimentos eficientes seja louvável, ressalta-se a importância de não estabelecer limites mais precisos do que a base de dados permite.

### Recomendação 3

Para fins de definição da Base de Remuneração, as abordagens que priorizam a aferição são mais recomendáveis numa primeira tentativa de *benchmarking*, pois tendem a se aproximar mais dos investimentos efetivamente realizados pelas empresas.

## 3.2 Sobre o banco de preços

Embora a SRE admita que seu banco de preços apresente problemas sérios, a metodologia proposta para definição da Base de Remuneração é baseada no banco de preços vigente:

“14. No tema específico “Base de Remuneração Regulatória”, o diagnóstico do processo realizado até hoje pode ser resumido assim:

[...]

- A informação não está toda padronizada: Banco de preços de equipamentos com descrições diferentes entre as empresas, o que dificulta as análises e determinação de valores médios;
- Há problemas com a segurança da informação, sendo que todo o processo é desenvolvido em planilhas eletrônicas, de difícil processamento, às vezes até externamente à ANEEL, e com histórico de alterações nos arquivos e controle das alterações prejudicados

[...]

32. Os itens a seguir descrevem a metodologia utilizada para a elaboração da primeira proposta desse Banco de Preços Referenciais, apresentando os valores e resultados obtidos, utilizando a base de dados disponível.”

- Nota Técnica 187/2014-SRE/ANEEL

Mais a frente na Nota Técnica (parágrafos 41 e 42), diz-se que o banco de preços foi estabelecido com base nos dados obtidos em laudos de avaliação fiscalizados pela Aneel contemplando a nova classificação de ativos estabelecida no Manual de Controle

Patrimonial do Setor Elétrico, o que deve minimizar as preocupações quanto aos problemas de falta de padronização, mas que implicou o uso de informações de apenas 33 das 61 distribuidoras (embora representem 90% da base de ativos em serviço no setor de distribuição). Em outras partes da Nota Técnica admite-se que a análise foi realizada com informações de um grupo ainda menor de empresas: 23 das 61 distribuidoras (parágrafo 62).

Os problemas relacionados ao banco de preços são graves. Problemas da mesma natureza foram recentemente identificados pelo Tribunal de Contas da União no banco de preços utilizado pela Aneel para a regulação das tarifas das empresas de transmissão. Essa situação motivou o TCU a apresentar uma série de recomendações no **Acórdão 1163/2014-Plenário**.

Dentre as suas recomendações, há sugestões muito precisas para aprimorar a segurança da informação que deveriam ser também adotadas para assegurar a integridade do banco de preços de distribuição:

“9.1.6. implemente ferramenta de registro das ações realizadas por usuários do sistema que impliquem em inclusões e modificações na base de dados do software do Banco de Preços de Referência, de forma a permitir o rastreamento dessas alterações, em conformidade com o previsto no subitem 10.10 da ABNT NBR ISO/IEC 27002:2005;

9.1.7. implemente, no software do Banco de Preços de Referência, rotinas para compatibilização da ferramenta às finalidades dos usuários, de forma a minimizar a realização de procedimentos manuais de compatibilização, otimizar processos de trabalho e mitigar o risco de perda de integridade dos dados, em conformidade com o previsto no subitem 12.2.2 da ABNT NBR ISO/IEC 27002:2005”.

#### Recomendação 4

Implementar um *software* para registro, modificação e manipulação dos dados que compõem o banco de preços.

### 3.3 Sobre o reconhecimento do capital de giro mínimo requerido

As concessionárias de distribuição precisam dispor de um mínimo de capital de giro para lidar com o descasamento temporal entre receitas e despesas. O capital de giro de cada empresa deve ser dimensionado levando em conta:

- a magnitude da Parcela A em relação à Parcela B,
- a exposição ao mercado de curto prazo devido aos contratos de compra de energia no regime de cotas,
- a exposição aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica por Disponibilidade de usinas com Custo Variável Unitário e
- uma eventual regulamentação da Conta ACR na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para eventual cobertura de discrepâncias entre as receitas e despesas relativos à Parcela A nos próximos anos não abrangidas pelo Decreto 8.221.

Embora a Parcela A seja definida de forma prospectiva considerando as expectativas futuras, sempre há descasamentos entre as receitas e despesas projetadas. O capital de giro deve ser proporcional à exposição potencial de cada distribuidora.

#### Recomendação 5

Reconhecer o capital de giro requerido para lidar com os descasamentos de receita e despesas mês a mês e ao longo do ano.

## 4 Fator X

### 4.1 Sobre a mensuração dos ganhos de produtividade

Conforme proposto na **Nota Técnica 185/2014-SRE/ANEEL**, o Fator X no próximo ciclo tarifário seria baseado nos ganhos de produtividade médios obtidos nos últimos anos quando computados pela metodologia Tornqvist e Malmquist.

No cálculo do ganho de produtividade medido pelo índice de Tornqvist constata-se que houve uma inversão das variáveis ‘produto’ e ‘insumo’ (custo) na planilha. O índice de Tornqvist é dado por:

$$\sum_i \left[ \frac{S_{it}-S_{it-1}}{2} \cdot \ln \left( \frac{Y_{it}}{Y_{it-1}} \right) \right] - \ln \left( \frac{C_t}{C_{t-1}} \right),$$

mas, na planilha ‘Resultados Ganhos de Produtividade’, aba ‘Índice de Tornqvist’, crê-se que inadvertidamente computou-se:

$$\ln \left( \frac{C_t}{C_{t-1}} \right) - \sum_i \left[ \frac{S_{it}-S_{it-1}}{2} \cdot \ln \left( \frac{Y_{it}}{Y_{it-1}} \right) \right].$$

Efetuada-se a correção, o índice de Tornqvist passa a ser de 1,47%, em vez de 2,04%.<sup>12</sup>

#### Recomendação 6

Corrigir o cálculo do índice de Tornqvist para refletir a razão produto/insumo (custo) em vez de insumo/produto.

### 4.2 Sobre os incentivos para inovação

O efeito da aplicação do Fator X com base na média histórica dos ganhos de produtividade é de promover um repasse imediato dos ganhos de produtividade obtidos. Porém, isso só faz sentido se os ganhos de produtividade forem derivados estritamente de fatores exógenos à gestão da empresa regulada como, por exemplo, ganhos de escala ou redução dos preços dos insumos ofertados pelos fornecedores.

Na ausência de uma comprovação de que os ganhos de produtividade são integralmente derivados de fatores alheios ao esforço gerencial das distribuidoras, deve-se prever a possibilidade da empresa capturar pelo menos parte dos ganhos de produtividade por algum tempo a fim de recompensar os custos e esforços incorridos nas iniciativas que levaram aos ganhos de produtividade.

A fixação do Fator X num patamar igual ao ganho médio de produtividade histórico desestimula as empresas reguladas a investir recursos e esforços na busca de inovações, pois faz com que os eventuais ganhos de produtividade sejam imediatamente repassados aos consumidores por meio da redução das tarifas.

<sup>12</sup> O valor de 1,47% é obtido considerando a média aritmética das médias geométricas dos ganhos de produtividade de cada empresa entre 2005 e 2012.

Os ganhos de produtividade não advêm do acaso. Inovações requerem investimento e esforço. Para cada inovação bem sucedida geralmente há diversas outras tentativas que acabam provando-se mal sucedidas. Por isso, é importante proporcionar incentivos para que as empresas invistam em inovação, pois embora os benefícios da inovação sejam permanentes para o consumidor, para a empresa eles tendem a ser passageiros, dissipando-se quando seus concorrentes adotam práticas similares e reduzem os seus preços. Na distribuição de energia, essa dissipação ocorre de forma ainda mais rápida por meio da revisão de tarifas e pelo Fator X.

A seção 5 do *White Paper 3* produzido pelo Instituto Acende Brasil (2011)<sup>13</sup>, na ocasião do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária, proporciona algumas reflexões importantes sobre a natureza dos ganhos de produtividade e ilustra quão fraca é a estrutura de incentivos para inovação proporcionada pelo regime tarifário adotado pela Aneel.

Embora o setor de energia elétrica não seja considerado um setor muito dinâmico, as evidências mostram que os ganhos de produtividade são significativos, mas certamente poderiam ser maiores se houvesse mais incentivos à inovação.

Há muitas oportunidades para inovação no setor de distribuição de energia elétrica. Ganhos de produtividade têm sido obtidos por meio de inovações gerenciais, pela adoção de novos procedimentos operacionais, pela reestruturação organizacional, pela implantação de sistemas de informática integrados, pelo monitoramento georreferenciado da rede e de equipes de manutenção, por meio de estratégias inovadoras no combate às perdas não-técnicas, pela adoção de equipamentos de controle remoto, entre outros.

Os benefícios da inovação podem ser muito grandes para o consumidor de energia no longo prazo. Portanto, seria desejável calibrar o regime regulatório de forma a proporcionar maiores incentivos para que as empresas busquem promover ganhos de produtividade de forma mais ativa.

Uma forma de fomentar a inovação seria por meio da alteração da regra de definição do Fator X para possibilitar um compartilhamento dos ganhos da inovação entre a empresa e o consumidor ao longo do ciclo tarifário. Isso poderia ser obtido fixando o Fator X num percentual dos ganhos de produtividade históricos. Na ausência de uma análise que indique a proporção da inovação advinda dos esforços das empresas reguladas, propõe-se que se adote um compartilhamento de 50% dos ganhos de produtividade.

Assim, as empresas obteriam um retorno maior pelo investimento em inovações durante o período remanescente entre as revisões tarifárias, o que tornaria mais compensador para as empresas despender recursos e esforços na busca de inovações. O repasse integral dos benefícios para os consumidores ocorreria na próxima revisão tarifária, a partir da qual os consumidores beneficiar-se-iam permanentemente da inovação.

Nos parágrafos 187 e 213 a 218 da *Nota Técnica 452/2013-SRE/ANEEL*, apresentada na Consulta Pública 011/2013, a SRE cogita a possibilidade de não realizar o reposicionamento tarifário (ou ao menos não realizá-lo de forma integral) no momento de revisão tarifária, optando por um reposicionamento gradual ao longo do ciclo tarifário por meio do Fator X (do Componente T), aproximando a sua metodologia ao regime de preços-teto originalmente adotado no Reino Unido, conhecido como RPI-X regulation.<sup>14</sup> Isso proporcionaria mais estabilidade para as tarifas e, conseqüentemente, para as receitas das empresas. Mais importante, proporcionaria um incentivo mais forte

<sup>13</sup> Instituto Acende Brasil (2011). *Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos. White Paper 3*, São Paulo, 24 p.

<sup>14</sup> Vide a seção 3.3.5 de Instituto Acende Brasil (2011). *Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos. White Paper 3*, São Paulo, 24 p.

para as empresas despenderem esforços para aumentar a produtividade, uma vez que haveria um prazo maior para recompensar os seus esforços de inovação.

Com a constatação da SRE de que não há evidências de ganhos de escala (parágrafo 49 da Nota Técnica 185/2014-SRE/ANEEL) é de se esperar que o Componente Pd do Fator X deixe de ser empregado, o que facilitaria a implementação do reposicionamento gradual por meio do Fator X discutida no parágrafo anterior. Neste caso, a adoção do Fator X em 50% da taxa média histórica dos ganhos de produtividade implicaria que no momento da revisão tarifária efetuar-se-ia apenas metade do reposicionamento (em média), já que a outra metade seria efetuada durante o próximo ciclo tarifário da concessionária por meio do Fator X.

### Recomendação 7

Fixar o Fator X em patamar igual a 50% da taxa média dos ganhos de produtividade históricos.



**Presidente:** Claudio J. D. Sales  
**Diretor Executivo:** Eduardo Müller Monteiro  
**Assuntos Econômicos e Regulatórios:** Richard Lee Hochstetler  
**Desenvolvimento Sustentável:** Alexandre Uhlig  
**Pesquisa e Desenvolvimento:** Alia Rached  
**Assuntos Administrativos:** Eliana Marcon  
**Cursos e Eventos:** Melissa Oliveira  
**Secretária:** Ingrid Santos

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro. Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:

### ENDEREÇO

Rua Joaquim Floriano, 466  
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi  
CEP 04534-004 • São Paulo • SP  
Telefone: +55 (11) 3704-7733



AGÊNCIAS  
REGULADORAS



GOVERNANÇA  
CORPORATIVA



IMPOSTOS E  
ENCARGOS



LEILÕES



MEIO AMBIENTE  
E SOCIEDADE



OFERTA DE  
ENERGIA



RENTABILIDADE



TARIFA E  
REGULAÇÃO

[www.acendebrasil.com.br](http://www.acendebrasil.com.br)