

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação.

Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

TARIFAS DE ENERGIA E OS BENEFÍCIOS DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

Conforme previsto nos contratos de concessão, em 2011 inicia-se o terceiro ciclo de revisões das tarifas de energia elétrica no Brasil. No início de cada ciclo a Aneel (agência reguladora do setor) tem proposto refinamentos na metodologia usada para definir o valor das tarifas.

No entanto, para o terceiro ciclo, a Aneel propõe mais do que meros refinamentos à metodologia. Dentre as alterações propostas, inclui-se a substituição das metodologias atualmente empregadas para definir os custos operacionais e o Fator X por metodologias inteiramente novas.

As metodologias propostas pela Aneel buscam balizar as revisões tarifárias pela análise da produtividade das empresas. Apesar de conceitualmente a idéia ter seus méritos, a forma de implementação proposta pela Aneel é tecnicamente precária e legalmente irregular.

Tecnicamente precária porque se propõe a definir estes dois componentes da tarifa (custos operacionais e Fator X) por uma nova metodologia que ainda não teve a sua robustez devidamente analisada e testada.

Legalmente irregular porque a proposta para o Fator X altera o regime de reajuste anual de tarifas com a intenção de repassar os ganhos de produtividade conquistados ano a ano. Essa alteração aleija a estrutura de incentivos do regime regulatório

estabelecido nos contratos de concessão assinados entre as concessionárias de eletricidade e o Estado brasileiro.

Os contratos de concessão das distribuidoras foram concebidos num arranjo institucional-regulatório coeso e desenhado para operar sobre o regime de Tarifas por Preço (*Price Cap*). Este regime regulatório é fruto de décadas de aprimoramentos da teoria de regulação tarifária mundial e tem como objetivo principal criar uma estrutura de incentivos que promova a busca pela eficiência e proporcione benefícios para o consumidor no longo prazo.

A Aneel está colhendo as contribuições recebidas pela sociedade na audiência pública realizada para avaliar a sua proposta. Ao longo do processo a agência reguladora poderá constatar que a implementação de sua proposta já neste ciclo tarifário - a partir de uma base de dados limitada e precária, e sem avaliação da robustez dos modelos - implica riscos altos e desnecessários. A adoção dos modelos nestas condições seria imprudente porque abalaria os incentivos atuais, prejudicaria a produtividade futura do setor e revelaria precariedade técnica do regulador.

"Call it what you will, incentives are what get people to work harder."

"Chame-os do que quiser, mas incentivos fazem com que as pessoas trabalhem com mais empenho." (Nikita Khrushchev - Primeiro Secretário do Partido Comunista da União Soviética, 1894-1971)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	2	4. FRONTEIRAS NA REGULAÇÃO DE TARIFAS	12
2. A ANATOMIA DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA	3	4.1 <i>Benchmarking</i> dos Custos Operacionais	13
2.1 Composição do Custo de Fornecimento de Energia	3	4.2 Repasse dos Ganhos de Produtividade	17
2.2 Parcela A	4	5. GANHOS DE EFICIÊNCIA NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA..	19
2.3 Parcela B	4	5.1 Qual é a Origem dos Ganhos de Produtividade?.....	19
3. A REGULAÇÃO DE TARIFAS.....	7	5.2 Quanto Vale uma Inovação Redutora de Custos?.....	20
3.1 Os desafios do regulador.....	7	6. CONCLUSÃO	22
3.2 Regime de Tarifa pelo Custo	9	REFERÊNCIAS.....	24
3.3 Regime de Tarifa pelo Preço ou Regulação por Incentivos.....	9		

1. INTRODUÇÃO

A discussão sobre a regulação tarifária é altamente técnica e permeada de jargões derivados da combinação de conceitos de Engenharia, Estatística, Economia, Finanças, Contabilidade e Direito. A complexa terminologia, quando somada aos modelos matemáticos e estatísticos, acaba por alienar grande parte da sociedade de uma discussão de alto impacto para consumidores e setores produtivos.

Para se entender a regulação tarifária é necessário conhecer quais são os componentes da tarifa de energia elétrica, como cada componente é definido, e como funciona o regime de revisão periódica e reajuste anual das tarifas.

Esse *White Paper*, estruturado em seis seções, constrói um mapa conceitual que busca facilitar a compreensão de um debate que se situa na fronteira da regulação tarifária. A primeira seção consiste desta breve introdução.

A segunda seção apresenta a anatomia da tarifa de energia elétrica. A maior parte da tarifa de energia elétrica não se destina à concessionária de distribuição de energia. Grande parte da tarifa é repassada ao governo por meio de encargos e tributos ou para as empresas à montante da cadeia produtiva (transmissoras e geradoras). A tarifa é composta de uma série de componentes, cada qual tendo uma metodologia específica para sua determinação. Esta seção apresenta cada um dos componentes e os elementos considerados na definição do valor de cada componente.

A terceira seção descreve o regime de Regulação pelo Preço e explica seus princípios norteadores. Traça-se a evolução ocorrida ao longo do tempo que levou grande parte dos países a substituir a Regulação pelo Custo (*Cost Plus Regulation*) pela Regulação pelo Preço (*Price Cap Regulation*). Apresenta-se ainda a concepção do Fator X e seu propósito original.

A quarta seção descreve as duas principais mudanças metodológicas propostas pela Aneel para o Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas: a alteração na definição dos custos operacionais e do Fator X. Embora a proposta da Aneel envolva outras mudanças com impactos econômicos até maiores, as mudanças seletivamente discutidas neste *White Paper* são mais importantes em termos metodológicos. Ambas as mudanças visam a atrelar a revisão e reajuste de tarifas à produtividade das empresas e, embora do ponto de vista conceitual possam ter seus méritos, a robustez e adequação dos modelos ainda não foi comprovada. A adoção dos modelos nestas condições seria imprudente. Ademais, se implementadas, as mudanças propostas pela Aneel para o Fator X abalarão o esquema de incentivos existente, o que certamente prejudicará a produtividade futura do setor e revelará precariedade técnica do regulador, conforme será demonstrado.

A quinta seção argumenta a importância de se entender a origem dos ganhos de produtividade, destacando a incongruência apresentada nas Notas Técnicas que justificam a proposta metodológica da Aneel. Por meio de um simples exemplo demonstra-se que a estrutura de incentivos proporcionada pelo regime regulatório vigente é relativamente modesta e que a redução da estrutura de incentivos, implícita na proposta da Agência, é indesejável.

Na sexta seção são apresentadas as principais conclusões deste *White Paper*.

2.A ANATOMIA DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

A tarifa de energia elétrica é o preço regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que deve ser pago pelos consumidores finais como contrapartida pelo acesso à energia elétrica fornecida pelas concessionárias de distribuição (distribuidoras).

A tarifa é:

- a) reajustada anualmente pela inflação e por ganhos de produtividade esperados; e
- b) revisada periodicamente – com frequência que varia de três a cinco anos, conforme estabelecido no contrato de concessão de cada distribuidora – para que seja promovido um realinhamento geral de custos de operação e manutenção, base de ativos e remuneração de capital.

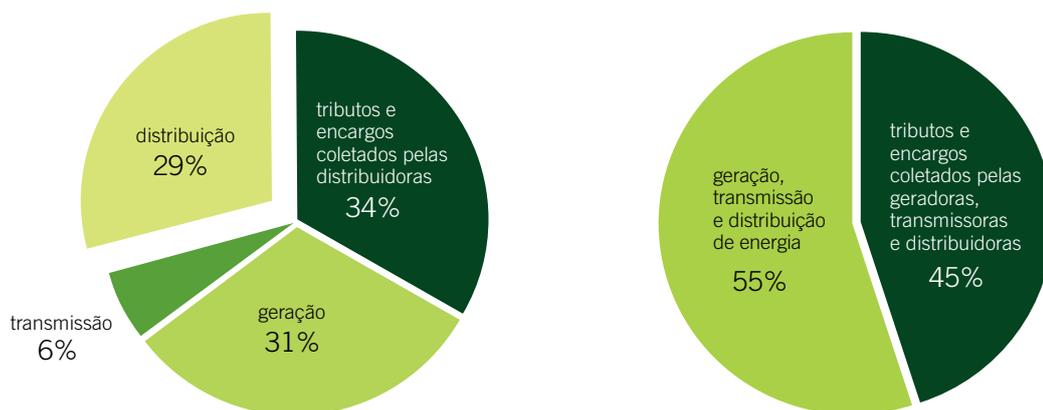
2.1 COMPOSIÇÃO DO CUSTO DE FORNECIMENTO DE ENERGIA

Apesar de a tarifa ser paga para a distribuidora de energia, a maior parte da tarifa não se destina à distribuidora. A maior parte da tarifa é repassada pela distribuidora para outros agentes da cadeia produtiva de energia elétrica (geradoras e transmissoras) e para governos, na forma de pagamento de tributos e encargos.

Menos de um terço da tarifa de eletricidade é destinada à distribuidora.

A maior parcela vai para o governo (ou para agentes designados pelo governo, como a Eletrobras no caso dos encargos RGR e CDE). De cada R\$ 100 pagos à distribuidora, R\$ 34 são direcionados pelas distribuidoras para o pagamento de tributos e encargos. Mas o montante total da tarifa pago ao governo é muito maior. Outros R\$ 11 dos R\$ 66 remanescentes da tarifa acabam sendo posteriormente repassados ao governo na forma de encargos e tributos pagos pelos agentes dos demais segmentos do setor elétrico, de tal forma que a parcela da tarifa efetivamente repassada ao governo soma R\$ 45 de cada R\$ 100 recolhidos pelas distribuidoras.¹

Figura 1 – Composição da conta de energia elétrica



Fonte: Aneel (2007).

Após o pagamento dos tributos e encargos, a maior parte dos recursos remanescentes é direcionada para as geradoras de energia elétrica, que respondem por cerca de R\$ 31 de cada R\$ 100 pagos na conta de luz. As distribuidoras respondem por cerca de R\$ 29 e as transmissoras por R\$ 6.

A composição da tarifa é elemento fundamental em qualquer análise ou esforço que se faça na disciplina da Política Tarifária porque o baixo percentual de 29% (segmento de distribuição) define o limitado campo de atuação da Aneel nos eventos de Revisão Tarifária Periódica.

¹ Para obter mais informações sobre a parcela da tarifa direcionada ao governo, acesse www.acendebrasil.com.br, seção "Estudos" e baixe: a) o estudo do Instituto Acende Brasil e PricewaterhouseCoopers, *Tributos e Encargos no Setor Elétrico Brasileiro* (2010); e b) o *White Paper* nº 2 do Instituto Acende Brasil *"Tributos e Encargos na Conta de Luz: Pela Transparência e Eficiência"*.

Nas Revisões Tarifárias Periódicas são redefinidas as chamadas “Parcelas B” de cada uma das distribuidoras, parcelas estas que representam o único componente que afeta a situação econômico-financeira das distribuidoras. Isto porque, apesar de as tarifas de fornecimento das distribuidoras serem reguladas pela Aneel, a maior parte da tarifa é composta de custos oriundos de outros segmentos do setor que são meramente repassadas pelas distribuidoras para os consumidores finais. Tais custos não gerenciáveis pelas distribuidoras compõem a chamada “Parcela A” da tarifa.

Como exemplo, importa ter em mente que uma redução de cinco por cento dos custos de distribuição resultaria numa redução da tarifa final de energia de apenas 1,45%. Já uma redução de cinco por cento nos demais custos que compõem a tarifa – geração, transmissão e tributos e encargos – resultaria numa redução da tarifa final de 3,55%.

2.2 PARCELA A

Como já mencionado, a maior parte da tarifa destina-se aos elos à montante da distribuição: geração, transmissão e encargos. Esta parte da tarifa é denominada “Parcela A” da tarifa. Tratam-se de custos “não gerenciáveis” pelas distribuidoras, sendo simplesmente repassados pela distribuidora para os consumidores. Além disso, uma vez consolidadas as Parcelas A e B, são então aplicados os tributos sobre esse montante.

A Aneel dispõe de pouca influência sobre a Parcela A e sobre os tributos que incidem sobre a tarifa já que se tratam, na maior parte, de atividades cujos preços não são diretamente regulados pela Agência.

A parte da tarifa destinada às geradoras é determinada por contratos de suprimento de longo prazo. Em alguns casos, o valor pago pela geração é determinado pelo governo federal, por meio da legislação, como no caso do suprimento de energia proveniente da Itaipu Binacional. Outros contratos de suprimento de energia têm seus preços estabelecidos de forma concorrencial, por meio de licitações públicas administradas pelo governo federal, como é o caso dos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR). Neste caso a Aneel regula as tarifas apenas indiretamente por meio dos editais de licitações.

Do mesmo modo, a maior parte dos custos associados à transmissão também é pré-determinada em contratos de longo prazo com valores definidos por meio de licitações públicas promovidas pelo governo federal. Esses custos são rateados pelos agentes do setor por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (Tust).

Há, ainda, os encargos (que compõem a Parcela A) e os tributos (que incidem sobre a Parcela A e Parcela B consolidadas) cujos valores são determinados pelos Governos Federal, Estadual e Municipal e pelo Congresso Nacional por meio de leis e decretos.

Qualquer análise sobre as causas da variação das tarifas precisa levar em conta a anatomia acima descrita. Muitos dos erros conceituais – propositais ou não – que têm sido cometidos, em vários fóruns, não aconteceriam se esta realidade fosse considerada.

2.3 PARCELA B

A parte da tarifa que a Aneel regula de forma mais direta é denominada “Parcela B”. Esses são os custos sob controle da distribuidora.

As distribuidoras incorrem em dois tipos de despesas no provimento do serviço de distribuição: (i) despesas operacionais e (ii) despesas de capital.

As despesas operacionais incorridas por uma distribuidora são os **custos de operação e manutenção** referentes à prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica: gastos com pessoal, administração, materiais, serviços contratados de terceiros, arrendamentos, aluguéis, seguros etc.

Além das despesas operacionais existem as despesas de capital que tomam a forma de investimentos em ativos: subestações, linhas de transmissão, imóveis, veículos e sistemas de informática. Para arcar com esses investimentos a empresa precisa captar recursos no mercado, já que as receitas geradas por tais investimentos acontecem ao longo de toda a vida útil do ativo. O estoque de investimentos realizados pela empresa compõe a sua **base de remuneração**, que por sua vez passa a ser remunerada pelo custo de capital. O **custo de capital** representa o custo de captação de recursos financeiros incorrido pelas empresas. O pagamento dos investimentos é feito à medida que os ativos são depreciados. A **taxa de depreciação** é baseada na vida útil média esperada dos ativos.

Os custos que compõem a Parcela B da tarifa de eletricidade podem ser representados pela equação:

$$t = \frac{(r + \delta)B + c}{q} = \text{Parcela B da tarifa (em R\$/kWh)}$$

onde:

- r representa o custo de capital;
- δ representa a taxa de depreciação;
- B representa a base de remuneração;
- c representa o custo de operação e manutenção; e
- q representa o consumo de energia elétrica.

Utiliza-se uma metodologia específica para definir o valor de cada componente da tarifa. As seções a seguir apresentam de forma sucinta os princípios que regem a definição de cada componente.

2.3.1 BASE DE REMUNERAÇÃO

A base de remuneração representa o conjunto de ativos utilizados na distribuição de energia elétrica num determinado período. Esse conjunto de ativos é fruto dos investimentos acumulados pela empresa ao longo dos anos e que ainda não foram depreciados. A base de remuneração também poderia ser definida como o capital imobilizado na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica e que precisa ser remunerado.

A base de remuneração (B_s) para um determinado período “s” corresponde à base de remuneração no período anterior (B_{s-1}) subtraída do montante de ativos depreciados no último período (δ_{s-1}) e adicionada dos investimentos realizados no período (i_s):

$$B_s = (1 - \delta_{s-1})B_{s-1} + i_s$$

Os ativos podem ser valorados de diferentes formas. No passado tipicamente se considerava o **valor contábil atualizado**, valor que representa o custo histórico incorrido pela empresa corrigido pela inflação. Atualmente os reguladores têm optado cada vez mais por valorar os ativos pelo valor de mercado em uso, conceito que reflete o valor dos ativos com base nos preços vigentes no mercado. O **valor de mercado em uso** é computado considerando o custo de reposição do ativo por um ativo novo, depreciado para o mesmo tempo de serviço.

O valor de mercado dos ativos é obtido por meio de coleta de preços dos diversos ativos praticados no período. Tais preços compõem um banco de preços periodicamente atualizados.

2.3.2 CUSTO DE CAPITAL

Para realizar investimentos uma empresa distribuidora de eletricidade precisa captar recursos financeiros de duas fontes:

- **capital de terceiros**, formado pelos recursos financeiros obtidos por meio de empréstimos bancários ou emissão de debêntures²; e
- **capital próprio**, formado pelos recursos obtidos dos acionistas.

A principal diferença entre as duas formas de captação de recursos financeiros é a sua flexibilidade. A captação de recursos por meio de empréstimos e debêntures é regida por meio de contratos que definem a taxa de remuneração, os prazos e as condições de pagamento. É por isto que a remuneração do investimento por essa modalidade é denominada “renda fixa” no setor financeiro.

A captação de recursos por meio de acionistas, por outro lado, é bastante flexível. Nesse caso, a remuneração do investidor fica atrelada ao desempenho da empresa, razão pela qual é denominada “renda variável”.

O custo de capital da empresa é, portanto, o custo ponderado dos recursos captados dessas duas fontes: capital de terceiros e capital próprio.

O custo de capital próprio (capital de renda variável) tipicamente requer um retorno mais alto que o capital de terceiros (capital de renda fixa). O custo maior do capital próprio decorre do fato dos investidores serem, de certa forma, avessos ao risco.

Dada a opção entre duas oportunidades de investimento, o investidor prefere a opção que oferece menor volatilidade da rentabilidade, a não ser que o investimento mais arriscado (de maior volatilidade) ofereça um retorno esperado maior.

Apesar de o capital de terceiros geralmente ser menos custoso, a empresa não pode se financiar somente com capital de terceiros, pois a rigidez imposta pelos contratos de financiamento nesta modalidade aumentaria demasiadamente o risco de inadimplência. No limite, o maior risco de descumprimento dos contratos elevaria a avaliação de risco de crédito da empresa, o que implicaria uma elevação da taxa de juros requerida pelos financiadores potenciais (tornando o capital de terceiros tão ou mais caro do que o capital próprio) ou, alternativamente, simplesmente levaria os potenciais financiadores a não oferecer crédito para a(s) empresa(s) que precisa(m) se financiar.

Logo, há uma combinação de capital próprio e de terceiros que minimiza o custo de captação de recursos financeiros da empresa, o que se denomina **estrutura de capital ótima** no mercado financeiro. Quanto maior for a volatilidade da receita da empresa, maior será a proporção de capital próprio na estrutura de capital ótima.

O custo de capital próprio é tipicamente estimado por meio de um modelo que computa o custo de oportunidade do capital. O modelo mais utilizado para estimar o custo de capital próprio é o **Capital Asset Pricing Model (CAPM)**. Este modelo computa o custo do capital próprio com base nos seguintes fatores:

- a **taxa livre de risco**, que corresponde à taxa de desconto intertemporal pela qual os agentes estão dispostos a postergar o seu consumo presente em troca de um consumo futuro;
- o **prêmio de risco do mercado**, parâmetro que indica o quão maior deve ser o retorno esperado de um ativo com volatilidade igual à média do mercado acionário para que o agente fique indiferente entre o investimento no mercado acionário ou em um investimento livre de risco;
- o **beta**, que representa a correlação entre a volatilidade de um determinado ativo e a média do mercado acionário (um beta maior que 1 indica um risco superior à média do mercado acionário e um beta menor que 1 indica um risco inferior à média do mercado acionário); e

² Debênture é um título de crédito representativo de empréstimo que uma companhia faz junto a terceiros e que assegura a seus detentores direito contra a emissora, nas condições constantes da escritura de emissão.

• **outros prêmios:** quando se aplica o modelo *CAPM* de um contexto para ativos em outro contexto (outro país ou setor com particularidades próprias) são acrescentados outros componentes como o prêmio de risco país, o risco cambial e o risco regulatório.

Para o custo do capital de terceiros tipicamente se utiliza o custo de captação de empréstimos com a mesma classificação de risco.

O custo do capital é a soma ponderada do custo do capital próprio e de terceiros, considerando a estrutura de capital ótima.

2.3.3 TAXA DE DEPRECIÇÃO

A taxa de depreciação é fixada em função da expectativa de vida útil de cada ativo. Depende, portanto, do tempo que o ativo poderá ser utilizado para prover os serviços de distribuição de energia elétrica de forma econômica.

Por exemplo, considerando o método linear, um ativo com vida útil econômica de 20 anos teria uma taxa de depreciação anual de cinco por cento ($100\% / 20 = 5\%$).

A vida útil econômica de cada ativo depende do desgaste dos ativos – decorrente de seu uso ou disponibilidade – e da taxa de obsolescência ocasionada pela inovação tecnológica.

2.3.4 CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Os custos operacionais são aqueles incorridos com pessoal, materiais, serviços de terceiros e outras despesas na prestação de serviços de distribuição de energia elétrica.

No passado os reguladores limitavam-se a fiscalizar os custos incorridos para avaliar se os mesmos realmente expressavam custos genuínos. Esta forma de regulação é conhecida como Regulação pelo Custo (“*Cost Plus Regulation*”) e é discutida em mais detalhes na seção 3.2. Os reguladores têm crescentemente utilizado comparações dos custos de diversas empresas de distribuição para avaliar o nível eficiente de custos de operação e manutenção.

O custo de operação e manutenção deve ser suficiente para garantir o funcionamento da empresa concessionária. No Brasil, a Aneel utilizou até o segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica o modelo de “Empresa de Referência” para avaliar os custos operacionais das empresas. Para a metodologia do terceiro ciclo de Revisão Tarifária Periódica a Aneel está avaliando a possibilidade de utilizar um modelo de Análise Envolvória de Dados (*Data Envelopment Analysis – DEA*) para definir os custos operacionais eficientes das empresas com base numa análise comparativa do desempenho das empresas de distribuição.

3.A REGULAÇÃO DE TARIFAS

3.1 OS DESAFIOS DO REGULADOR

3.1.1 COIBIR O ABUSO DE PODER DE MERCADO

A distribuição de energia elétrica refere-se ao serviço de fornecimento de energia no varejo. A distribuidora recebe energia em subestações de energia ligadas à rede de transmissão (ou de usinas ligadas diretamente à sua rede de distribuição) e distribui essa energia para todos os consumidores numa determinada região. A distribuidora é responsável pela construção, operação e manutenção das subestações de transformação de energia e das linhas de distribuição até o ponto de conexão do consumidor.

Trata-se de uma atividade econômica que apresenta **custos subaditivos**, ou custos marginais decrescentes. Neste tipo de atividade o custo unitário adicional incorrido para elevar a produção é inferior ao custo unitário das unidades anteriores, seja devido a economias de escala (economias decorrentes do aumento da produção de um produto) ou economias de escopo (economias decorrente de sinergias na produção de múltiplos produtos).

No caso da distribuição de energia elétrica os custos são subaditivos principalmente devido aos “ganhos de densidade”. O custo adicional requerido para atender a um consumidor adicional numa rua que já dispõe de uma linha de distribuição ou de entregar mais energia para um consumidor já conectado à rede de distribuição é inferior ao custo de fornecimento de um consumidor isolado, ou alternativamente, ao custo que seria incorrido por uma distribuidora que não dispõe de redes de distribuição naquela localidade. Os ganhos de densidade advêm da possibilidade de compartilhamento de ativos e serviços da empresa distribuidora no atendimento a múltiplos consumidores numa determinada área.

Portanto, para minimizar o custo de distribuição é preciso concentrar as redes de distribuição de uma determinada área numa única empresa. É isso que configura a distribuição de energia elétrica como um **monopólio natural**, pois o custo de uma única empresa fornecer energia numa determinada área é inferior ao que prevaleceria se fosse fornecido por duas ou mais empresas.

Mas monopólios, naturais ou não, apresentam um desafio: a possibilidade de **abuso de poder de mercado**. Na ausência de concorrência, a empresa monopolista poderia elevar os seus preços ou diminuir a qualidade de seus serviços de forma arbitrária, penalizando os consumidores.

Foi para evitar este tipo de abuso que os órgãos reguladores foram originalmente criados. A regulação de tarifas tem como objetivo principal conter abusos de poder de mercado. O primeiro desafio do regulador é, portanto, o de conter a elevação da tarifa acima do nível necessário para remunerar adequadamente todos os custos de produção.

3.1.2 LIDAR COM A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES

A regulação de tarifas não é uma tarefa trivial. A gestão de uma empresa monopolista envolve centenas, senão milhares, de decisões que diariamente impactam os seus custos e receitas. Um regulador não dispõe de meios para observar todas as ações da empresa e avaliar a razoabilidade dos seus gastos. Para tomar conhecimento de todas as ações da empresa o regulador teria que reproduzir o aparato administrativo da empresa, o que implicaria a duplicação dos custos administrativos, situação em que o custo-benefício da regulação não seria compensador.

Sem pleno conhecimento, o regulador se defronta com limitações na regulação de tarifas. As empresas sempre deterão mais informação sobre a gestão de suas respectivas áreas de concessão do que o regulador. O regulador pode conferir os custos efetivamente incorridos pela empresa, mas não tem como avaliar o grau de esforço despendido pela empresa, nem como avaliar precisamente qual seria o custo de fornecimento se a empresa atendesse ao seu mercado de forma alternativa (outra configuração da rede, outros equipamentos, outra estrutura organizacional etc).

Essa assimetria de informações, que define o segundo desafio do regulador, pode ser mitigada comparando os custos de fornecimento de diferentes empresas. Porém, cada área de concessão apresenta peculiaridades que impedem uma comparação direta entre as empresas.

O regulador depende das empresas para obter informações mais precisas sobre os custos de fornecimento. Essa dependência limita o grau de autonomia e o grau de precisão com o qual o regulador pode definir o custo de fornecimento. O que nos leva ao terceiro desafio defrontado pelo regulador: como promover a gestão eficiente.

3.1.3 PROMOVER A EFICIÊNCIA

O reconhecimento de que há assimetria de informações entre o regulador e as empresas implica que a eficiência somente pode ser assegurada se as empresas operarem com uma estrutura de incentivos adequada. O regulador não pode examinar todas as alternativas de investimento, nem pode examinar quais seriam os custos operacionais incorridos caso a empresa fosse gerida de formas alternativas. Dessa forma, é impossível para o regulador definir, com precisão, qual seria a melhor forma de atender à demanda e qual seria o seu custo. Mas o regulador

pode 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.

Na próxima seção são examinados alguns avanços da regulação nas últimas décadas. Tais avanços estão ligados aos objetivos de:

- aprimorar o regime regulatório de forma a superar as limitações ocasionadas pela assimetria de informações; e
- proporcionar uma estrutura de incentivos que leve as empresas a otimizar sua gestão de forma geral e minimizar seus custos de suprimento.

3.2 REGIME DE TARIFA PELO CUSTO

Até o início da década de 1980, o regime de regulação de tarifas empregado na maioria dos países era a **Regulação pelo Custo** do serviço (conhecida na literatura internacional como “*Cost Plus Regulation*”). Na Regulação pelo Custo do serviço o regulador apura a base de remuneração e os custos operacionais incorridos pela empresa regulada a partir de seus dados contábeis para definir a sua tarifa.

Apesar de este regime ser eficaz para coibir o abuso de poder de mercado e de proporcionar segurança à empresa regulada quanto à remuneração de seus custos, o que se observa no longo prazo é que este regime favorece a escalada dos dispêndios além do nível desejável. Neste regime regulatório os custos efetivamente incorridos são repassados à tarifa, o que faz com que o custo de serviço não tenha impacto na rentabilidade da empresa. Neste contexto, a empresa não tem incentivos para conter novos investimentos desnecessários e gastos operacionais ineficientes. Pelo contrário. Este regime incentiva a empresa a sempre investir e gastar mais, pois investimentos e gastos operacionais adicionais permitem que a empresa eleve a qualidade e a confiabilidade do sistema de distribuição ao mesmo tempo em que eleva as suas receitas.

Este incentivo pode ser benéfico por algum tempo, mas no longo prazo tal regime regulatório leva a uma situação em que os custos adicionais associados aos investimentos e aos gastos operacionais superam os seus benefícios. Apesar disto, a empresa continua a ter incentivos para buscar a expansão dos gastos, resultando em sobre-investimento e empresas ineficientes.

Essa prática chegou a ser taxada de “*gold plating*” (banhar a ouro). Não se contestava o custo dos dispêndios realizados pelas empresas. O que se contestava era o custo-benefício daqueles dispêndios. O benefício adicionado pelos investimentos e custos operacionais superava o custo adicional? A resposta a esta pergunta é de difícil quantificação devido à assimetria de informações entre regulador e regulado.

Para superar este problema buscou-se um novo regime regulatório que proporcionasse incentivos para que as empresas reguladas minimizassem os custos de fornecimento: **a Regulação pelo Preço.**

3.3 REGIME DE TARIFA PELO PREÇO OU REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

3.3.1 DESACOPLAMENTO ENTRE OS CUSTOS E A TARIFA DA EMPRESA

O regime de Regulação pelo Preço (ou “*Price Cap Regulation*” na literatura internacional) é baseado num princípio muito simples: o desacoplamento entre os custos de fornecimento, de um lado, e a tarifa de energia elétrica, de outro lado.

Esse desacoplamento é obtido fixando a tarifa de fornecimento por um prazo pré-estabelecido independentemente da progressão dos custos da empresa durante este prazo. Desta forma a empresa pode capturar ganhos decorrentes da redução de seus custos por um prazo determinado porque, com as tarifas fixas, a redução de custos obtida pela empresa resulta em

margens maiores. Este regime também beneficia o consumidor: no final do ciclo tarifário, os ganhos de eficiência são repassados ao consumidor por meio da **Revisão Tarifária Periódica**, evento em que a tarifa é recalculada.

O novo regime tarifário implica a tolerância de tarifas acima do custo de serviço por um prazo pré-especificado. Estes ganhos servem para incentivar a empresa a empreender esforços e investir em inovações que possam resultar na redução do custo de serviço. Apesar de esse regime tarifário permitir tarifas acima do custo do serviço por um período pré-estabelecido, o regime é benéfico para o consumidor, pois leva a empresa a buscar maior eficiência, reduzindo o custo de serviço ao longo do tempo. Os lucros adicionais incorridos pelas empresas surgem de ganhos de eficiência que dificilmente seriam obtidos na ausência da estrutura de incentivos proporcionada pelo regime de Regulação pelo Preço.

Outro benefício do desacoplamento entre a tarifa e os custos ao longo do ciclo tarifário é a alocação dos riscos. O desacoplamento acaba por alocar uma parcela maior do risco ao agente que pode melhor gerir o risco: a distribuidora. Ao fixar a tarifa pelo período tarifário a empresa passa a ficar exposta a variações nos custos decorrentes de alterações nos custos dos seus insumos e de variações na demanda. Isso faz com que a empresa busque mitigar esses riscos incorporando essas considerações ao seu plano estratégico.

O objetivo principal da Regulação pelo Preço é proporcionar incentivos para que a empresa busque a eficiência, razão pela qual esse regime é comumente descrito como **“Regulação por Incentivos”**.

Porém, os benefícios do regime de Regulação pelo Preço só podem ser assegurados se houver um arcabouço institucional robusto. É preciso que haja condições que assegurem o cumprimento de contratos de longo prazo. Para isto é importante que haja instituições de Estado fortes, independentes e autônomas. O Brasil fortaleceu suas instituições ao longo das últimas décadas e tem as condições necessárias para colher os frutos da adoção da Regulação pelo Preço.

3.3.2 REVISÃO COM PERIODICIDADE PRÉ-DETERMINADA

Outro princípio do regime de Regulação pelo Preço é o estabelecimento de uma periodicidade fixa para as revisões tarifárias.

No regime de Regulação pelo Custo a tarifa deveria ser alterada sempre que houvesse uma alteração significativa nos custos de fornecimento. A revisão tarifária podia ser solicitada pela empresa ou pelo regulador. A empresa era rápida em solicitar revisões tarifárias sempre que houvesse uma elevação dos seus custos, mas, devido à assimetria de informações e à inércia da burocracia, o regulador raramente tomava a iniciativa de promover revisões tarifárias quando os custos de fornecimento caíam. Desta forma, as revisões tendiam a ocorrer somente para elevar as tarifas.

Já com as revisões tarifárias programadas para ocorrer com regularidade predeterminada, as revisões passam a ocorrer independente da conveniência da empresa, o que elimina o viés de alta das revisões tarifárias.

3.3.3 FLEXIBILIDADE DE PRECIFICAÇÃO

Atualmente a Aneel está revendo a regulamentação da estrutura tarifária das distribuidoras. A **estrutura tarifária** é a forma como os diversos tipos de consumidores pagam pelo uso da energia elétrica. A idéia é permitir que as distribuidoras pratiquem diferentes preços em diferentes épocas do ano em função do custo da energia, e diferentes preços ao longo do dia em função da demanda em suas redes. Atualmente, esta diferenciação de preços é oferecida apenas para os consumidores de alta tensão. Com a nova regulamentação, a diferenciação de tarifas horo-sazonais também poderá ser aplicada aos consumidores de baixa tensão,

inclusive aos consumidores da classe residencial.

Com isto as empresas poderiam praticar preços menores em “períodos fora de pico” (períodos de menor demanda), levando os consumidores a alterar seu padrão de consumo. O consumidor pagaria menos pelo fornecimento de energia e a empresa de distribuição incorreria em custos menores, pois passaria a aproveitar melhor as redes de distribuição, reduzindo o montante dos investimentos necessários para atender ao crescimento da carga.

O regime de Regulação pelo Preço é condizente com este tipo de iniciativa, pois proporciona a flexibilidade necessária para que a distribuidora possa alterar as tarifas conforme o padrão de consumo ao longo das diferentes estações do ano e ao longo do dia.

3.3.4 DEFINIÇÃO DAS TARIFAS COM BASE EM COMPARAÇÕES ENTRE EMPRESAS

Um quarto princípio que tem sido crescentemente utilizado em vários países nas revisões tarifárias é o uso de comparações entre empresas para balizar o nível das tarifas. Em vez de revisar as tarifas com base nos custos da empresa, define-se o nível tarifário com base numa análise estatística dos custos de um conjunto de empresas levando-se em conta as diferenças entre as áreas de concessão.

A Regulação por Comparação, como é chamada esta forma de definição de tarifas, é complementar à Regulação pelo Preço. A fixação da tarifa por prazo determinado promove o **desacoplamento dentro do ciclo tarifário** entre os custos e a tarifa, incentivando a empresa a minimizar os custos entre as revisões tarifárias. Já a revisão das tarifas com base na Regulação por Comparação promove o **desacoplamento permanente** entre os custos e a tarifa da empresa, proporcionando incentivos duradouros para a minimização de custos. Com a revisão de tarifas com base na Regulação por Comparação a tarifa resultante da revisão não implica necessariamente repasse completo dos ganhos de produtividade obtidos no ciclo tarifário anterior. A tarifa é determinada considerando a eficiência da empresa em relação às outras empresas. Se a eficiência da empresa for superior à das outras distribuidoras a sua tarifa poderá ser mantida em patamar que propicie maior margem em relação aos seus custos mesmo após a revisão tarifária. Isto resulta numa estrutura de incentivos ainda mais forte para a redução de custos.

Entretanto, a implementação da Regulação por Comparação deve ser feita com cuidado porque o desacoplamento entre custos e tarifas na revisão tarifária pode comprometer o equilíbrio econômico-financeiro das empresas. Se, por um lado, a Regulação por Comparação pode resultar em retornos maiores para as empresas mais eficientes, a Regulação por Comparação redundará em retornos menores para as menos eficientes.

Duas precauções devem ser tomadas para evitar distorções na aplicação da Regulação por Comparação.

Em primeiro lugar, deve-se avaliar cuidadosamente o quão confiável é a comparação de eficiência das empresas. Se especificidades de cada área de concessão que impactam o custo do serviço não forem incorporadas aos modelos comparativos, a avaliação da eficiência relativa das empresas será distorcida. É preciso existir bastante convicção quanto à razoabilidade do modelo de comparação antes de se promover o desacoplamento entre custos e tarifas.

Em segundo lugar, é preciso avaliar o grau de desacoplamento que se permite na revisão tarifária. Mesmo que a avaliação da eficiência relativa da empresa esteja absolutamente correta, a definição da tarifa de uma empresa ineficiente abaixo do seu custo atual pode inviabilizar a sua capacidade de melhorar a sua eficiência. É preciso avaliar com cuidado quanto se permite que a tarifa varie em relação aos custos efetivamente incorridos por cada empresa na revisão tarifária, principalmente no caso das empresas com desempenho abaixo da média. “Chicotear o cavalo até a morte” não é a solução.

3.3.5 GANHOS DE PRODUTIVIDADE E O FATOR X

Um quinto elemento do regime de Regulação pelo Preço implementado em diversos países, e que também foi adotado no Brasil, foi a incorporação de um Fator X. A idéia do Fator X consiste em repassar os ganhos de produtividade mínimos que se espera obter ao longo do ciclo tarifário.

Apesar da atratividade conceitual do regime de Regulação pelo Preço, na prática os governos e reguladores se deparavam com a grande dificuldade de se comprometer a não interferir nas tarifas por longos períodos de tempo. Politicamente era difícil aprovar um regime regulatório que “restringiria” o poder do regulador de interferir nas tarifas. A adoção do Fator X foi um instrumento adotado para tornar este compromisso de não interferência mais palatável. Ao exigir que as empresas concessionárias se comprometessem a compartilhar com os consumidores parte dos ganhos de produtividade que se deslumbrava serem possíveis obter ao longo do ciclo tarifário, tornava-se mais fácil aceitar o comprometimento do regulador de não interferência nas tarifas durante o ciclo tarifário. Na concepção original do regime de Regulação pelo Preço implementado no Reino Unido não se previa a alteração da tarifa nas revisões tarifárias. Os ajustes visando a aproximar as tarifas dos custos seriam implementados por meio do ajuste do Fator X nas revisões tarifárias. É por isto que o regime no Reino Unido é conhecido como:

$$RPI - X,$$

no qual *RPI* representa a inflação (o índice de preços no varejo: *Retail Price Index*) e *X* representa o valor do Fator X. Neste regime as tarifas são ajustadas anualmente (**Reajustes Tarifários Anuais**) pela inflação e descontadas de um ajuste para os ganhos de produtividade a serem repassados ao consumidor por meio do Fator X. Já nas **Revisões Tarifárias Periódicas**, que ocorrem com periodicidade fixa (geralmente a cada quatro ou cinco anos), o Fator X é redefinido de forma a repassar aos consumidores os ganhos de produtividade efetivamente conquistados. Desta forma a variação das tarifas passa a ser mais gradual e o tempo para repasse dos ganhos de produtividade conquistados é alongado, proporcionando maiores incentivos para as empresas buscarem minimizar os seus custos.³

4. FRONTEIRAS NA REGULAÇÃO DE TARIFAS

Em 2011 inicia-se o Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias. Como no ciclo anterior, a Aneel abriu uma Audiência Pública em 2010 (Audiência Pública nº 040/2010) para discutir mudanças metodológicas que ela pretende adotar nas revisões tarifárias vindouras.

Os componentes das tarifas que sofreram as maiores alterações metodológicas na proposta foram:

- os custos operacionais; e
- o Fator X.

Para a definição dos custos operacionais, a proposta da Aneel é substituir a definição de custos operacionais com base no modelo de “Empresa de Referência” por um modelo comparativo (*benchmarking*) utilizando a **Análise Envoltória de Dados** (*Data Envelopment Analysis – DEA*).

A proposta da Aneel para o Fator X é a adoção de uma fórmula paramétrica com três componentes: “T”, “P” e “Q”. Um componente (componente T) seria fixado na revisão tarifária para todo o ciclo tarifário, enquanto os outros dois componentes ajustar-se-iam anualmente para cada empresa de forma a contemplar o crescimento do mercado (componente P) e a qualida-

³ Vide Beesley, M. e S. Littlechild (1989). The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom. *The Rand Journal of Economics* 20(3): 454-72.

de (componente Q) de fornecimento de energia em sua área de concessão.

Apesar de utilizarem instrumentos diferentes, as mudanças metodológicas de ambos componentes da tarifa são baseadas na análise da produtividade, seja pela análise comparativa da eficiência das empresas, seja pelos ganhos de produtividade total dos fatores das empresas ao longo do tempo.

As justificativas da Aneel para a proposta de mudanças na metodologia de revisão e reajuste tarifário desses dois componentes são apresentadas nas Notas Técnicas nº 265 e nº 267 da Superintendência de Regulação Econômica (SRE) da Aneel.

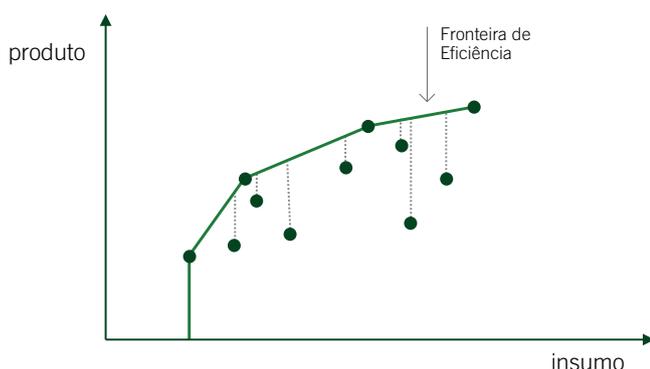
4.1 BENCHMARKING DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Nos últimos anos a análise de produtividade com modelos de Análise Envoltória de Dados (e outros modelos, como a Análise de Fronteira Estocástica) tem sido muito pesquisada. É um esforço louvável e que deve ser incentivado. Esses modelos podem contribuir para um melhor entendimento da eficiência das empresas e para o aprimoramento das políticas públicas e regulatórias. Apesar de o esforço ser louvável, a literatura acadêmica apresenta muitas limitações e ressalvas quanto ao uso de tais análises para a definição de tarifas, conforme será discutido nas próximas seções.

4.1.1 ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS (DATA ENVELOPMENT ANALYSIS – DEA)

A Análise Envoltória de Dados consiste numa metodologia paramétrica para avaliar a eficiência de diversos agentes econômicos com base nas suas respectivas combinações de insumos e produtos. O primeiro passo da análise é identificar as empresas mais eficientes. Isso consiste na identificação das empresas que apresentam a melhor razão insumo-produto. Em seguida se constrói a **Fronteira de Eficiência** por meio da ligação de segmentos de linha resultantes da interpolação entre os pontos de insumo-produto das empresas eficientes (linha sólida na Figura 2). Por fim, mede-se a eficiência das empresas por meio da distância entre o ponto de insumo-produto de cada empresa e a fronteira de eficiência. Na mesma Figura 2, empresas com linhas pontilhadas de menor distância são mais eficientes porque estão mais próximas da fronteira de eficiência

Figura 2 – Análise Envoltória de Dados



Essa interpolação entre os pontos eficientes é fundamentada na hipótese de que qualquer combinação intermediária é viável, o que implica que as escalas intermediárias são viáveis na mesma proporção insumo-produto. Na ilustração acima considera-se apenas um insumo, mas a metodologia permite múltiplos insumos (ou múltiplos produtos). Logo, o princípio de interpolação supõe que qualquer combinação intermediária de insumos (ou produtos) entre os pontos observados é viável.

Estas hipóteses são bastante restritivas e nem sempre são verificadas na realidade. Nem todas as combinações intermediárias de insumos são viáveis. Mesmo o redimensionamento da produção pode ser inviável no curto prazo devido a restrições institucionais e custos de transação.

A metodologia é muito sensível a uma série de fatores, dos quais se destacam:

- a escolha das variáveis;
- os pesos atribuídos aos diversos insumos ou produtos;
- a uniformidade e acurácia das variáveis utilizadas na análise;
- a especificação do modelo;
- o tratamento de variáveis ambientais; e
- o tratamento de efeitos dinâmicos.

Escolha das variáveis

O primeiro ponto a ser considerado na avaliação da razoabilidade da Análise Envoltória de Dados é a escolha das variáveis para representar os produtos e insumos das empresas. Se as variáveis não forem representativas não será obtida uma medida razoável da eficiência das empresas.

Na justificativa da metodologia proposta, a Aneel ressalta a importância de incluir variáveis que reflitam a qualidade do serviço na mensuração da eficiência. No entanto, a metodologia proposta não inclui a qualidade na definição do produto.⁴

Seria muito importante incluir um componente da qualidade no produto. A não inclusão da qualidade no produto incentiva a empresa a cortar custos sacrificando a qualidade do serviço. Índices como o DEC e FEC, ou índices correlatos, são bons indicadores de qualidade.

Já a conveniência da inclusão do nível de perdas não técnicas como um indicador de qualidade não é tão clara, pois as perdas não técnicas são fortemente influenciadas por variáveis ambientais que independem da gestão da empresa de distribuição.

Outro elemento que salta aos olhos desta metodologia é a sensibilidade da medida de eficiência às observações discrepantes, o que os estatísticos denominam “outliers” na literatura internacional. Um ponto pode alterar a fronteira de eficiência, impactando a mensuração de eficiência de todas as demais empresas. Geralmente a presença de “outliers” decorre de erros de medida ou da exclusão de variáveis relevantes no modelo, seja do lado dos insumos, seja do lado dos produtos.

Definição dos pesos

Outro aspecto crucial na escolha das variáveis é a definição dos pesos atribuídos a cada insumo e produto. É necessário ponderar os diversos insumos e produtos pela sua relevância relativa. A escolha de ponderadores (pesos) inadequados pode distorcer severamente os resultados.

Uniformidade e acurácia do banco de dados

Para que se possa obter resultados coerentes é absolutamente essencial que os dados utilizados no modelo sejam precisos e padronizados entre as empresas. Discrepâncias na definição das variáveis ou erros de medida resultarão numa mensuração distorcida da eficiência de cada empresa. A Análise Envoltória de Dados (DEA) é muito suscetível a erros de medida, principalmente com relação ao produto.

Especificação do modelo

Outro elemento importante é a especificação do modelo. A definição da fronteira de eficiência depende das hipóteses adotadas quanto às economias de escala.

⁴ A qualidade é considerada de forma separada por meio de um aditivo ou penalidade conforme o desempenho da empresa no quesito de qualidade relativo às metas estabelecidas pela Aneel.

Na hipótese de **retornos de escala constantes** a fronteira eficiente será definida pela empresa (ou empresas, em caso de empate) que apresentar(em) a melhor razão entre o insumo e o produto. A fronteira de eficiência consistiria de uma linha reta a partir da origem (ponto de cruzamento dos eixos do insumo e produto) passando pelo ponto da empresa eficiente.

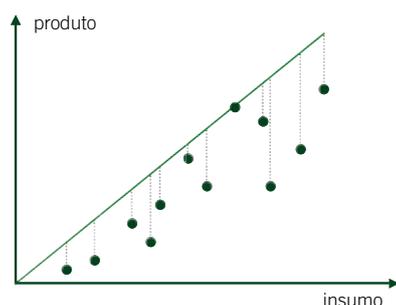
Na hipótese de **retornos de escala decrescentes** a fronteira de eficiência é construída da mesma forma que se constrói a de retornos de escala constantes até o ponto da empresa mais eficiente. A partir desse ponto, constrói-se um novo segmento de linha até o ponto da empresa com a segunda melhor razão insumo-produto que tenha uma escala maior, e assim sucessivamente.

Na hipótese de **retornos de escala variáveis** segue-se o mesmo procedimento, mas o primeiro segmento de linha é perpendicular ao eixo do insumo ligando o ponto representado pela empresa de menor escala.

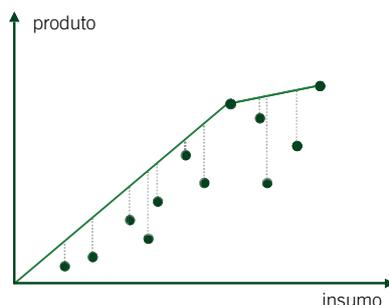
A Figura 3 ilustra como a hipótese relativa aos retornos de escala afeta a mensuração da eficiência das empresas.

Figura 3 – Análise Envoltória de Dados: Fronteira de Eficiência e Retornos de Escala

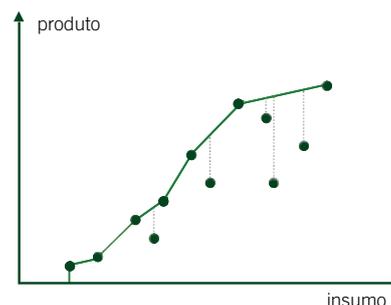
Retornos de escala constantes



Retornos de escala decrescentes



Retornos de escala variáveis



Tratamento de variáveis ambientais

Após o cômputo das eficiências pela Análise Envoltória de Dados, a metodologia proposta pela Aneel propõe um segundo estágio em que se ajusta a medida das eficiências para variáveis ambientais. As variáveis ambientais representam fatores não gerenciáveis pelas empresas que afetam o desempenho das empresas, tornando mais custosa a sua operação. Trata-se de um procedimento freqüentemente empregado neste tipo de análise para ajustar as eficiências estimadas na primeira etapa às condicionantes ambientais. Isto é realizado por meio de uma regressão em que se avalia quanto da eficiência é “explicada” pelas variáveis ambientais. O resíduo da regressão, isto é, a parte não explicada pelas variáveis ambientais, representaria a eficiência de cada empresa.

Tratamento de efeitos dinâmicos

Este é um aspecto que nem sequer é abordado pela Aneel na sua proposta de metodologia. As empresas atuam num contexto histórico e o desempenho relativo das empresas não depende apenas de sua gestão e investimentos atuais, mas também das condições herdadas do passado.

A definição de tarifas e metas para empresas desconsiderando as condições herdadas do passado pode inviabilizar a empresa, comprometendo a prestação do serviço público para o consumidor.

Essa é uma questão muito complexa, sem respostas simples, mas que precisa ser avaliada.

4.1.2 AVALIAÇÃO DA METODOLOGIA

A escolha da Análise Envoltória de Dados *vis-à-vis* outros instrumentos de análise de produtividade para a avaliação da eficiência relativa dos custos operacionais das empresas não pode, *a priori*, ser conceitualmente atacada. Conforme Biesebroeck (2007)⁵ a Análise Envoltória de Dados é o melhor estimador para avaliação do nível de produtividade, principalmente se houver variação na tecnologia empregada pelas empresas e se as economias de escala não forem constantes. Em seu estudo ele contrasta a Análise Envoltória de Dados com outros instrumentos de análise de produtividade: Análise de Fronteira Estocástica, números índice, estimação com variáveis instrumentais e estimação semi-paramétrica. Sua análise indica que cada instrumento apresenta as suas vantagens e desvantagens comparativas.

Na sua avaliação, a Análise Envoltória de Dados não é boa para avaliar ganhos de produtividade ao longo do tempo e também não é indicada quando as variáveis utilizadas apresentam erros de medida – principalmente com relação às variáveis de produção –, pois a Análise Envoltória de Dados é bastante suscetível a erros de medida.

Portanto, apesar de a opção de usar a Análise Envoltória de Dados para inferir o nível de produtividade das empresas de distribuição de energia elétrica ter seus méritos conceituais, o seu emprego imediato para fins de definição das tarifas é desaconselhável.

A literatura acadêmica sobre o assunto apresenta muitas ressalvas sobre o uso da Análise Envoltória de Dados de forma isolada para definir tarifas sem um longo período de escrutínio da aplicação da metodologia.

Uma das maiores fragilidades da Análise Envoltória de Dados é que a ‘medida’ de eficiência é obtida de forma residual. A eficiência (ou ineficiência) das empresas não é auferida pelos fatores considerados no modelo, mas inferida pelo que não é explicado pelo modelo. É preciso haver muita convicção sobre a adequação da especificação do modelo e sobre a acurácia das variáveis que compõem o modelo para concluir que a parte não explicada pelo modelo decorre unicamente do grau de eficiência da empresa.

Essa fragilidade leva Smith e Street (2005)⁶ a argumentar que:

“Há uma clara e urgente necessidade dos estatísticos reconsiderarem a metodologia de construção de modelos quando os resultados dependem primordialmente dos resíduos ao invés dos parâmetros estimados”.⁷

Essa fragilidade leva-os a concluir que seu uso na avaliação da eficiência de serviços públicos deve ser restrito a um papel complementar:

“Em nossa visão os formuladores de políticas públicas não devem delegar a avaliação da eficiência organizacional puramente ao domínio técnico, nem devem utilizar modelos de produtividade como único critério na avaliação da eficiência organizacional”.⁸

Na avaliação de Stone (2002)⁹, os modelos de Análise Envoltória de Dados e Análise de Fronteira Estocástica ainda precisam passar por um exaustivo processo de análise e testes. Somente por meio deste processo é que se pode obter modelos confiáveis para balizar a análise de produtividade:

“‘Sucesso’ significará que a metodologia foi estudada por todas as partes interessadas e que ela sobreviveu a análise da lógica interna por meio da dissecação de toda a complexidade técnica em partes compreensíveis e que quaisquer juízos de valor adotados pela metodologia sejam estabelecidos por meio de ‘consulta’ democrática. No momento de redação deste artigo, as abordagens

5 Biesebroeck, J. (2007). Robustness of productivity estimates. *The Journal of Industrial Economics* 55(3): 529-69.

6 Smith, P. e A. Street (2005). Measuring the Efficiency of Public Services: The Limits of Analysis. *Journal of the Royal Statistical Society* 168(2): 401-17.

7 Tradução livre de: “There is a clear and urgent need for statisticians to reconsider model building methodology when so much rests on the residuals rather than the parameter estimates”

8 Tradução livre de: “In our view policy makers cannot delegate judgments on organizational efficiency purely on the technical domain, and they cannot rely solely on productivity models as a basis for making judgments about organizational efficiency.”

9 Stone, M. (2002). How Not to Measure the Efficiency of Public Services (And How One Might). *Journal of the Royal Statistical Society* 165(3): 405-34.

DEA-SFA (Análise Envoltória de Dados e Análise de Fronteira Estocástica) ainda não foram bem sucedidas neste sentido”.¹⁰

Jamasb e Pollitt (2000)¹¹ avaliam a experiência internacional no uso de modelos de Análise Envoltória de Dados e outros modelos de *benchmarking* no setor elétrico. Eles indicam o seu uso dos modelos de *benchmarking* apenas como instrumentos suplementares e não como substitutos para análise dos reguladores:

“...os métodos de *benchmarking* e seus resultados crus não devem ser encarados como substitutos para os gestores e suas análises. A função principal dos métodos de *benchmarking* é de servir como uma ferramenta para auxiliar os gestores a superar as limitações decorrentes de conhecimento e tempo de análise limitados e contextualizados num ambiente complexo”.¹²

Shuttleworth (2005)¹³ avalia o uso da Análise Envoltória de Dados para a análise comparativa da eficiência de empresas de energia elétrica e conclui:

“...benchmarking pode ajudar os reguladores a avaliar grandes volumes de dados de custos e produção. No entanto, as técnicas de *benchmarking* ainda não são robustas e não podem substituir a análise minuciosa de custos. Qualquer tentativa de definição da receita requerida com base somente no *benchmarking* estará sujeito a escolhas subjetivas e arbitrárias. Para assegurar a transparência e estabilidade da regulação, portanto, é necessário considerar o *benchmarking* como uma técnica investigativa, não como uma metodologia alternativa para a definição das receitas.”¹⁴

Em suma, o uso da Análise Envoltória de Dados é visto como sendo um instrumento promissor para a avaliação da produtividade, mas que não deve ser empregada isoladamente antes que sua robustez seja minuciosamente analisada e testada.

4.2 REPASSE DOS GANHOS DE PRODUTIVIDADE

A outra grande mudança metodológica proposta pela Aneel é a alteração do Fator X. Pela metodologia proposta, o Fator X passaria a ter três finalidades:

- estabelecer uma trajetória de ajuste gradual da tarifa ao longo do ciclo tarifário para suavizar os efeitos da transição da metodologia empregada para fixação dos custos operacionais utilizada no ciclo anterior com a metodologia proposta no ciclo atual;
- promover o repasse dos ganhos de produtividade obteníveis ao longo do ciclo tarifário dado o crescimento do mercado; e
- premiar ou punir as empresas pelo seu desempenho relativo às metas de qualidade definidos pela Aneel.

A primeira finalidade seria obtida por meio do **componente T** do Fator X, cujo objetivo seria estabelecer uma trajetória de ajuste da tarifa para refletir os custos operacionais do patamar definido pela metodologia anterior (Empresa de Referência) para o novo patamar definido pela Análise Envoltória de Dados.

A segunda finalidade seria implementada pelo **componente P** do Fator X. O componente P seria balizado pelo crescimento do mercado. Seu objetivo seria repassar anualmente os ganhos de escala que a Aneel julga ser obteníveis dado o crescimento do mercado da empresa nos doze meses anteriores. Os ganhos de escala obteníveis são inferidos da correlação entre o

10 Tradução livre de: “Success’ will mean that the method has been studied closely by all interested parties, that it has survived an analysis of its internal logic by the breakdown of any technical complexity into comprehensible components and that any value judgements on which the method relies have been established by democratic ‘consultation’. At the time of writing, the DEA-SFA [Data Envelopment Analysis - Stochastic Frontier Analysis] approach has not been successful in this sense.”

11 Jamasb, T. e M. Pollitt (2000). Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience. *Cambridge Working Papers in Economics* nº 101. Cambridge: University of Cambridge.

12 Tradução livre de: “...benchmarking methods and their raw results should not be regarded as replacements to decision-makers and their judgments. Rather, the primary function of benchmarking methods is to serve as decision-aid tools that can help decision-makers overcome bounded rationality in a complex decision environment.”

13 Shuttleworth, G. (2005). Benchmarking of electricity networks: Practical problems with its use for regulation. *Utilities Policy* 13: 310-7.

14 Tradução livre de: “...benchmarking may help regulators to appraise large volumes of data on costs and outputs. However, benchmarking techniques are not robust and cannot replace detailed investigation of costs. Any attempt to rely entirely on benchmarking to set revenue allowances is bound to involve subjective and arbitrary choices. For the sake of transparency and stability in regulation, therefore, it will be necessary to regard benchmarking as an investigative technique, not an alternative method of setting revenues.”

crescimento de mercado e um índice de ganhos de produtividade total dos fatores (índice de Tornqvist) do conjunto de empresas.

A terceira finalidade seria implementada pelo **componente Q** do Fator X, que corresponderia a um ajuste para a qualidade no fornecimento. O ajuste seria feito com base numa tabela que preveria um acréscimo ou decréscimo de até 1% na tarifa dependendo do desempenho da empresa em relação às metas definidas pelo regulador para o nível de confiabilidade de fornecimento (medido pelos índices DEC e FEC) e para o nível de perdas não técnicas (furto e fraude de energia elétrica).

Os componentes P e Q do Fator X teriam o objetivo de promover a transferência imediata de todo o ganho de produtividade que a Aneel julga ser obtível dado o crescimento do mercado e o desempenho da empresa relativo às suas metas de qualidade:

“...o Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, mantenha-se ao longo do ciclo tarifário.” (Proret submódulo 2.1, parágrafo 58).

O efeito dessas alterações seria uma mudança radical no regime regulatório. Se isso fosse implementado o esquema de incentivos do regime regulatório previsto nos contratos de concessão seria gravemente abalado.

Além disto, a proposta para o Fator X é muito presunçosa ao ambicionar estipular um Fator X parametrizado que repassaria de forma contemporânea os ganhos de produtividade obtidos ao longo do ciclo tarifário.

Os ganhos de produtividade relacionados à escala e à qualidade previstos pela Aneel podem se provar totalmente irrealistas, ocasionando graves distorções ao longo do próximo ciclo tarifário, pois ele é balizado em modelos que ainda não foram adequadamente analisados e testados.

O ajuste do Fator X para a escala (componente P) é fundamentado na correlação entre o índice de Tornqvist e o crescimento de mercado ao longo de apenas seis anos (2003 a 2008). Além disto, a precisão desta correlação depende na acurácia da mensuração da produtividade total dos fatores realizada pelo índice de Tornqvist. Mas o índice de Tornqvist apresenta algumas das mesmas fragilidades apontadas para a Análise Envoltória de Dados, sendo altamente suscetível a:

- inconsistências nos bancos de dados;
- erros de medida; e
- escolha dos pesos que compõe o índice de produtos e o índice de insumos.

Portanto, a adoção do índice de Tornqvist para definir o repasse de ganhos de produtividade por meio do Fator X deve ser minuciosamente analisada e testada antes de sua implementação. A série de dados disponível não é suficientemente grande para se fazer inferências quanto ao comportamento futuro dos ganhos de produtividade nos próximos três a cinco anos.

A aplicação da metodologia proposta pode ocasionar graves distorções no reajuste de tarifas das empresas ao longo do próximo ciclo tarifário, comprometendo o equilíbrio econômico-financeiro das empresas e, por conseqüência, a qualidade do serviço ao consumidor.

5. GANHOS DE EFICIÊNCIA NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

5.1 QUAL É A ORIGEM DOS GANHOS DE PRODUTIVIDADE?

A metodologia proposta pela Aneel parece pressupor que os ganhos de produtividade são obtidos de forma passiva ou que dependem apenas de “vontade” dos gestores das empresas.

Por trás dessa suposição está a noção de que a maior parte dos ganhos de produtividade está atrelada a ganhos de escala. De fato, ganhos de escala tendem a acontecer espontaneamente com o aumento de consumo de energia uma vez que esses ganhos decorrem de características do setor ou da tecnologia empregada que, na sua maior parte, independem da gestão da empresa.

No entanto, a própria análise realizada pela Aneel não justifica essa suposição. Nas Notas Técnicas nº 265 e nº 267, o regulador apresenta uma análise das fontes dos ganhos de produtividade empregando a decomposição do índice de Malmquist.¹⁵ Os resultados indicam que os ganhos de produtividade seriam primordialmente derivados de “evolução técnica” e que os ganhos de escala seriam muito reduzidos.

Em contraste, a Aneel apresenta a correlação entre o índice de Tornqvist e o crescimento de mercado para justificar seu ajuste do componente P do Fator X por ganhos de escala. Sua estimativa seria de que cerca de 80% dos ganhos de produtividade são derivados das economias de escala e que, no caso dos custos operacionais, os ganhos de produtividade seriam praticamente todos derivados de ganhos de escala no número de clientes e na extensão da rede.

As Notas Técnicas da Aneel não abordam esta aparente incongruência. No entanto, este elemento é uma questão chave para entender as origens dos ganhos de produtividade e para avaliar como se deve estruturar o regime tarifário para promover a eficiência.

Independentemente da magnitude dos ganhos de escala, sabe-se no setor que uma parcela considerável dos ganhos de produtividade obtidos nos últimos anos decorre da gestão das empresas. Durante os últimos anos as empresas têm obtido significativas economias por meio de inovações gerenciais, pela adoção de novos procedimentos operacionais, pela reestruturação organizacional da empresa, pela adoção de máquinas e equipamentos mais eficientes, pela implantação de sistemas de informática integrados, pelo monitoramento georreferenciado da rede e de equipes de manutenção, pela adoção de estratégias inovadoras no combate às perdas não-técnicas etc.

Tais ganhos de produtividade não são obtidos de forma passiva. Eles decorrem de esforços dos gestores das empresas e envolvem custos e assunção de riscos. Não é incomum a adoção de iniciativas que se provam infrutíferas. Para cada inovação redutora de custos bem sucedida a empresa provavelmente tentou outras que não renderam os resultados esperados. Os ganhos de produtividade obtidos desses tipos de iniciativas não são muito previsíveis.

É por esta razão que a estrutura de incentivos proporcionada pela desvinculação dos custos e a tarifa pelo prazo do ciclo tarifário é essencial para promover iniciativas de redução de custos. Se este regime for eliminado ou enfraquecido o setor cairá em estagnação e os ganhos de produtividade serão reduzidos, prejudicando em última análise o consumidor de eletricidade, stakeholder que teoricamente a Aneel almejaria beneficiar com sua proposta metodológica.

¹⁵ O índice de Malmquist é um índice bilateral que pode ser utilizado para comparar alterações na produtividade entre economias ou de uma mesma economia ao longo do tempo. O índice de Malmquist permite identificar a fonte de alterações na produtividade (como, por exemplo, as provocadas por mudança de tecnologia ou por ganhos de escala).

5.2 QUANTO VALE UMA INOVAÇÃO REDUTORA DE CUSTOS?

Adotemos o uso de um exemplo para avaliar a estrutura de incentivos proporcionada pelo regime regulatório atual.

Consideremos que uma empresa descubra uma inovação que, se implementada, reduz o custo de fornecimento de energia para o consumidor de forma a diminuir a tarifa em um percento de forma permanente. No entanto, para implementá-la, a empresa teria que fazer um “investimento”. Este investimento poderia ser uma mudança na forma de gerir a operação ou a substituição de um equipamento por outro mais eficiente.

A palavra ‘investimento’ é apresentada em aspas porque se trata de um investimento somente quando visto da perspectiva da empresa. Tal investimento seria um custo adicional incorrido pela empresa para viabilizar uma redução de custos que seria desnecessária caso a empresa não optasse por adotar a inovação. Da perspectiva do regulador, este gasto seria um custo operacional, e não um investimento, pois não agregaria novos ativos à base de remuneração da empresa. Isso significa que esse “investimento” seria remunerado unicamente pelos incentivos proporcionados pelo regime de Regulação pelo Preço.

Será que valeria a pena “investir” nessa inovação? Para responder a essa pergunta examinemos o custo-benefício da inovação da perspectiva do consumidor e da empresa.

Utilizando um pouco de matemática financeira podemos estimar quanto o consumidor estaria disposto a pagar para obter uma redução de 1% na sua tarifa pelo resto de sua vida.

Para isto precisamos saber qual é a taxa de desconto do consumidor. A taxa de desconto intertemporal é a taxa de juros que o consumidor exige para postergar o seu consumo. Como exemplo, uma taxa de desconto de 10% ao ano significa que o consumidor é indiferente entre receber R\$ 100 hoje ou R\$ 110 daqui a um ano; e que se a escolha fosse entre receber R\$ 100 hoje ou R\$ 109 (ou menos) daqui a um ano, o consumidor escolheria receber os R\$ 100 hoje; e que se a escolha fosse entre receber R\$ 100 hoje ou R\$ 111 (ou mais) daqui a um ano, o consumidor escolheria postergar o recebimento para receber mais daqui a um ano.

Considerando uma taxa de desconto intertemporal de 10% ao ano, o valor da redução permanente da tarifa em 1% seria igual a 11% da tarifa atual. *Nota: o símbolo \sum abaixo expressa a somatória de todos os períodos de emissão da tarifa calculados de hoje ($t=0$) até o fim da vida do consumidor ($t = \infty$, onde o símbolo ∞ representa “infinito”).*

$$\sum_{t=0}^{\infty} \frac{1\%}{(1+10\%)^t} = \frac{1\%}{1 - \frac{1}{(1+10\%)}} = 11\% \quad 16$$

Assumindo que o benefício somente seria auferido no ano seguinte ao do investimento, o consumidor estaria disposto a investir um valor equivalente a 10% da fatura de luz. Ou seja, os 10% correspondem a 11% (redução permanente da tarifa) menos o 1% referente ao primeiro ano em que o benefício não foi obtido. Assim, se a conta de luz anual do consumidor fosse de R\$ 1.000, ele estaria disposto a pagar R\$ 100 no primeiro ano para obter uma redução anual perpétua de R\$ 10 na sua conta de luz a partir do segundo ano.

O regime regulatório vigente no setor elétrico brasileiro proporciona incentivos relativamente pequenos. Os incentivos se limitam a apropriação de eventuais reduções no custo durante o ciclo tarifário em que a redução ocorre. Como o ciclo tarifário é relativamente curto – três a cinco anos – o montante que a empresa pode auferir de inovações redutoras de custos é muito limitado. Isto restringe o montante que a empresa pode “investir” em inovações redutoras de custos a um valor muito inferior ao valor que o consumidor estaria disposto a pagar.

16 Trata-se de uma progressão geométrica: Se $|q| < 1$ então $\sum_{n=1}^{\infty} aq^{n-1} = \frac{a}{1-q}$

Podemos computar quanto seria economicamente vantajoso para a empresa investir para obter uma redução permanente de custos de 1%. Consideremos que:

- o ciclo tarifário é de quatro anos (período pelo qual a tarifa seria mantida inalterada, independentemente de seus custos, após o qual a tarifa seria ajustada, neste exemplo, para igualar os seus custos);
- o custo do capital da empresa é igual à taxa de desconto do consumidor (10% ao ano);
- o investimento seria realizado ao longo do primeiro ano do ciclo tarifário; e
- a redução de custos seria realizada a partir do ano seguinte.

Isto implica uma redução do lucro econômico da empresa na mesma magnitude do valor investido no primeiro ano, seguido de três anos (até a próxima revisão tarifária) com um lucro econômico igual à redução dos custos. Se o custo de fornecimento era de R\$ 1000 e passasse a ser de R\$ 990 com a inovação, o lucro econômico seria de R\$ 10 por ano.

ANO	CUSTO	DISPÊNDIO EM INOVAÇÃO	CUSTO TOTAL	TARIFA	LUCRO ECONÔMICO
1	1000	24,87	1024,87	1000	-24,87
2	990		990	1000	10
3	990		990	1000	10
4	990		990	1000	10
5	990		990	990	0
6	990		990	990	0
7	990		990	990	0
8	990		990	990	0
9	990		990	990	0
10	990		990	990	0
11

Com estas hipóteses, o montante que a empresa poderia “investir”, de forma a cobrir o seu custo de capital, seria de no máximo R\$ 24,90. Ou seja, a empresa estaria disposta a elevar o seu custo anual de fornecimento em 2,49% no primeiro ano do ciclo para obter uma redução permanente de 1% no seu custo de fornecimento a partir do segundo ano do ciclo.

Ou seja: apesar de a disposição de pagar do consumidor ser de R\$ 100,00, o regime regulatório faz com que a inovação seja economicamente viável para empresa somente se seu custo for igual ou inferior a R\$ 24,90.

Esse exemplo demonstra o quão conservador é o esquema de incentivos do regime regulatório em vigor. Nesse regime muitas inovações com custo-benefício positivo deixam de ser implementadas devido à falta de incentivos. Contrastemos este regime com o regime de patentes que proporciona uma reserva de mercado de até 30 anos.

Não há como contestar que a estrutura de incentivos do setor elétrico brasileiro é muito conservadora. Apesar disso, a proposta da Aneel vai na direção de reduzir ainda mais o esquema de incentivos do regime regulatório. Estaria essa alteração no interesse dos consumidores? Das empresas? Do governo? ...De alguém?

6. CONCLUSÃO

O regime regulatório do setor elétrico brasileiro é um regime resultante de anos de refinamentos. Ele incorpora a experiência e aprendizado acumulado por reguladores, empresas e acadêmicos ao longo de muitas décadas. O regime de Regulação pelo Preço surge da constatação de que o regime regulatório pode ser moldado de forma a proporcionar incentivos para que as empresas internalizem a busca incessante pela eficiência. O regime reconhece que o custo dos incentivos é pequeno em relação aos ganhos de longo prazo resultantes da maior produtividade.

O regime regulatório em vigor já apresenta uma estrutura de incentivos relativamente modesta. Mas, de forma surpreendente, a proposta da Aneel tende a reduzir drasticamente essa estrutura de incentivos. Essa mudança não é desejável e deve ser revista no processo de avaliação das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 040/2010 promovida pela Agência.

As propostas da Aneel visam a balizar os custos operacionais e o Fator X com base na análise de produtividade. Conceitualmente, e *a priori*, esta proposta tem seus méritos, mas a sua implementação:

- já neste ciclo tarifário;
- computada a partir de uma base de dados limitada e precária; e
- sem uma adequada avaliação da robustez dos modelos sugeridos

é um risco que a Agência não deveria assumir. O uso de modelos não testados pode resultar em graves distorções e ocasionar sérios danos para as empresas e seus consumidores.

A literatura acadêmica demonstra que não é incomum a postergação da aplicação de modelos e que pular etapas na adoção de modelos pode resultar na condenação prematura de iniciativas promissoras. A Aneel seria sábia em postergar a implementação do regime de *benchmarking* com base na Análise Envoltória de Dados para permitir uma avaliação mais completa do modelo.

É preciso, ainda, aprimorar o entendimento da natureza dos ganhos de produtividade na distribuição de energia elétrica. Qual seria a origem dos ganhos de produtividade? Ela seria primordialmente explicada pela “evolução técnica” ou por ganhos escala? Quais são os determinantes da evolução técnica? O que proporciona ganhos de escala? Entender os fatores que determinam os ganhos de produtividade é essencial para que se possa estruturar o regime regulatório de forma a fomentar a eficiência.

Assim como a busca de ganhos de produtividade, o aprimoramento da regulação tarifária é dispendioso, custoso e arriscado. É uma tarefa que precisa ser realizada com cautela para não perturbar o delicado equilíbrio que a Agência procura manter entre os interesses de todos os agentes envolvidos: consumidores, empresas e governo.

REFERÊNCIAS

- Averch, H. e Johnson, L. (1962). Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. *American Economic Review* 52: 1052-69.
- Beesley, M. e S. Littlechild (1989). The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom. *The Rand Journal of Economics* 20(3): 454-72.
- Bernstein, J. e D. Sappington (1998). Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans. *Working Paper* 6622. Cambridge: National Bureau of Economic Research (NBER).
- Biesebroeck, J. (2007). Robustness of productivity estimates. *The Journal of Industrial Economics* 55(3): 529-69.
- Clemenz, G. (1991). Optimal Price-Cap Regulation. *The Journal of Industrial Economics* 39(4): 391-408.
- Courville, L. (1974). Regulation and Efficiency in the Electric Utility Industry. *The Bell Journal of Economics and Management Science* 5(1): 53-74.
- Cowan, S. (2002). Price-cap regulation. *Swedish Economic Policy Review* 9: 167-88.
- Guasch, J.; J. Laffont; e S. Straub (2003). Renegotiation of Concession Contracts in Latin America. *Working Paper*. Washington: World Bank.
- Guthrie, G. (2006). Regulating Infrastructure: The Impact on Risk and Investment. *Journal of Economic Literature* 44: 925-72.
- Hammond, C.; G. Johnes; e T. Robinson (2002). Technical Efficiency under Alternative Regulatory Regimes: Evidence from the Inter-war British Gas Industry. *Journal of Regulatory Economics* 22(3): 251-70.
- Jamasb, T. e M. Pollitt (2000). Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience. *Cambridge Working Papers in Economics* nº 101. Cambridge: University of Cambridge.
- Murillo-Zamorano, L. (2004). Economic Efficiency and Frontier Techniques. *Journal of Economic Surveys* 18(1): 33-77.
- Sanhueza, R. e H. Rudnick (2004). DEA Efficiency for Determination of the Electric Power Distribution Added Value. *IEEE Transactions on Power Systems* 19(2): 919-25.
- Sibley, D. (1989). Asymmetric Information, Incentives and Price-Cap Regulation. *The Rand Journal of Economics* 20(3): 392-404.
- Shuttleworth, G. (2005). Benchmarking of electricity networks: Practical problems with its use for regulation. *Utilities Policy* 13: 310-7.
- Simar, L. e P. Wilson (2007). Estimation and inference in two-stage, semi-parametric models of production processes. *Journal of Econometrics* 136: 31-64.
- Smith, P. e A. Street (2005). Measuring the Efficiency of Public Services: The Limits of Analysis. *Journal of the Royal Statistical Society* 168(2): 401-17.
- Stone, M. (2002). How Not to Measure the Efficiency of Public Services (And How One Might). *Journal of the Royal Statistical Society* 165(3): 405-34.

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

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

Presidente: Claudio J. D. Sales
Diretor Executivo: Eduardo Müller Monteiro
Assuntos Econômicos e Regulatórios: Richard Lee Hochstetler
Desenvolvimento Sustentável: Alexandre Uhlig
Análise Política: Cibele Perillo
Assuntos Administrativos: Eliana Marcon
Secretária Executiva: Melissa Oliveira

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:



SÃO PAULO

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

BRASÍLIA

SCN Quadra 5 • Bloco A • sala 1210
 Brasília Shopping and Towers
 CEP 70715-900 • Brasília • DF • Brasil
 Telefone: +55 (61) 3963-6007

contato@acendebrasil.com.br
 www.acendebrasil.com.br

Projeto gráfico e diagramação: Amapola Rios