



Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica-GCR

Mudança do regime tarifário de preço-teto para receita-teto para as distribuidoras de energia elétrica

**LUCAS FERNANDES CAMILO SIMONE(1); GUSTAVO GONÇALVES BORGES(1);
USP(1);**

RESUMO

O setor elétrico passa por um momento de transição em todo mundo, com descentralização dos investimentos, mudança no comportamento dos consumidores e alteração no paradigma do planejamento e operação das redes elétricas. Esse cenário impacta diretamente o segmento de distribuição. Para acompanhar tais mudanças, será necessário que a regulação evolua, com vistas a incitar e viabilizar essas inovações. Este artigo trata de uma proposta de mudança do regime tarifário da distribuição de preço-teto para receita-teto, com o objetivo de adequar a necessidade de receita suficiente para remunerar e cobrir os diversos custos envolvidos até a entrega ao consumidor.

PALAVRAS-CHAVE

Regulação tarifária, Receita-teto, Preço-teto, Distribuição de energia elétrica

1.0 - INTRODUÇÃO

Os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica no Brasil, fruto das privatizações ocorridas na década de 1990, previam o regime tarifário de preço-teto (*price-cap*). Esta escolha foi motivada pelo êxito das experiências internacionais em processos de desestatizações. O regime preço-teto estabelece o preço máximo a ser cobrado pela parcela relativa à distribuição de energia elétrica na tarifa ao consumidor. Esta parcela é calculada a partir de uma receita estimada pelos critérios de eficiência de gastos e prudência dos investimentos. No regime preço-teto a receita da distribuidora varia, basicamente, em função seu mercado: quanto maior o consumo da sua base de consumidores, maior a receita. Em um monopólio natural, cujo produto praticamente não encontra substituto, não há incentivo para não cobrar o preço teto.

O relatório "The Future of Electric Grid" (1) apresenta os principais desafios e oportunidades para os tomadores de decisão na indústria de energia e em todos os níveis de governo, no contexto de transição no uso das redes de energia elétrica. Um dos desafios emergentes mais importantes é a incorporação da energia renovável distribuída, devido aos potenciais impactos tarifários para os consumidores, no caso de manutenção do modelo tarifário vigente. O aumento da penetração de veículos elétricos e outras mudanças contínuas na demanda de eletricidade, também poderão aumentar a relação entre a demanda pico e a média, exigindo novos investimentos em infraestrutura de rede. Por outro lado, novas oportunidades para melhorar o funcionamento e a confiabilidade da rede surgem com o desenvolvimento tecnológico em sensores, comunicações, controle e eletrônica de potência. Essas tecnologias podem aumentar a eficiência e a confiabilidade, aumentar a utilização da capacidade, possibilitar uma resposta mais rápida para remediar contingências e aumentar a flexibilidade no controle dos fluxos de energia. Com toda essa complexidade, definir a tarifa por simples encargo volumétrico



pode distorcer o sinal de incentivo e criar desequilíbrio econômico das concessionárias ou contra os consumidores.

Segundo (2), os novos usos de redes de distribuição, novas demandas de redes, novas alternativas aos investimentos em redes tradicionais e maior competição pela prestação de serviços ao usuário final pressionarão as distribuidoras a se concentrarem em fornecer melhores resultados a um custo competitivo. Porém, sob uma regulação tradicional, dificilmente as concessionárias responderão às novas demandas de forma a aproveitar ao máximo os recursos energéticos distribuídos, tecnologias de redes inteligentes e técnicas de gerenciamento ativo de sistemas.

No Brasil, a recente crise econômica resultou em significativa redução do consumo de energia, com forte impacto para o segmento da distribuição. Este episódio em especial levantou uma questão: será razoável imputar o risco de demanda às distribuidoras?

Independente do consumo de energia, as concessionárias de distribuição devem manter uma infraestrutura de cabos e equipamentos, investir na expansão e melhoria da rede, gerir funcionários e contratos. Ou seja, existe uma estrutura de custos que não varia na mesma proporção do consumo. Como a receita é função direta do consumo, quando há redução de demanda as concessionárias de energia podem ter prejuízos e essa cobertura de receita insuficiente poderá interferir no nível de investimentos na rede, com futuro deterioramento da qualidade.

Assim, um dos incentivos no regime preço-teto é o aumento do consumo. Por outro lado, há uma transição mundial no sentido da redução do consumo marginal em favor do aumento da eficiência, do fluxo bidirecional de energia e das novas relações de consumo. Essa característica revela a necessidade de avaliar se o modelo regulatório vigente é capaz de garantir a sustentabilidade econômica do negócio de distribuição nesse momento de transição e se ele incentiva as distribuidoras a manterem os investimentos na rede, ou a resistirem à inserção de novas tecnologias.

O objetivo deste artigo é avaliar a necessidade de mudança do regime preço-teto, trazendo como proposta o regime receita-teto.

2.0 - MODELOS DE REGULAÇÃO ECONÔMICA

A regulação tarifária tem como princípios basilares a preservação dos interesses dos consumidores, a garantia da rentabilidade dos investidores e o estímulo à eficiência. Neste contexto, é responsabilidade do regulador definir as métricas e parâmetros de reajustes dos preços cobrados do consumidor, coibir eventuais abusos do poder de monopólio e induzir mecanismos para maximizar a eficiência alocativa, produtiva e distributiva do setor regulado.

Segundo (3), o regulador enfrenta três desafios na definição das tarifas:

- a. Coibir abuso de poder de mercado: conter a elevação da tarifa acima do nível necessário para remunerar adequadamente todos os custos de produção.
- b. Lidar com a assimetria de informações: dependência das empresas para obter informações mais precisas sobre os custos de fornecimento.
- c. Promover a gestão eficiente: estruturar um sistema de regulação que alinhe os interesses da empresa regulada aos interesses de longo prazo dos consumidores de forma a promover a gestão eficiente.

Existem duas abordagens principais para impedir que as empresas de infraestrutura monopolista cobrem preços excessivamente altos: regulação baseada na taxa de retorno (*rate of return* ou regulação pelo custo - *cost-plus*) e a regulação pelo preço (preço-teto - *price cap*, também conhecida na literatura por *retail price index* "RPI-X" ou regulação por incentivo). Alguns locais ainda podem adotar uma abordagem híbrida, que mescla elementos da regulação pela taxa de retorno com alguns incentivos.



2.1 Regulação pela taxa de retorno

A abordagem da regulação baseada na taxa de retorno é usada em diversos países como Canadá, Estados Unidos, Japão, Espanha e Grécia – também foi utilizada no Brasil, até a edição da Lei 8.631/1993 (4). Nesse modelo regulatório, as agências reguladoras dos serviços públicos de energia remuneram os custos totais e fixam a taxa de retorno atrativa que uma empresa pode ganhar sobre seus ativos. A tarifa é fixada de modo a permitir o ganho de uma determinada receita mínima, capaz de cobrir os custos operacionais reais e proporcionar uma taxa de retorno adequada sobre os investimentos realizados. O preço regulado pode ser ajustado para cima, se a empresa obtiver uma menor taxa de retorno, e vice-versa.

Em sua origem, nos Estados Unidos, a regulação pela taxa de retorno surgiu com o processo de privatização de serviços públicos municipais, onde o poder concedente cedia o direito de exploração comercial de um monopólio natural (energia, gás, etc) em troca de uma tarifa fixada de forma a cobrir custos e prover a remuneração dos investimentos. Contudo, como os contratos eram de longo prazo, tipicamente entre 20 e 30 anos – tempo necessário para a amortização dos investimentos –, inevitavelmente esses contratos precisaram ser renegociados, buscando ajustar-se a certas circunstâncias observadas ao longo do tempo. Logo, contratos posteriores incorporaram cláusulas de renegociação dos termos do contrato, objeto de arbitragem feita a partir de comissões reguladoras independentes. Portanto, a regulação pela taxa de retorno foi a evolução de uma relação contratual incompleta, que oferecia remuneração justa em função da mudança de condições inicialmente estabelecidas.

Para (5), a regulação norte-americana segue princípios, na qual uma tarifação bem-sucedida é aquela que, de maneira geral, tem os seguintes objetivos principais: (i) evitar que os preços fiquem abaixo dos custos (incluindo um retorno “razoável”); (ii) evitar o excesso de lucros; (iii) viabilizar a agilidade administrativa no processo de definição e revisão das tarifas; (iv) impedir a má alocação de recursos e a produção ineficiente; e (v) estabelecer preços não discriminatórios entre os consumidores.

A taxa de retorno é definida a partir de um processo de negociação entre o agente regulador e a prestadora de serviços, que busca harmonizar a remuneração por meio da razoabilidade dos custos, evitando assim os lucros excessivos, e a atratividade do investimento. O retorno é estabelecido sobre o custo de oportunidade do capital e reajustado quando há necessidade de recompor a receita para garantir a taxa de retorno fixada pelo regulador.

Um dos principais confrontos observados na regulação baseada na taxa de retorno está na manipulação dos custos do serviço. Devido à assimetria de informações entre o agente regulador e o regulado, muitas vezes o custo apresentado pelas empresas reguladas é superestimado, com o objetivo de aumentar o lucro.

Em muitos casos utiliza-se mecanismos de compartilhamento de remuneração (*profit-sharing mechanisms*), ou escala móvel (*sliding scale*), como forma de limitar ou equilibrar o lucro. Este mecanismo consiste em determinar uma taxa de retorno referencial, que se encontra dentro de um intervalo pré-determinado. Se a taxa de retorno obtida ultrapassar o intervalo, aciona-se o gatilho de compartilhamento de receita em prol da modicidade tarifária.

Outra dificuldade intrínseca ao modelo taxa de retorno é a determinação do valor base, ou seja, o investimento sobre o qual se aplica a taxa de retorno. Mesmo com controle mais rigoroso sobre as informações, as empresas sob este tipo de regulação têm a tendência de aportar investimentos além do necessário, o que proporciona maior remuneração, mas que podem gerar subutilização da infraestrutura, dando origem ao chamado efeito Averch e Johnson (“efeito A-J”). Apesar de maximizar a rentabilidade das empresas, esse comportamento compromete a eficiência produtiva, prejudicando os consumidores.

Para as empresas reguladas este modelo tende a ser menos arriscado, pois o retorno é garantido pelo regulador. Eventuais ineficiências de custos também são repassadas diretamente ao consumidor, ou seja, não há estímulo à busca pela eficiência, pois as despesas são compensadas, independente da racionalidade e da prudência dos investimentos. Por esta razão, normalmente este tipo de regulação de preços é uma característica de mercados competitivos, pois os incentivos pela busca da eficiência são estabelecidos pela força da concorrência.

2.2 Regulação pelo preço-teto

A regulação Preço-Teto (*Price-Cap*) constitui um mecanismo que estabelece a tarifa por meio de um preço

máximo, corrigido por um índice de inflação e descontado por um índice de produtividade pré-definido (Fator X). Se a empresa superar os parâmetros de eficiência, ela captura o ganho econômico do aumento da produtividade, incentivando assim a busca pela eficiência. Esse é o modelo regulatório aplicado atualmente no Brasil e em outros países, como Holanda e Áustria (6).

O preço-teto foi originalmente utilizado na Inglaterra como alternativa ao modelo de regulação *rate of return*. Criado por Littlechild, em 1983, para regular o setor de telecomunicações, o objetivo principal da regulação preço-teto é amenizar a assimetria de informações (captura das agências reguladoras), com a adoção de referenciais de custos eficientes, estimulando a eficiência e a transferência dos ganhos de produtividade para os consumidores. Em princípio, a empresa eficiente funciona independente da empresa real.

Conforme (7), a proposta de Littlechild indica as vantagens do modelo preço-teto em relação aos outros métodos até então empregados na regulação, em especial os baseados na taxa de retorno:

- a. O modelo abarca, exclusivamente, os serviços regulados da empresa monopolista. Outros produtos e serviços, não sujeitos à regulação tarifária e que funcionam sob o modelo concorrencial, não seriam afetados.
- b. Como toda redução de custos é apropriada pela empresa, espera-se que o preço-teto estimule a eficiência produtiva e promova a inovação.
- c. Redução do custo da atividade regulatória com a simplificação dos cálculos ao não envolver o levantamento específicos dos dados da empresa regulada.
- d. Dado este processo simplificado, o regulador estaria menos sujeito ao risco de ser instrumentalizado pela firma regulada, ou seja, diminui-se o risco da captura.

Para (8), a regulação preço-teto surgiu como alternativa à regulação pela taxa de retorno e buscava corrigir três questões básicas: (i) fraco incentivo para a realização de custos eficientes; (ii) em empresas com múltiplos produtos, onde apenas alguns eram regulados, a regulação pela taxa de retorno envolvia a alocação arbitrária de custos e ativos e; (iii) dificuldade de definir o retorno apropriado para a empresa regulada.

O preço-teto requer do regulador maior precisão no estabelecimento dos custos eficientes, pois os valores a serem alcançados pelas empresas reguladas devem ser calibrados de forma a não serem intangíveis, tampouco frouxos, de forma que não incentive a busca pela eficiência, normalmente baseadas no princípio da *Yardstick Competition*.

A *yardstick competition* (também conhecida por Regulação de Desempenho, ou *Benchmarking Regulation*) é uma forma de regulação de incentivos por meio de comparação, adotada nos casos de monopólio natural. Nela o regulador estabelece padrões de desempenho de custos e preços, que servem de referência para empresas que atuam no mesmo setor, buscando introduzir estímulos à eficiência e reduzir a assimetria de informações. Assim, a remuneração de uma empresa é definida de acordo com o seu desempenho em relação às outras empresas do setor, observando-se os padrões definidos e o comportamento de suas congêneres. Na prática, o regulador cria uma empresa hipotética (*shadow firm*), de acordo com as características de um conjunto de empresas semelhantes, que é utilizada como *benchmarking* de custos (5).

Este procedimento cria uma competição artificial para as empresas reguladas caracterizadas por monopólio natural, onde o padrão de remuneração, o preço-teto, é definido a partir da empresa de referência. Assim, caso a empresa apresente custos mais elevados, ela terá como meta alcançar a remuneração permitida. Por outro lado, se ela apresentar eficiência superior ao padrão estabelecido, será recompensada com lucros extraordinários. Cabe à empresa buscar soluções de maior eficiência, face ao padrão fixado pela autoridade regulatória.

Apesar da lógica simples, a *yardstick competition* tem um custo regulatório alto, pois será necessário acompanhar e definir padrões consistentes para a comparação adequada entre as empresas, o que demanda certa diligência e arbitragem do regulador em relação à dinâmica do mercado. Em geral, o modelo funciona quando há um conjunto razoável de empresas reguladas e comparáveis entre si.



No regime preço-teto, além do grau de liberdade dos custos que serão repassados aos consumidores, o regulador deve ainda arbitrar sobre o indexador de preços que será utilizado e o fator de produtividade ("Fator X"), que define a quantidade dos ganhos a serem capturados pelos consumidores. O Fator X deve ser adequadamente calibrado, a fim de dar o incentivo correto à empresa regulada maximizar seus resultados.

O princípio de aplicação do Fator X é o incentivo ao ganho de produtividade. Se a empresa supera certo nível de produtividade, ela poderá se apropriar desta diferença, obtendo ganho econômico. Parte destes ganhos é parcialmente compartilhado com os consumidores, nos processos de reajustes anuais, quando o Fator X é aplicado como redutor do índice de inflação utilizado.

Poderia se argumentar contra a ampliação da taxa de retorno obtida pela concessionária eficiente e que os ganhos de eficiência deveriam refletir-se imediatamente na redução das tarifas, de modo a beneficiar unicamente os consumidores. Esse raciocínio, porém, se revela indefensável, pois isso retiraria da concessionária qualquer incentivo ao ganho de eficiência, isto é, se nenhum benefício lhe trouxesse a redução dos custos, a concessionária não realizaria esforço algum nesse sentido (9).

As abordagens tradicionais para o cálculo do Fator-X buscam defini-lo a partir da expectativa de ganho de produtividade, compatível com a gestão, inovação tecnológica e ganho de escala, com especial atenção à melhora dos níveis de qualidade e ao crescimento do mercado. Por esta razão, a tendência na regulação moderna é a adoção de dois padrões: o *guaranteed standards* e o *overall standards*. Enquanto o primeiro cria mecanismos de compensação financeira caso a empresa não atinja o nível de qualidade estipulado pelo regulador, o segundo define padrões gerais de atendimento aos consumidores que devem ser seguidos pela concessionária (5) (6).

Uma das variações do regime de preço-teto é o de receita-teto, muito utilizado em países da União Europeia, como Alemanha, França, Grã-Bretanha e Suécia (6). No regime de receita-teto (*revenue-cap*) o regulador determina o máximo de receita permitida que uma concessionária pode obter pela prestação do serviço. O objetivo é fornecer à concessionária incentivos para maximizar seus lucros pela minimização dos custos, semelhante aos instrumentos utilizados pelo preço-teto.

2.3 Taxa de retorno x Preço-teto

Na prática, a diferença entre os modelos de regulação baseados na taxa de retorno e o preço-teto não são profundas. Como a regra para a atualização do preço-teto considera a variável RPI-X, o regulador precisa configurar uma tarifa inicial de referência que, de alguma forma, contempla o valor necessário e suficiente para cobrir os custos operacionais, investimentos e proporcionar o retorno satisfatório, de acordo com o princípio do equilíbrio econômico-financeiro. Como este valor inicial é revisado periodicamente, tem-se, a priori, que a tarifa do primeiro ano das revisões é muito semelhante à da taxa de retorno. A grande diferença está nos períodos intra-revisões, por conta das diferenças na forma de reajuste anual.

O regulador deve procurar o equilíbrio entre a proteção dos interesses dos investidores, através de taxas razoáveis e estáveis, e a necessidade de garantir a viabilidade financeira das empresas em um mercado de capitais competitivos. O sistema escolhido para a regulação econômica, contudo, é uma solução especial onde o regulador possui informação imperfeita sobre os custos e oportunidades enfrentadas pelo agente regulado. Normalmente o regulador almeja o *trade-off* entre o incentivo à eficiência e redução de custos dos serviços e a transferência de renda para os consumidores. Em tese, ambos os modelos possuem mecanismos para atingir esse ponto ótimo.

Investidores em geral tendem a considerar o modelo de regulação preço-teto como mais arriscado, comparado à regulação pela taxa de retorno, pois o ganho está vinculado à capacidade gerencial das empresas reguladas. Apesar do incentivo ao aumento da eficiência, que é, em parte, capturado pelas concessionárias, eventuais custos subestimados, resultam em prejuízos que só poderão ser reparadas nos ciclos tarifários seguintes, representando um risco adicional às empresas. Isso não acontece na regulação pela taxa de retorno onde, tipicamente, há um reequilíbrio anual. Assim, eventuais aumentos de custos ou quedas de receita são compensadas no ano seguinte.

Para se definir a metodologia do cálculo do custo de capital regulatório, deve-se levar em conta o princípio da

“doutrina do resultado final”, que afirma que os métodos de regulação utilizados são irrelevantes, desde que o resultado final seja razoável para ambos, investidores e consumidores. Em outras palavras, os reguladores não são obrigados a utilizar qualquer técnica em particular, desde que os resultados obtidos sejam justos e razoáveis. Qualquer fraqueza inerente encontrada em qualquer método, portanto, torna-se de importância secundária (10).

3.0 - ESTRUTURA DE CUSTOS DA DISTRIBUIÇÃO E MODELO TARIFÁRIO VIGENTE NO BRASIL

O modelo regulatório vigente no Brasil para a atividade de distribuição de energia elétrica é de preço-teto. Dado que a parcela de distribuição representa menos de 20% das tarifas de energia no país, e que há poucas alternativas para a energia elétrica na maioria dos seus usos finais, as distribuidoras têm pouco incentivo a não cobrarem o preço máximo definido pela agência reguladora. Por outro lado, há de se reconhecer que a atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem sido efetiva regulação tarifária. Uma das evidências para essa afirmação é a redução na tarifa média de distribuição ao longo dos anos, conforme pode ser notado na Figura 1.

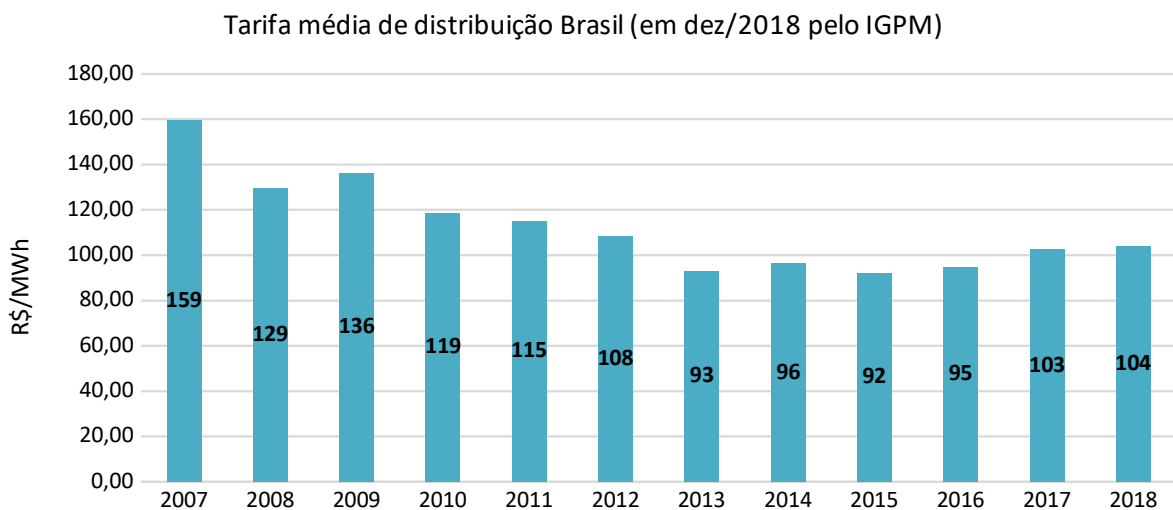


Figura 1 – Evolução da tarifa média de distribuição no Brasil (R\$/MWh)
Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (11)

Conforme discussão feita na Introdução, destaca-se que um dos principais desafios das distribuidoras no contexto atual é a falta de incentivo à gestão de energia pelo lado da demanda – seja por meio da eficiência energética ou por sistemas de geração própria. Assim, uma questão que deve ser avaliada é se a estrutura de custos das distribuidoras dialoga corretamente com o modelo tarifário vigente. Para tanto, duas análises foram feitas: como estão divididos os custos das empresas de distribuição e como se dá a recuperação da receita das distribuidoras nas tarifas.

De forma geral, afirma-se que a estrutura de custos da distribuição é predominantemente fixa. Análise recente da ANEEL permitiu constatar esse fato. A agência dividiu os custos das concessionárias em: custos de capacidade (basicamente custo de ativos, que não guardam relação com tamanho de mercado ou consumo), custos variáveis de acordo com o número de unidades consumidores e custos variáveis de acordo com o consumo. Ainda que a metodologia desenvolvida pela agência seja passível de aprimoramentos, constata-se que, na média (ponderada pela Parcela B de cada distribuidora), 68% dos custos são de capacidade, 17% dependem do número de consumidores e 15% dependem do energia consumida. Essa proporção varia entre as distribuidoras conforme o gráfico da Figura 2, no qual nota-se grande diferença na estrutura de custos das empresas.

Estrutura de custos das distribuidoras

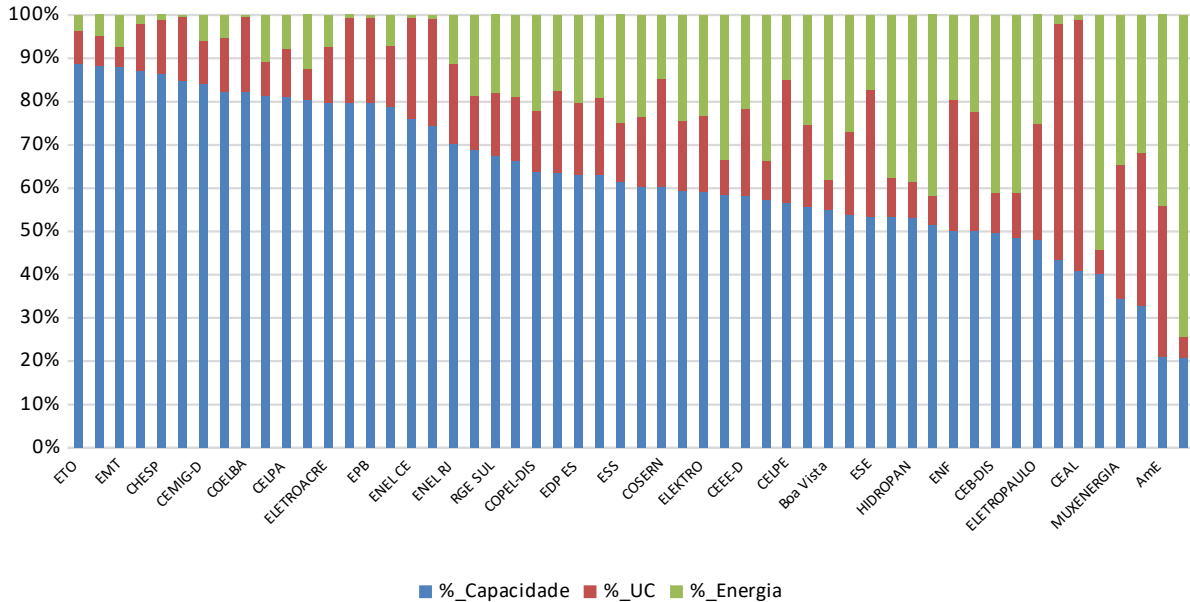
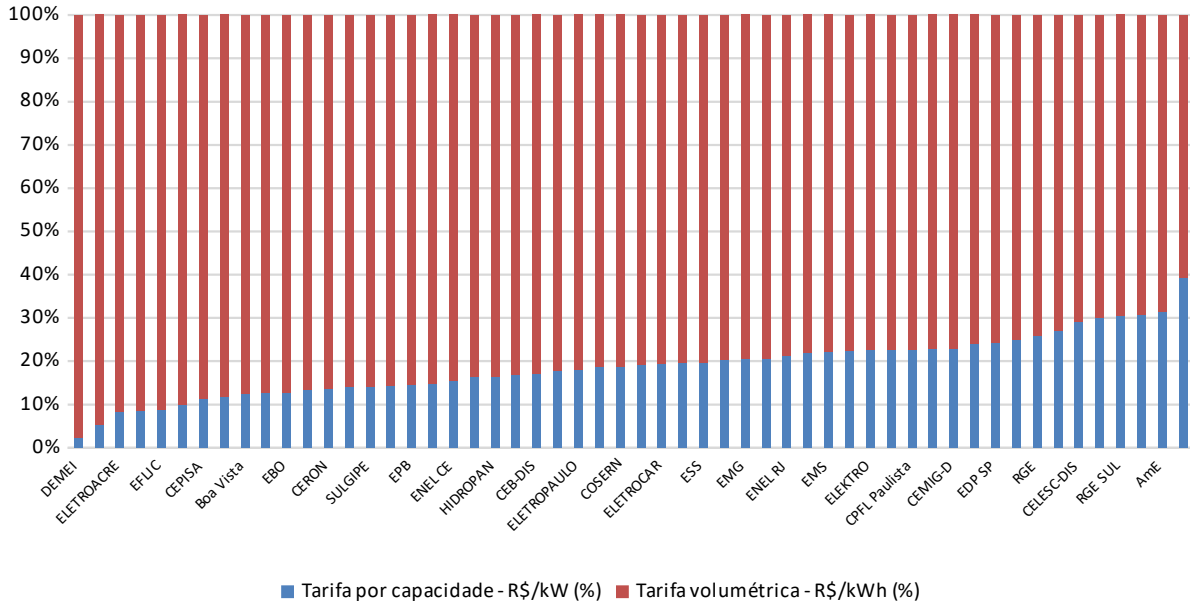


Figura 2 – Estrutura de custos das distribuidoras
Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (12)

Já com relação à recuperação da Parcela B das distribuidoras nas tarifas de energia constata-se o contrário. A partir da multiplicação do mercado de referência dos subgrupos tarifários das distribuidoras pela tarifa Fio B (base econômica, 2018) de cada subgrupo conclui-se que, na média, 71,2% da receita de Parcela B está vinculada ao Grupo B e 28,8% ao Grupo A. Dado que a tarifa dos consumidores do Grupo B é 100% volumétrica e do Grupo A parcialmente volumétrica, verifica-se que, na média, 79% da receita das distribuidoras é recuperada nas tarifas de forma volumétrica (em R\$/kWh) e apenas 21% via tarifa por capacidade (em R\$/kW). Diferentemente da estrutura de custos, essa relação varia menos entre as distribuidoras, conforme gráfico da Figura 3. Nota-se que a distribuidora com maior parte da receita recuperada por capacidade tem 40% de sua receita “fixa”, enquanto a com menor parcela tem quase 100% de sua receita variável.

Recuperação da Parcela B nas tarifas de energia



■ Tarifa por capacidade - R\$/kW (%) ■ Tarifa volumétrica - R\$/kWh (%)
 Figura 3 – Recuperação da Parcela B nas tarifas de energia
 Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (11)

Ou seja, enquanto apenas 15% dos custos de distribuição variam de acordo com o consumo de energia, 79% da receita das distribuidoras é recuperada de forma volumétrica. Fica evidente como o risco de variações no mercado impacta o resultado financeiro das empresas.

Essa dependência com relação ao consumo de energia também pode ser demonstrado pelo resultado regulatório das empresas, comparado com sua taxa de remuneração (WACC) aprovada pela ANEEL. Como exemplo, apresenta-se o caso da CPFL Paulista, durante seu 2º e 3º Ciclo Tarifário. A curva pontilhada da Figura 4 apresenta o WACC nominal definido pela ANEEL e aplicado às tarifas no início do Ciclo. A curva em azul apresenta a relação entre a Remuneração do Capital (EBIT regulatório, dado pela diferença entre a Parcela B e os custos de PMSO e QRR) e a Base de Remuneração Líquida, ano a ano. A curva verde apresenta a variação do mercado.

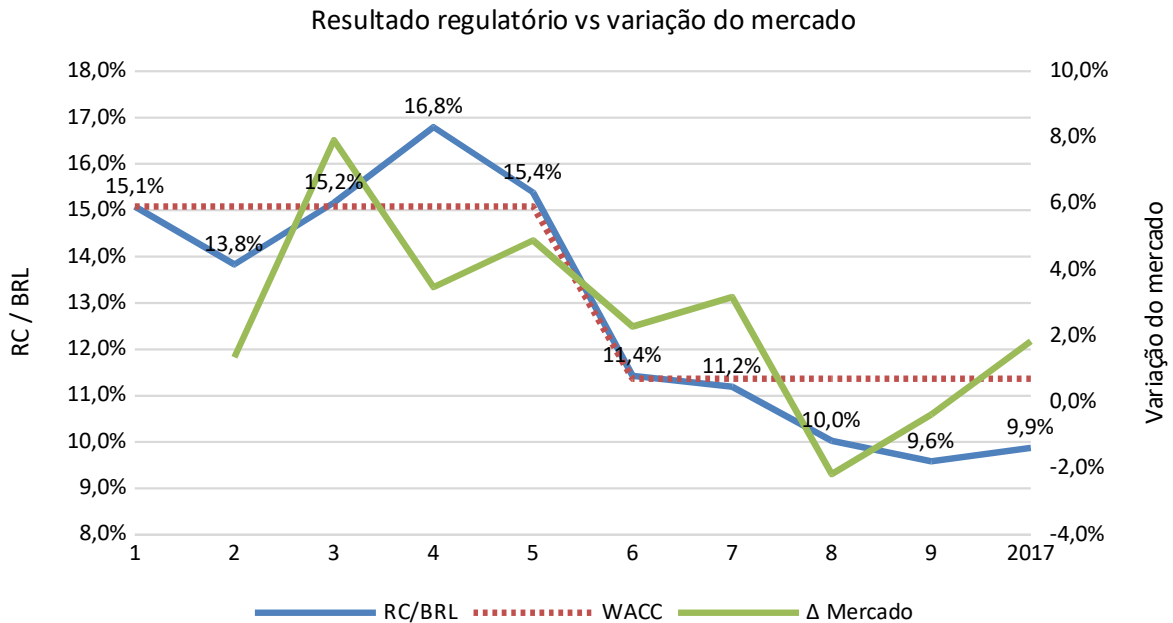


Figura 4 – Resultado regulatório vs variação do mercado
Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (13)

Nota-se que há uma forte correlação entre a variação de mercado e o resultado econômico das empresas, considerando o viés regulatório. Maior crescimento do mercado durante determinado ano implica em resultado regulatório melhor no ano seguinte – em alguns casos, acima da taxa de remuneração aprovada. Porém, anos de baixo crescimento no mercado (ou mesmo de recuo) implicam em resultados abaixo do WACC regulatório.

Diante desses pontos, fica demonstrado que a alteração no modelo regulatório pode ser uma das formas de minimizar o efeito mercado sobre o resultado das distribuidoras. Outra medida possível seria a alteração no modelo tarifário, tornando ele mais aderente à estrutura de custos das empresas. Porém, em virtude dos altos custos envolvidos para alteração do modelo tarifário de todo universo de consumidores do país (12), a alteração no modelo regulatório também pode ser vista como alternativa – ainda que tenha implicações jurídicas e contratuais mais complexas.

4.0 - PROPOSTA PARA ALTERAÇÃO DO MODELO REGULATÓRIO DA DISTRIBUIÇÃO

A mudança para o regime de receita-teto, não exige alterações na metodologia das RTP, pois esta já estabelece, em seu resultado final, a receita regulatória ótima para o ano teste. A mudança ocorrerá apenas no Índice de Reajuste Tarifário Anual Econômico (IRT_{eco}), no RTA. Atualmente, o IRT_{eco} é calculado conforme a equação abaixo (14):

$$IRT_{eco} = \frac{VPA_1 + (VPB_0 \times (IGPM \pm Fator X))}{RA_0} \quad (1)$$

Onde:

VPA_1 : Valor da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento (DRP);

VPB_0 : Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior (DRA); e

RA_0 : Receita Anual na Data de Referência Anterior (DRA).

Há duas metodologias vigentes para cálculo do Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior (VPB_0). Na primeira, vigente para as concessionárias que não tiveram seus contratos renovados nos termos do Decreto 8.461/2015, VPB_0 é calculado pela equação abaixo:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0 \quad (2)$$

Onde:

VPA_0 : Valor da Parcela A na Data de Referência Anterior (DRA).

Já para as distribuidoras que tiveram seus contratos renovados em 2015, o Decreto 8.461/2015 estabeleceu uma nova forma de cálculo para a VPB_0 tornando o cálculo mais direto:

$$VPB_0 = (TUSD_{\text{fioBvigente}} \times \text{Mercado Ref}) \quad (3)$$

Onde:

$TUSD_{\text{fioBvigente}}$: valor vigente econômico correspondente ao componente tarifário do Fio B;

Mercado Ref : Mercado de Referência composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados nos 12 meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual.

Para transformar o IRT_{eco} aderente ao regime receita-teto, propõe-se a seguinte equação para o reajuste:

$$IRT_{\text{eco}} = \frac{VPA_1 + [RR_0 \times (IGPM \pm \text{Fator } X) \times (1 + r_m)]}{RA_0} \quad (4)$$

Onde:

VPA_1 : Valor da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento (DRP);

RR_0 : Receita Requerida na Data de Referência Anterior (DRA);

r_m : Índice composto de variação de mercado.

Considera-se Receita Requerida na Data de Referência Anterior (RR_0) a soma do Valor da Parcela A (VPA_0), ou seja, custos incorridos em geração, transmissão e encargos, e os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços de distribuição - Valor da Parcela B (VPB_0), conforme equação abaixo:

$$RR_0 = VPA_0 + VPB_0 \quad (5)$$

Nesta proposta, a receita requerida será atualizada pela inflação menos o fator de eficiência – mantém-se a regulação por incentivos – e corrigida por um índice de variação do mercado, que tem como *drivers* a variação no número de consumidores e no consumo de energia em determinado ano, mas que devem ser ponderadores pela estrutura de custos da concessionária. Ou seja, estabelece-se uma receita-teto para a Parcela B.

Segundo (2), a regulação costuma ter uma natureza atrasada, com foco na prudência dos investimentos. Para as concessionárias de serviços públicos em um mercado em constante evolução, isso introduz um risco regulatório substancial que pode impedir os esforços das distribuidoras de inovar e aproveitar as novas tecnologias. A análise regulatória da prudência dos investimentos em serviços públicos normalmente usa a suposição implícita de que o passado é um guia apropriado para o futuro. Se uma concessionária adotar uma nova tecnologia que não tenha o desempenho esperado, os reguladores podem vedar a recuperação de custos. Como resultado, os serviços públicos demoram a adotar tecnologias e práticas inovadoras.

Por isso, além de prever uma receita regulatória eficiente, a regulação deverá também incluir mecanismos de incentivo à inovação e à eficiência energética. Portanto, além da qualidade e da eficiência dos custos operacionais, propõe-se também a inclusão de um prêmio como incentivo à inserção de novas tecnologias e de projetos de Eficiência Energética (EE). Assim, o Fator X seria calculado segundo a equação:



$$\text{Fator } X = P + Q + T + IT + EE \quad (6)$$

Onde;

P: Ganhos de produtividade;

Q: Qualidade na prestação do serviço;

T: Trajetória de eficiência para os custos operacionais;

IT: Inserção de Inovação Tecnológica; e

EE: aplicação de projetos de Eficiência Energética.

5.0 - CONCLUSÃO

Conclui-se que há a necessidade de alteração da regulação tarifária atualmente aplicada às concessionárias de distribuição de energia elétrica. O regime de preço-teto não apresenta mecanismos eficientes para conciliar as mudanças tecnológicas e comportamentais que, apesar de incipientes, tendem a aumentar, gerando desequilíbrios econômicos nas tarifas.

A proposta de adotar o regime de receita-teto surge como alternativa para garantir a receita necessária para as distribuidoras e torná-la menos dependente do consumo de energia. A distribuidora deixaria de assumir os riscos de demanda e seria responsável pela operação, manutenção e expansão da infraestrutura de rede apenas. No jargão do setor, apenas o “fio”. Essa metodologia tornaria a forma de remuneração das distribuidoras mais próximo ao que é hoje adotado para as transmissoras, uma Receita Anual Permitida, definida nos processos de revisão tarifária, e atualizada pelo índice de inflação menos o fator de eficiência (Fator X). Para fazer frente à transição tecnológica e ao incremento da eficiência energética, incluir componentes no cálculo do Fator X pode dar o incentivo correto para que a concessionária busque melhorar a sua receita.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MIT. Future of The Electric Grid: an interdisciplinary mit study. MIT Energy Initiative. Cambridge: 2011.
- (2) MIT. Utility of the Future: an MIT Energy Initiative response to an industry in transition. MIT Energy Initiative. Cambridge: 2016.
- (3) ACENDE BRASIL, I. Tarifas de energia e os benefícios da regulação por incentivos. São Paulo: 2011.
- (4) BRITO, E. H. G. Tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil: aperfeiçoamentos da metodologia tarifária a partir de parâmetros da continuidade do serviço, sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória. Universidade de São Paulo. São Paulo: 2017.
- (5) PIRES, J. C. L., PICCININI, M. S. 1998. Modelos de regulação tarifária do setor elétrico. Revista do BNDES. Vol. 5, 9, p. 147-168. Rio de Janeiro: 1998.
- (6) CEER Report on Investment Conditions in European Countries. Council of European Energy Regulators. Brussels: 2017.
- (7) FIANI, R. Teoria da regulação econômica: estado atual e perspectivas futuras. Grupo de Regulação da Concorrência – UFRJ. Rio de Janeiro: 1998.
- (8) KING, S. P. Principles of price cap regulation. University of Melbourne. Australia: 2013.
- (9) ANEEL. Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Proposta de Metodologia. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília/DF: 2002.
- (10) CHISARI, O., PARDINA, M., ROSSI, M.. The Cost of Capital in Regulated Firms: The Argentine Experience. Working Paper N° 08. s.l. Centro de Estudios Económicos de la Regulación. Buenos Aires: 2000.



- (11) ANEEL. Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição. [Online] 2019. <<http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>>.
- (12) ANEEL. Tarifa Binômia – Modelo tarifário do Grupo B. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEL. [Online] 2018. <<http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>>.
- (13) ANEEL. Relatório de Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras. 6ª edição. [Online] 2018. < <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas> >.
- (14). ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Procedimentos de Regulação Tarifária. [Online] 2019. <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Lucas Fernandes Camilo Simone Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia de São Carlos da USP (2008) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da USP (2019). É Especialista em Energia do Departamento de Infraestrutura da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP).

<http://lattes.cnpq.br/0482463795685164>



Gustavo Gonçalves Borges Doutorando do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica-USP. Formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica-USP (2001) e mestrado pela Escola Politécnica-USP (2005). É gerente do Departamento de Infraestrutura da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP).

<http://lattes.cnpq.br/9335120345236264>