

Um modelo semiquantitativo para os custos econômicos e sociais das perdas comerciais no setor de distribuição de energia elétrica

A semiquantitative model for the economic and social costs of commercial losses in the electricity distribution sector in Brazil

Samuel José de Castro Vieira^a

RESUMO

As perdas comerciais de energia elétrica são um importante item do cálculo tarifário no Brasil. Este artigo discute a interconexão entre a regulação atual e as necessidades da sociedade brasileira, apontando caminhos para a evolução do marco regulatório. Em particular, discute-se a tese de que, apesar de contemplar a dimensão social da renda, o modelo atual não necessariamente produz custos mais baixos, sendo possível argumentar que a manutenção de um patamar de reconhecimento tarifário maior de perdas comerciais se traduz em custos mais baixos para sociedade. Pode-se, então, afirmar que, ao tolerar um patamar de perdas reconhecido na tarifa de maior montante, contemplam-se dois objetivos, não excludentes, a modicidade tarifária e a inclusão social de famílias marginalizadas pela pobreza, desde que, se imponha uma restrição de prudência nos investimentos que respeite a modicidade tarifária.

Palavras-chave: Métodos Matemáticos, defesa do consumidor, complexidade socioeconômica e desigualdade, regulação de monopólios naturais.

JEL: C60; D18; D31; D42.

ABSTRACT

Commercial electricity losses are an important item of tariff calculation in Brazil. This article discusses the interconnection between current regulation and the needs of Brazilian society, pointing ways to construct a better regulatory framework. In particular, it is argued that despite the social dimension of income, the current model does not necessarily produce lower costs, and, can be argued that the maintenance of a higher tariff recognition level of commercial losses translates into lower global costs for society. At the end of this work we can said that tolerating a higher level of losses recognized on the tariffs covers two non-exclusive objectives, a low bill and the social inclusion of families marginalized by poverty. Both dimensions provided by a restriction of prudence impose investments that respect the lower tariff.

Keywords: Mathematical methods, consumer protection, socioeconomic complexity and inequality, regulation of natural monopolies.

Submetido em: 28 de maio de 2018.

Aceito em: 16 de julho de 2018.

^a Doutorando em Planejamento Energético na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Analista de Estudos Econômicos da Diretoria de Regulação do Grupo ENERGISA. E-mail: samueljcvieira@gmail.com

1. Introdução

Uma das particularidades que caracterizam a regulação das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil é o tratamento regulatório das perdas comerciais – ou perdas não técnicas – de energia. Tal item de ajuste nas relações comerciais entre consumidores e empresas se relaciona ao furto de energia, sendo diferente das perdas físicas – ou perdas técnicas – que acontecem nos condutores.

As causas sociais do furto de energia são bastante diversas e, de fato, são caracterizadas por uma ocorrência que permeia as mais diversas classes sociais e de consumo, difundindo-se sobre as diferentes esferas da atividade econômica e estratos sociais. De modo geral, o combate ao furto de energia entre grandes consumidores é facilitado pelo emprego de medidores inteligentes e pelo volume de compra de energia. Recai, entretanto, sobre as classes de consumo menos abastadas – em particular os consumidores residenciais – o maior volume e quantidade de fraudes detectadas.

Atualmente, no Brasil, a regulação das perdas não técnicas de energia é feita com base em um modelo estatístico no qual as concessionárias de distribuição são ranqueadas a partir de um indicador de complexidade no combate ao furto de energia (ANEEL, 2015). Esse indicador correlaciona a dificuldade de se combater as fraudes e o resultado daquelas concessões, que, apesar de se inserirem em regiões de alta complexidade, possuem um desempenho referência nos seus indicadores de perdas não técnicas, sendo parâmetro para as demais empresas.

Segundo dados do Instituto Ascende Brasil (2017), em 2015 as perdas comerciais no Brasil somaram 5% da energia injetada nas 59 principais empresas de distribuição do país. Tal volume valorado a uma tarifa média do período de 0,546 R\$/KWh, sem impostos, leva ao expressivo montante de 8 bilhões de reais de perda de receita por parte das empresas. Tal valor não é integralmente repassado às tarifas de energia, uma vez que existem, no processo de regulação por incentivos, mecanismos que reconhecem montantes inferiores às perdas não técnicas realizadas, como forma de forçar a redução do volume de energia furtada. Esse mecanismo pressiona as concessionárias a buscarem níveis menores de perdas, por via do investimento em blindagem de rede e inspeções para regularização de ligações clandestinas, valores que do ponto de vista social tendem a aumentar ainda mais as tarifas, devido a instalação de ativos elétricos específicos para esse fim.

As iniciativas de redução do furto de energia esbarram, no entanto, em problemas estruturais da sociedade brasileira, como apontam Silva e Rosa (2008). Em particular, as diferenças regionais e de renda impedem o acesso à energia elétrica por meio de instrumentos de mercado. Segundo os autores, o acesso à energia elétrica deveria ser considerado um direito constitucional, e não um crime, quando em situações de vulnerabilidade de renda. Existe, nesse sentido, uma relação de alienação que obriga as classes menos abastadas a optarem pelo furto de energia como desprende-se na obra de Illich (1973). Tal relação seria, segundo as palavras dos autores, fonte de aumento nas desigualdades regionais e sociais. A regulação deveria estar orientada a garantir o acesso ao uso de energia elétrica. Em linhas gerais, essa abordagem estaria mais associada a argumentos dialéticos, implicando a necessidade de se encontrar um meio termo entre os incentivos econômicos à redução do furto de energia (tipificado como crime) e políticas de inclusão social.

O volume de trabalhos técnicos no Brasil acerca do tema no campo econômico é ainda bastante incipiente. A maior parte dos trabalhos técnicos na direção de estudar os mecanismos de regulação e incentivos para o combate ao furto de energia são derivados de estudos das próprias empresas de

distribuição de energia elétrica e de notas técnicas divulgadas pela ANEEL¹. Entretanto, no que tange a aspectos de engenharia e detecção de fraudes, a produção científica é um pouco maior, em particular a tese de Ramos (2014) compila uma série de trabalhos nessa linha.

O objetivo deste trabalho é apresentar uma proposta de tratamento regulatório que estabeleça a interface entre o modelo atual de regulação das perdas comerciais de energia – visão da regulação vigente no Brasil – e àquela dos custos sociais envolvidos no seu combate. Para tanto, é feita uma caracterização das perdas comerciais no Brasil, a partir dos valores realizados nas diferentes áreas de concessão. Ajusta-se também um modelo econométrico simples que busca explicar o custo de oportunidade de redução de perdas para uma empresa em particular, a EMT (Energisa Mato Grosso), sob a ótica dos custos de operação e manutenção, bem como seu impacto nos estimadores de eficiência operacional.

Na sequência, outra abordagem teórica é aplicada na explicação do investimento, com a qual espera-se aproximar a visão dialética de Silva e Rosa (2008), quanto às políticas de inclusão social e distribuição de renda, da visão *mainstream* da regulação no Brasil, que preza pela modicidade tarifária, apontando que ambos são objetivos não excludentes.

Para tanto, este artigo está dividido nas seguintes seções além desta introdução: 2 - Modelo Regulatório Vigente no Brasil; 3 - Caracterização das perdas no Brasil; 4 - Proposta de aprimoramentos no modelo regulatório sob a ótica do consumidor; 5 - Impacto nos estimadores de eficiência; 6 - Conclusões.

2. Modelo Regulatório Vigente no Brasil

As Notas Técnicas n.º 106/2015 - SGT/SRM/ANEEL (ANEEL, 2015), e 406/2014 - SRE/ANEEL (ANEEL, 2014) versam sobre a metodologia regulatória aplicada no cálculo das metas de perdas comerciais de energia das distribuidoras brasileiras. O resumo dos mecanismos de incentivos regulatórios apontados nessa diretiva está compilado no submódulo 2.6 do PRORET² (ANEEL, 2017), no qual é apresentada a forma como esse mecanismo é aplicado nas tarifas.

Como já mencionado o item, “perdas comerciais” constituem um ponto importante da regulação da distribuição de energia no Brasil. Muitas áreas de concessão apresentam diversos problemas no combate ao furto de energia, sendo, por isso, e importante mencionar que o sucesso de uma concessionária nesse intento não está relacionada apenas com a renda per capita média da sua região de atuação, mas sim a outros fatores, conjugados à dimensão da renda. Dois componentes principais podem explicar esta dificuldade: A) por um lado, a empresa pode ser conivente com a prática do popular “gato” ao não empenhar-se no controle dos seus sistemas de distribuição; e B) este empenho pode ser prejudicado por condições adversas a sua vontade e gestão, especialmente aquelas que surgem da falta de presença do Estado, próximo às comunidades mais carentes.

Dentre as principais condições que podem dificultar o combate ao furto de energia estão:

¹ Agência Nacional de Energia Elétrica. Os resultados da última audiência pública sobre o tema – AP 023/2014 (audiência encerrada) – podem ser encontrados no site: <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Acesso em 18/09/2018.

² Procedimentos de Regulação Tarifária. É o texto básico que compila as equações e regulamentos aplicados no estabelecimento do nível tarifário (manutenção do equilíbrio econômico financeiro das concessionárias).

condições sociais degradantes, desigualdade de renda, omissão do poder público, ausência de outros serviços básicos, como o policiamento ostensivo e o acesso à justiça, penalidades mal aplicadas frente à incidência de ligações clandestinas, cultura regional, etc.

As perdas comerciais entram no cômputo da tarifa de energia, uma vez que o ônus frente às condutas oportunistas dos consumidores que furtam energia elétrica deve compor uma parcela do risco não gerenciável da energia distribuída, tendo um sentido de aumento quando a distribuidora se exime da responsabilidade de combater o furto de energia ou quando a mesma o combate em situações de saturação, onde o mercado não comporta mais ajustamentos a revelia de pesados custos de operação, investimentos em automação e blindagem de redes.

Ocorre que essa parcela de reconhecimento tarifário é definida de forma a incentivar a distribuidora a combater o furto de energia, sem nenhuma preocupação com o problema da desigualdade de renda, apesar de esse ser um fator determinante. A empresa poderia, caso a completude da parcela de perdas fosse reconhecida, assumir uma conduta oportunista, deixando o ônus somente para seus consumidores, o que oneraria ainda mais a tarifa e agravaria a situação de desigualdade, uma vez que a única restrição é a redução do montante de perdas realizadas.

Desde o 2º ciclo de revisões tarifárias periódicas, a ANEEL estabelece os limites de perdas não técnicas por via de um modelo de *benchmarking* que procura segregar os efeitos da complexidade socioeconômica no combate às perdas de energia. O modelo assume que existe um nível ótimo de perdas não técnicas a ser realizado pelas empresas, diretamente proporcional a complexidade social da área de concessão na qual ela atua. Em linhas gerais, o modelo avalia a dificuldade na qual a empresa se defronta no combate ao furto de energia. Caso uma empresa atue em uma área de concessão mais complexa que outra e efetue um patamar de perdas mais baixo, essa empresa passa a ser referência daquela que executa um valor maior. A partir disso, é construída uma trajetória para redução do furto de energia, da qual deriva-se o reconhecimento tarifário.

Em resumo, a empresa passa a receber apenas pelo montante de perdas não técnicas constante na sua trajetória de perdas, tendo, assim, incentivo para reduzir o seu patamar de perdas. Os resultados dessa ação são positivos por, pelo menos, dois motivos: (i) Há um ganho de bem-estar social, uma vez que o montante reconhecido na tarifa tende a convergir no sentido da modicidade tarifária; e (ii) A empresa passa a faturar os clientes que antes não faturava, sendo remunerada também pelo custo do serviço, não apenas pela *commoditie*.

Contudo, há também um pervasivo efeito negativo sobre o ponto de vista da pobreza extrema, presente ainda em muitas partes do território brasileiro. É aquele que reduz o acesso à eletricidade de populações vulneráveis, inclusive com encarecimento das faturas. Como defendem Silva e Rosa (2008), tal prática é excludente, impedindo a emancipação dos mais pobres. O índice de complexidade socioeconômica é a ferramenta usada pela ANEEL para separar a ineficiência gerencial da dificuldade no combate às perdas, capturando os padrões de desigualdade, e essa separação é feita de acordo com o ajuste do seguinte modelo de efeitos aleatórios³:

$$PNT_i = IG_i + X_i\beta + C_i \quad (01)$$

³ A técnica considerada leva em conta o ajuste estatístico com base numa regressão linear de dados em painel por mínimos quadrados generalizados “MQG”, considerando a presença de efeitos aleatórios, pelo método de Batalgi e Wu (1999), estimados com base na correção “robusta” da heterocedasticidade proposta por White (1980).

em que IG_i é a parcela de perdas não técnicas decorrente da ineficiência gerencial; X_i é um vetor linha das variáveis socioeconômicas que representam a complexidade, multiplicado pelo vetor β que representa os termos angulares de cada uma delas na formação do índice de complexidade; e C_i é o componente de efeitos aleatórios com média zero, que considera todas as outras variáveis que influenciam o nível de perdas não técnicas, mas foram excluídas do modelo. Uma vez estimados os coeficientes, o índice de complexidade é calculado por:

$$\text{Índice}_k = X_i^k \beta = \sum_{i=0}^n X_i \beta_i \quad (02)$$

em que X_i^k é o produto escalar dos vetores de variáveis ambientais e coeficientes, e k o índice da empresa. Na nota técnica 406/2014 – SRE/ANEEL (ANEEL, 2014) estão descritos os modelos C, G e H (Quadro 1).

Quadro 1: Modelos e variáveis que compõe o índice de complexidade social

Modelos	Variáveis socioeconômicas
C	sub2, lixo.u, pob2, Mbr.Mb1Mbr, inad
G	sub2, lixo.u, gini, Mbr.Mb1Mbr, inad
H	sub2, lixo.u, pob2, Mbr.Mbt, vio

Código	Variáveis socioeconômicas	Fonte
vio	Violência - Óbitos por Agressão	DATASUS
pob2	% de pessoas com renda per capita inferior a 1/2 salário mínimo	IBGE/IPEA
gini	Gini	IBGE
sub2	Precariedade - % de pessoas em domicílio subnormais (censo 2010)	IBGE
lixo.u	Coleta de lixo – urbano	IBGE
inad	Inadimplência do setor de crédito – BACEN	BACEN
Mbr.Mb1Mbr	Mercado de Baixa Renda/(Mercado B1 (residencial) total)	SAMP*
Mbr.Mbt	Mercado de Baixa Renda/(Mercado BT (baixa tensão) total)	SAMP

*Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica, ANEEL
 Fonte: Quadro retirado da NT 406/2014 – SRE/ANEEL

A simples inspeção das variáveis utilizadas mostra que a dimensão de ajuste preponderante para o índice de complexidade social é a da renda⁴. (A) As variáveis: “pob2, gini e sub, Mbr.Mbt, MBr.Mb1Mbr” representam, basicamente, o nível de pobreza, a dimensão da renda. (B) A variável “lixo.u” representa a prestação do serviço público de coleta de lixo, sendo uma variável de serviços. (C) A variável “inad” representa o grau de inadimplência e comprometimento da renda. (D) A variável “vio” ilustra o nível de violência, representando a dimensão social.

Esse *mix* de informações tem o objetivo de traçar um panorama da dificuldade em combater perdas de uma determinada concessão. Obviamente, muitas dimensões menos objetivas podem estar inclusas no problema, por exemplo, o respeito a parâmetros subjetivos como a honestidade, responsabilidade, respeito à propriedade da concessionária (no caso a energia), alternativamente a

⁴ Silva e Rosa (2008) discordam que a dimensão da renda seja efetivamente uma preocupação da regulação do setor de energia elétrica no Brasil, em detrimento de políticas “neoliberais”, entretanto desde o 2º ciclo de revisões tarifárias periódicas (2008) esta é a principal vertente da regulação das perdas comerciais no Brasil.

visão de Silva e Rosa (2008) sobre o direito social do uso da energia elétrica, etc.

Vale ressaltar que o modelo ANEEL preza por apontar que as principais causas do furto de energia estão vinculadas ao nível de desigualdade de renda, não considerando que isso pode ser uma atipicidade cultural da concessão. De fato, é necessário um estudo complementar que demonstre que essa premissa valha também para os casos em que a perda de energia não esteja correlacionada com a renda, como, por exemplo, sua aplicação para a explicação do percentual de furto em clientes comerciais, industriais e consumidores de baixa tensão com melhor poder aquisitivo.

A única maneira de se obter dados que expliquem as perdas em outros segmentos que não estejam correlacionados com o fator preponderante de baixa renda é considerar relatórios ou dados das próprias distribuidoras, fazendo uma proporcionalidade entre o fenômeno da necessidade por energia (vinculado renda) e o fenômeno moral (furto de energia quando há condições de pagar por ela). Em ambos os casos, o risco imputado pela geração (Parcela A⁵) afeta os patamares de perdas comerciais, sendo que o fenômeno das perdas pode estar vinculado à elasticidade preço do consumo – por exemplo, o uso de aparelhos que consomem muita energia – também não incluídos no modelo.

Para proceder a comparação por *benchmarking* é feito um cálculo de inferência estatística, com base no *ranking* estimado na equação (02), que aponta a probabilidade do *benchmark* estar em área de concessão mais complexa, da seguinte maneira:

$$E(Meta)_j = Prob(\Theta)_j * PNT_{Bench} + [1 - Prob(\Theta)_j] * PNT_{Emp(i)} \quad (03)$$

em que a meta de perdas não técnicas é calculada pela combinação das perdas do *benchmark vis a vis* as perdas realizadas pela própria empresa. O potencial de redução é a média ponderada entre as perdas da empresa e do seu *benchmark*. Quanto maior for a probabilidade do *benchmark* identificado, maior será o peso das perdas não técnicas do mesmo na composição da meta.

A NT 271/2001 – SRE/ANEEL (ANEEL, 2001) demonstrou como a $Prob(\Theta)_j$ é calculada. É utilizada uma distribuição normal padronizada para gerar a partir dos valores estimados para os $\hat{Índice}_k = y_k$ – expressão (02) – e seus respectivos desvios padrão a seguinte estatística:

$$z_o = \frac{\hat{y}_A - \hat{y}_B}{\sqrt{V(\hat{y}_A) - V(\hat{y}_B)}} \quad (04)$$

em que se está mensurando a probabilidade de que a empresa A se posicione abaixo da empresa B no *ranking*, onde $Prob(\Theta)_j$ é:

$$Prob(\Theta)_j = P(z_{crit} > z_o) = Pr \left[z_{crit} > \frac{\hat{y}_A - \hat{y}_B}{\sqrt{V(\hat{y}_A) - V(\hat{y}_B)}} \right] \quad (05)$$

O desvio padrão $V(\hat{y}_k) = D(\delta_k^2)$ é calculado pela relação das covariâncias cruzadas dos estimadores de MQG da seguinte maneira:

⁵A Parcela A é a componente da receita regulada das distribuidoras onde encontra-se os custos não gerenciáveis, como os custos de transmissão e compra de energia por exemplo. É uma despesa não gerenciável pelas empresas de distribuição de energia elétrica.

$$D(\delta_k^2) = \sum_{i,j} \delta_{i,j} \cdot X_i \cdot X_j \quad (06)$$

em que i e j são os regressores utilizados na equação (01). Como é considerado mais de um modelo “ j ”, a meta da empresa será uma combinação desses j modelos ($j = 3$ na proposta):

$$E(Meta)_i = \frac{\sum_{j=1}^n E(Meta)_{i,j}}{n} \quad (07)$$

As equações demonstram que as metas são calculadas respeitando os diferentes desempenhos de complexidade social das concessões, em particular a dimensão da renda. Contudo, as equações não apontam caminhos que descrevam um nível mínimo de perdas que deve ser tolerado dadas as demandas sociais do Brasil e de cada concessão em particular. A ANEEL fez esse trabalho estimando uma margem de saturação no combate ao furto de energia como sendo a perda realizada pela ENEL-CE⁶ no 3 CRTP, ou seja, provendo um mínimo de reconhecimento sem trajetória de redução. Dentro desse montante estariam contempladas as necessidades da população de baixa renda a margem das tarifas sociais⁷. O limite de saturação para as trajetórias nas distribuidoras de grande porte é definido pela seguinte expressão de compração dos percentuais de perdas⁸:

Para a distribuidoras de pequeno porte (*Mercado < 1 TWh/ano*) o ponto de saturação é 2,5% da perda não técnica sobre o mercado de baixa tensão medido, já que essas concessões apresentam um notório sucesso no combate ao furto de energia, seja pela sua escala, seja pelo fato que, em sua maioria, tais empresas se concentram em regiões de baixíssima complexidade social.

Uma importante crítica que se faz a essa metodologia, onde o valor da saturação está em 7,5% das perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão medido, reside no fato de que este valor pode não representar o custo mínimo para os consumidores em outras concessões, mesmo que indiretamente contemple as demandas sociais pelo acesso a energia elétrica dentro da camada mais baixa da população, definidas pelo índice de complexidade da ENEL-CE. O modelo a ser apresentado nesse trabalho adiciona a perspectiva dos indicadores de complexidade, a visão de minimização do custo tarifário com o objetivo de justificar o argumento de que manter um certo nível de perdas (acima ou abaixo de 7,5%) pode ser mais vantajoso para os consumidores. Com isso, pode-se justificar a

⁶ Antiga Companhia Energética do Ceará, hoje ENEL Ceará. O estado do Ceará possui um dos maiores índices de desigualdade e pobreza do Brasil, a ENEL-CE, entretanto, realiza um patamar baixo de perdas não técnicas.

⁷ No Brasil existe para as famílias cadastradas nos programas sociais do governo a incidência de tarifas diferenciadas para os consumidores de baixa renda (descontos de baixa renda). Esse mecanismo reduziu muito o furto de energia, entretanto, ainda existem muitos consumidores que, ou não estão inscritos nesses programas, ou mesmo assim não conseguem pagar o custo das faturas.

⁸ 7,5% é o percentual de saturação quando calcula-se a perda não técnica sobre o mercado de baixa tensão medido. A meta do ciclo anterior é o ponto de chegada da trajetória regulatória proposta no ciclo tarifário anterior. E por fim, a média dos últimos 4 anos é a média das perdas sobre o mercado de baixa tensão medido, realizadas nos 4 anos anteriores ao ano base de cálculo da revisão tarifária. Por exemplo, se a média dos últimos 4 anos for menor que a meta do ciclo tarifário anterior, e maior do que 7,5%, o ponto de partida da trajetória será essa média. O resultado dessa equação define o ponto de partida das trajetórias regulatórias até a meta calculada pela equação (07). Nota-se que esse valor é uma porcentagem do mercado de baixa tensão medido, que é transformado para aplicação nas tarifas em uma referência sobre o mercado de baixa tensão faturado. Esse montante percentual do mercado de baixa tensão é o valor pago pelos consumidores por causa do furto de energia, em uma determinada área de concessão podendo possuir ou não trajetória de redução caso esteja acima do ponto de saturação, e segundo a norma regulatória, é precificado ao *mix* de compra de energia de cada distribuidora, fonte: PRORET ANEEL, <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>, submódulo 2.6, acesso em 12/08/2018.

manutenção de patamares de perdas comerciais mais elevados, aproximando da perspectiva inclusiva do trabalho de Silva e Rosa (2008).

3. Caracterização das perdas comerciais no Brasil

Os indicadores de complexidade social no Brasil que foram definidos com base em informações do IBGE, IPEA, dados do Banco Central e do DATASUS, disponíveis em (ANEEL, 2015) refletem uma medida ponderada da complexidade social. Esta medida está compilada na Figura 1.

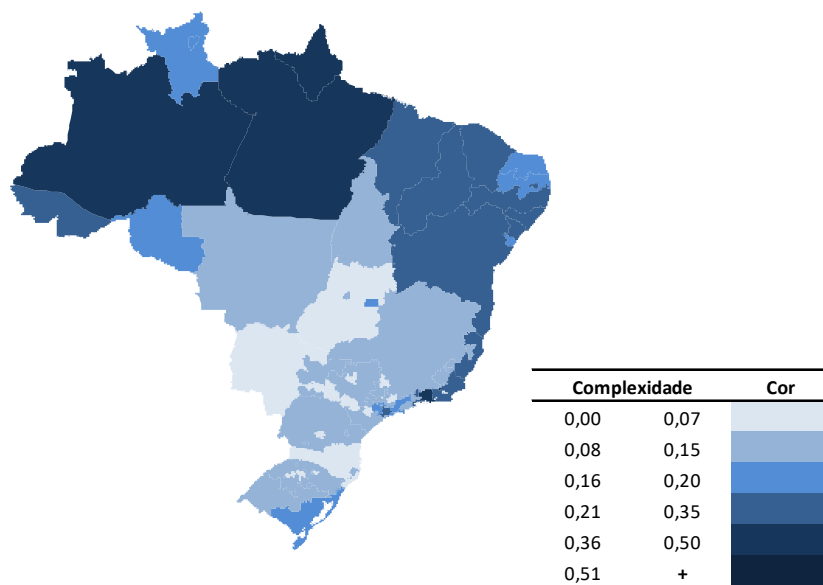


Figura 1: Dispersão da complexidade no combate ao furto de energia no Brasil

Fonte: Elaboração própria.

Em se tratando das perdas realizadas, nota-se uma dispersão que tende a acompanhar a complexidade socioeconômica, entretanto, há casos como os da ENEL-CE e ESE (Energisa Sergipe) que são distribuidoras de alta complexidade e baixos níveis de perdas. Tais empresas servem de referência para as demais, como ilustrado na Figura 2.

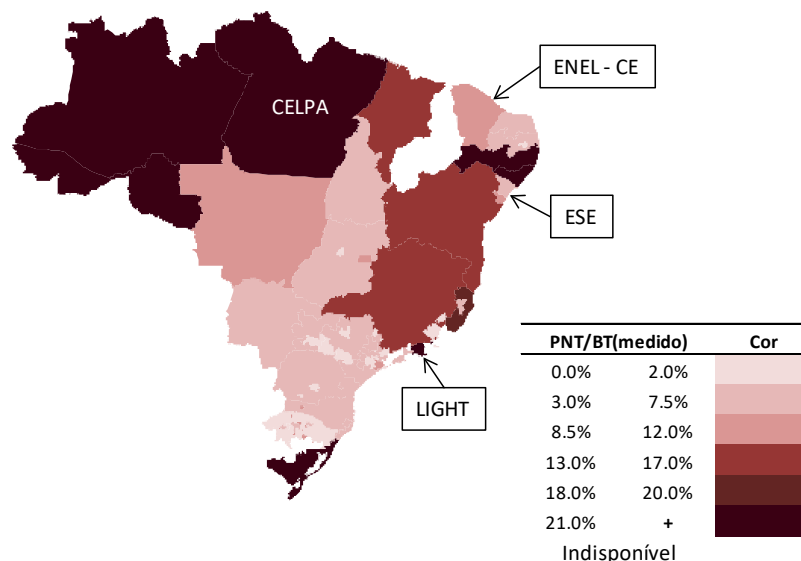


Figura 2: Dispersão das perdas não técnicas sobre mercado BT medido no Brasil

Fonte: Elaboração própria.

Aplicando-se as equações (03) e (07), nota-se que as perdas terão limites sempre pautados no desempenho das empresas, nos quais regiões de alta complexidade e perdas baixas servem de parâmetro para as outras. Não obstante, existem regiões de altíssima complexidade e perdas também elevadas, como a LIGHT e a CELPA, nesses casos o PRORET⁹ (ANEEL, 2017) possui regras especiais de flexibilização das trajetórias.

4. Proposta teórica de aprimoramentos no modelo regulatório sob a ótica do consumidor

Para elucidar os argumentos que sob o ponto de vista dos consumidores existem benefícios com uma trajetória de perdas de menor redução, condizente com a manutenção, de uma certa “margem de tolerância” em relação ao furto de energia foi efetuada uma análise de impacto tarifário das iniciativas de combate a perdas para o atingimento das metas nos cenários propostos. As premissas da análise partem de três linhas de raciocínio:

1. A partir da medida monetária do benefício tarifário com a imposição da trajetória regulatória, indicado por resultado empírico;
2. A partir da medida monetária dos requerimentos de custeio (PMSO), demandados para o atingimento e manutenção das metas calculadas, e de seu impacto nos indicadores de eficiência operacional das empresas, indicado por resultado empírico; e
3. A partir da medida monetária dos requerimentos de investimentos demandados para o atingimento e manutenção das metas calculadas, esse ponto estudado apenas por abordagem teórica.

Os recursos mensurados pelos custos/benefícios tarifários da execução das trajetórias de perdas regulatórias podem ser sumarizados no seguinte diagrama teórico:

⁹ Procedimentos de Regulação Tarifária.

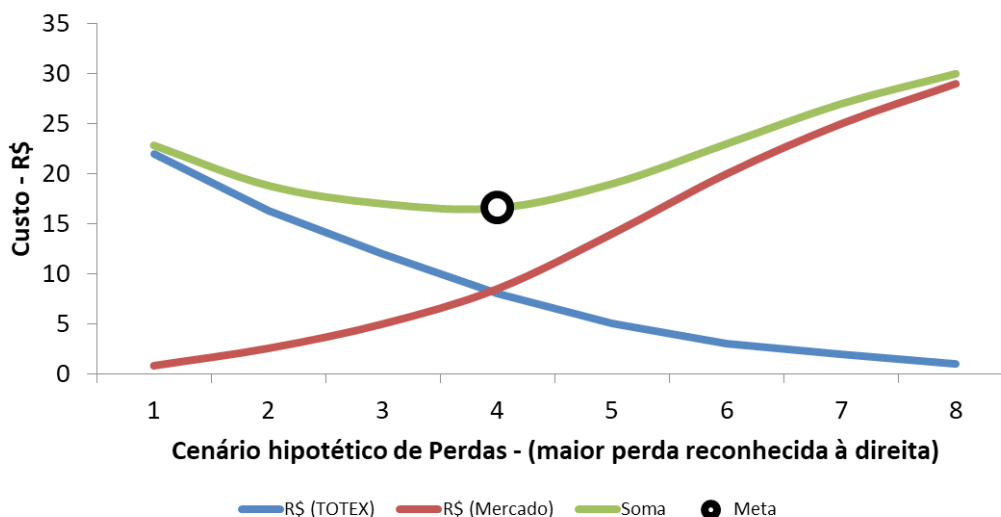


Figura 3: Diagrama do benefício ao consumidor com a trajetória de perdas
Fonte: Elaboração própria.

A Figura 3 representa o equilíbrio ou a saturação do combate às perdas de energia sob o ponto de vista dos consumidores. Sua interpretação é a seguinte:

1. Pela linha vermelha nota-se que quanto maior for o patamar reconhecido em parcela A na tarifa, maior o custo incorrido pelos consumidores – portanto, menor ganho de bem-estar – para bancar um determinado montante de perdas comerciais.
2. Já no caso dos investimentos e custeio necessários para redução do nível de perdas comerciais, nota-se uma relação inversa. Quanto menor for o montante de perdas praticado pela distribuidora, maior é o investimento e o custeio requeridos para atingir um elevado grau de desempenho, isso está representado pela linha azul.
3. A linha verde representa a soma do custo tarifário com a redução das perdas provocadas pelas trajetórias regulatórias (linha vermelha) e dos investimentos e aumento de custos necessários para atingir tal trajetória (linha azul). Nota-se que, ao se considerar tal perspectiva, há um ponto cujo o custo total percebido pelo consumidor é mínimo, implicando tanto um nível de investimento ótimo no combate às perdas comerciais, quanto a uma quantidade ótima de MWh reconhecida em tarifa.

Pela Figura 3 nota-se claramente que, dependendo do contexto operacional das concessionárias de energia elétrica, há uma relação de substituição entre um maior reconhecimento de perdas, frente ao investimento necessário para atingir os limitantes de trajetória impostos pelo regulador. Além disso, do ponto de vista dos consumidores, em relação ao benefício da modicidade tarifária e da inclusão social, é importante notar que o custo mínimo não está sob o ponto onde a perda é mínima.

Desta feita, existe um nível ótimo de perdas a ser praticado em cada concessionária de distribuição que minimiza a tarifa paga pelos seus consumidores. Tal nível será evidenciado a seguir. A mensuração do impacto tarifário da recuperação de mercado na perspectiva do consumidor para esse intento tem a seguinte valoração. Seja:

$$MWh_t = MercBT_t \times PNT_{reg}(\%)_t \quad (09)$$

em que MWh_t : megawatt-hora anual de perdas reconhecido no ano t ; $MercBT_t$: mercado de baixa tensão faturado no ano t ; $PNT_{reg}(\%)_t$: percentual de perda não técnica regulatória sobre mercado de baixa tensão no ano t .

Ao se aplicar um valor fixo de $PMIX$ ¹⁰ e calculando a variação entre t e $t+1$, calcula-se o custo/benefício anual com a aplicação da trajetória de perdas. A expressão 10 ilustra esse cálculo.

$$\Delta B_{t+1} = PMIX \times (MWh_{t+1} - MWh_t) \quad (10)$$

em que ΔB_{t+1} : benefício percebido pelo consumidor a preços constantes entre t e $t+1$; e $PMIX$: mix de compra de energia em R\$/MWh.

O custo/benefício durante o ciclo tarifário de n anos é de:

$$Custo_{MWh} = \sum_{i=1}^n \Delta B_{i+1} \quad (11)$$

Nota-se pela equação (09) que o montante de custos pelo estabelecimento de uma trajetória regulada de perdas depende do nível percentual de reconhecimento tarifário, do preço do mix de compra de energia (mantido constante por simplificação) e do crescimento de mercado (também mantido constante). Ao aplicar-se a trajetória regulatória, caso o crescimento de mercado seja proporcionalmente superior a redução no percentual de reconhecimento tarifário, o consumidor não observará economia com a redução das perdas de energia pela concessionária.

Na Tabela 1 tem-se o exemplo da trajetória da EMT (Energisa Mato Grosso), que tem uma dinâmica definida no *benchmark* de perdas que parte de um valor de 10,48% (2016)¹¹, para um valor de 5,52% – redução de 0,62% a.a. – depois de 8 anos, nesse processo, valores calculados com base no $PMIX$ e no mercado de 2017.

Tabela 1: Dinâmica de redução da receita paga pelos consumidores que não furto energia

Empresa: EMT	
Parâmetro	Valor
MERCADO BT (MWh)	4.750.180
Tarifa (R\$/MWh)	198,4
ΔMWh %	0,00%

[continua]

¹⁰ Preço médio de compra de energia, em cada concessionária.

¹¹ Por simplicidade como os números de tarifa e mercado já foram divulgados em 2017, parte-se do limite de 2016 avaliados no mercado e na tarifa de 2017. Percentual sobre mercado de baixa tensão faturado, sem limitação de trajetória.

[continuação]

Ano	Receita paga por quem não furta		Δ Receita
	R\$ mil	%	
2017	942.341	-	-
2018	936.498	99,38	(5.843)
2019	930.656	98,76	(5.843)
2020	924.813	98,14	(5.843)
2021	918.971	97,52	(5.843)
2022	913.128	96,90	(5.843)
2023	907.285	96,28	(5.843)
2024	901.443	95,66	(5.843)
2025	895.600	95,04	(5.843)
2026	895.600	95,04	-
2027	895.600	95,04	-
	Total		(46.740)

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 1, nota-se a dinâmica de redução da tarifa de energia com a recuperação de mercado. Caso os valores fossem repassados aos consumidores, nos oito anos de trajetória para meta do *benchmark* de 46 milhões de reais que seriam revertidos para modicidade tarifária, a valores constantes do evento tarifário de 2017 (abril)¹², valores equivalentes ao resultado da equação (11), para um período $n = 8$ anos (não condizente com o ciclo tarifário da distribuidora).

Para que haja recuperação dos 46 milhões de reais devido a redução no furto de energia é preciso que a distribuidora envie esforços de *OPEX* e *CAPEX*¹³ na consecução desse objetivo. Em linhas gerais, os esforços de *CAPEX* vão depender do contexto operacional e do tipo de fraudes detectadas, não sendo possível uma visão generalista do tema para todo o setor de distribuição. No caso do *OPEX* é necessário o aumento de inspeções e vistorias nos medidores (*in-loco*) para detecção das fraudes e isso se dá por meio da contratação, treinamento e aumento no despacho de equipes especializadas no combate ao furto de energia.

Durante vários anos, foi tentado o estabelecimento de um modelo estatístico que mensurasse a elasticidade de custos perante o incremento de custos operacionais para combater as perdas no Brasil. Essas iniciativas falharam, porque, entre outros motivos, nas tentativas anteriores não se utilizou a abordagem estatística correta.

Devido a uma patologia da análise de regressão, conhecida como endogeneidade¹⁴, a maior parte das tentativas de correlacionar a redução das perdas comerciais com o aumento de custos operacionais, por meio de modelos de regressão linear, não teve resultado esperado. Esse percalço foi sanado na análise adiante com a aplicação de um modelo de regressão linear de dois estágios, com ajuste de efeitos aleatórios, para os dados de custeio de 55 distribuidoras de energia no Brasil, bastando apenas a identificação da variável instrumental adequada. No caso da presente modelagem

¹² Crescimento de mercado removido de forma a não mascarar a análise.

¹³ *OPEX* (*Operational Expenditures*) e *CAPEX* (*Capital Expenditures*) são os custos de operação e de capital das empresas respectivamente.

¹⁴ O fenômeno de “endogeneidade” provoca autocorrelação nos resíduos nos estimadores de regressão, dentre outros fatores porque a variável explicativa não possui um relação de causalidade clara frente a variável a ser explicada.

essa variável é o mercado de baixa tensão faturado, conforme expressão (12).

$$\begin{aligned} \text{Segundo estágio: } LN_{OPEX} &= \beta_0 + \beta_1 \times LN_{PNT} + \alpha_i + u_i \\ \text{Primeiro estágio: } LN_{PNT} &= \beta'_0 + \beta'_1 \times LN_{M_BT} + \alpha'_i + u_i \end{aligned} \quad (12)$$

em que: LN_{OPEX} é o logaritmo natural do OPEX (custos de operação); LN_{PNT} é o logaritmo natural das perdas não técnicas de energia sobre mercado BT medido; e LN_{M_BT} é o logaritmo natural do mercado de baixa tensão faturado.

A base de dados utilizada é composta de observações extraídas de informações divulgadas pela ANEEL no âmbito das audiências públicas 050 de 2017 e 023 de 2014. Constam dos custos de operação e perdas de 59 empresas¹⁵ de distribuição, entre os anos de 2010 a 2016. Há alguns anos faltantes na amostra, trata-se, portanto, de um painel desbalanceado, motivo que somado ao fato de que não é de interesse estimar os efeitos fixos, aplicou-se a abordagem de mínimos quadrados de dois estágios e estimação de efeitos aleatórios.

Tabela 2: Resultado dos ajustes da elasticidade de custo das perdas de energia para o Brasil

Primeiro estágio		
Variável	Valor	P-valor
Constante	7,358 (0,368)	0,040
ln_bt	-0,745 (6,617)	0,266
Segundo estágio		
Variável	Valor	P-valor
Constante	11,244 (1,122)	0,000
ln_pnt	-0,204 (0,121)	0,092

Fonte: Resultados da pesquisa.

Na Tabela 2 observa-se o resultado do ajuste do modelo para eliminação da endogeneidade entre perdas não técnicas e custos de operação. Os testes estatísticos, de indentificação, mostram significância de 10% – não é um valor elevado – entretanto, traz a segurança de termos o nível de 90% de certeza de que não se está cometendo um erro do tipo II¹⁶. O valor do R2 no modelo de segundo estágio é de 0,37, resultado esperado visto que, o volume de perdas não técnicas de energia é apenas uma parte dos *drivers* de custos.

De fato, pelo intervalo de 95% de confiança estabelecido para o valor da elasticidade, é possível que esse valor esteja entre -0,44 e +0,03. Nota-se, entretanto, que o sinal estatístico está correto (-), na maior faixa desse intervalo. Uma redução de perdas deve necessariamente gerar uma elevação de

¹⁵ Considera a fusão da ESS (Energisa Sul Sudeste), não considera a fusão da CPFL Santa Cruz.

¹⁶ Não rejeitar a hipótese nula, quando ela é falsa. Significa aceitar que o coeficiente estimado correto é igual a zero. Nesse caso há uma margem de 10% de que essa afirmação seja verdadeira.

custos (exceto em casos bastante particulares de ganho imediato de eficiência e sinergia).

O valor central de -0,204 para elasticidade custos de redução das perdas comerciais parece, desta feita, razoável. Esse número afirma que, aproximadamente, a cada 5% de redução nas perdas realizadas há um aumento de 1% no custo global de PMSO das empresas de distribuição (em média) no Brasil, para o período de tempo analisado.

A afirmação do parágrafo anterior permite uma série de análises relevantes. A primeira delas é confrontar a redução da receita faturada pela recuperação de perdas com o incremento no custeio para fazer frente a trajetória estabelecida apresentada na Tabela 3 para o exemplo da EMT (Energisa Mato Grosso).

Tabela 3: Dinâmica de aumento no custo da distribuidora ao combater perdas obedecendo a trajetória regulatória, valorado pela elasticidade estimada

Empresa: EMT					
Parâmetro			Valor		
OPEX 2017			487.719		
Elasticidade Custo das Perdas			-0,204		

Ano	Trajetória de perdas (%)		Δ %	OPEX projetado (R\$mil)	Δ OPEX (R\$mil)
2017	-0,6	10,48	-	487.719	-
2018	-0,6	9,86	-5,92	493.607	5.888
2019	-0,6	9,24	-6,29	499.941	6.334
2020	-0,6	8,62	-6,71	506.786	6.846
2021	-0,6	8,00	-7,19	514.225	7.438
2022	-0,6	7,38	-7,75	522.358	8.133
2023	-0,6	6,76	-8,40	531.313	8.955
2024	-0,6	6,14	-9,17	541.257	9.944
2025	0	5,52	-10,10	552.410	11.153
2026	0	5,52	0,00	552.410	-
2027	0	5,52	0,00	552.410	-
Total					64.491

Fonte: Elaboração própria.

Pelos dados da Tabela 3, comparando aos resultados da Tabela 2, nota-se que no caso da EMT, a concessão da estratégia de redução das perdas regulatórias trará um resultado positivo para os consumidores, de 46 milhões de reais em $n = 8$ anos, porém, a distribuidora terá que arcar com 65 milhões de reais de aumento no seu custeio, de modo a garantir a execução da trajetória proposta, pelo seu *benchmark*¹⁷. Conclui-se, por essa análise, que a modicidade tarifária ganha 46 milhões de reais, entretanto, a operação da empresa deve elevar seus gastos operacionais em 65 milhões de reais no horizonte de 8 anos.

Cabe ressaltar que a consideração descrita no parágrafo anterior é um limite que pode oscilar para baixo dependendo da eficiência na gestão de perdas de cada empresa no Brasil, perfazendo apenas um volume “indicativo” dos montantes de custos para média do setor. Por exemplo, é possível

¹⁷ Ignorando o ponto de saturação de 7,5 % calculado com base no mercado BT medido, e aplicado, no PRORET.

que a associação de estratégias de CAPEX reduza o volume utilizado dentro desses 65 milhões de reais, gastos em sua maioria, com inspeções para identificação e regularização de ligações. A seguir, trata-se da teoria acerca dos impactos sobre o CAPEX na tarifa.

Vencida a definição de como é calculado o benefício ao consumidor com a redução das perdas de energia e seu impacto máximo sobre os custos de operação e manutenção, volta-se ao foco da análise para a valoração do investimento feito com o objetivo de atender a demanda regulatória no ajuste das trajetórias de perdas. Seja:

$$CAPEX_t = \sum_{i=1}^n Adição_i \quad (13)$$

em que o CAPEX é representado pelas adições de investimento no combate ao furto de energia realizados o ciclo. E seja:

$$QRR_{t+1} = \sum_{i=1}^{n-1} CAPEX_i * \delta \quad (14)$$

a depreciação acumulada em t , onde δ é a taxa média de depreciação. Também seja:

$$RC = [CAPEX_t - QRR_{t-1}] \times WACC \quad (15)$$

a remuneração do capital associada descontada a depreciação dos $n - 1$ anos antes do ano base da revisão tarifária. O custo tarifário a ser assumido pelo consumidor, com os investimentos na redução de perdas, será então definido por:

$$Custo_{CAPEX} = RC + QRR \quad (16)$$

Esse custo será tanto maior quanto menores forem as metas perseguidas de perdas, além do mais, representaria um impacto no aumento das tarifas arcadas pelos consumidores. De um modo geral, o custo percebido pelo consumidor provocado pela imposição das trajetórias regulatórias de perdas será:

$$\Delta Tarifa = Custo_{CAPEX} + Custo_{OPEX} + Custo_{MWh} \quad (17)$$

Tal custo segue o comportamento apresentado na Figura 1, visto que o benefício com a recuperação de mercado tende a ser linear, porém os custos para combater perdas, em particular de investimentos, tendem a apresentar dispêndio crescente, conquanto menores forem as metas, nesse sentido ao somar ambos os custos existe um mínimo.

Com a simulação de vários cenários de investimento requerido para o cumprimento de diferentes trajetórias de redução de perdas, pode-se encontrar o ponto de saturação, que minimiza os custos de investimentos – e por consequência a tarifa – paga pelos consumidores. Esse seria *pró-forma* o nível mínimo de perdas toleradas pela concessão.

Nota-se, ainda, que os custos de investimentos serão tanto maiores quanto maiores forem as complexidades de combate ao furto de energia. Concessões mais desiguais teriam níveis de custos requeridos superiores, com vistas a reduzir as pressões sociais pelo uso e acesso a energia elétrica, situação que obviamente traz prejuízos na comparação de *benchmark* dos custos de operação e eleva a tarifa com aumento dos investimentos, como será demonstrado a seguir.

5. Impacto nos estimadores de eficiência

Como forma de demonstrar que as pressões por redução de perdas e as desigualdades regionais no combate ao furto de energia podem afetar os custos de operação, e, por consequência, os resultados dos modelos de *benchmarking* de custos, essa seção demonstra “*ceteris paribus*” o impacto da elasticidade-custo das perdas sobre o resultado de eficiência da EMT (Energisa Mato Grosso), no horizonte no qual a empresa atinge sua meta regulatória.

Para isso, basta acrescentar ao custo considerado no modelo de eficiência vigente¹⁸ (BOGETOFT e OTTO, 2011), estimado pela ANEEL na revisão dos estimadores do 4 CRTP, os custos demandados de 65 milhões de reais que refletem o aumento nas despesas de operação da distribuidora, para cumprimento da trajetória regulatória. Nota-se, contudo, que tais custos não serão equivalentes para todas as empresas; algumas terão impactos maiores outras menores, em grande medida associados a sua complexidade socioeconômica. Os resultados para o cálculo da EMT (Energisa Mato Grosso) mostram o perfil apresentado na Tabela 4.

Tabela 4: Impacto da trajetória de perdas sobre os custos da EMT

Empresa	L_INF	CENTRO	L_SUP
EMT (Atual)	84,53%	87,75%	92,47%
EMT (Trajetória)	75,28%	78,45%	82,47%

Fonte: Resultados da pesquisa.

Com base nos resultados da Tabela 4 é possível supor, na ausência de sinergias com gastos de CAPEX, que o impacto de elevação no patamar médio de custos da EMT (Energisa Mato Grosso), requerido pela trajetória de perdas não técnicas de energia, tem o potencial de reduzir em até 10% a eficiência operacional da concessionária. Nesse sentido, é possível que, ao ser comparada com empresas de menor complexidade no combate ao furto de energia, a EMT (Energisa Mato Grosso) tenha sua eficiência operacional subdimensionada, caso essa dinâmica não seja compensada por outros mecanismos.

¹⁸ Modelo DEA de retornos não decrescentes de escala, com estimação de intervalos de eficiência segundo a abordagem de Bogetoft e Otto (2011).

6. Conclusões

Este artigo discutiu a existência de um ponto de saturação no combate ao furto de energia. Essa discussão procurou conciliar argumentos econômicos de custo com os aspectos sociais do acesso à energia elétrica. Entre as conclusões que surgiram está o fato de que oposto a regulação atual, um nível baixo de perdas não se traduz em tarifas menores, e principalmente, não contempla a superação das desigualdades regionais.

Um primeiro resultado deste trabalho demonstrou que a redução nas tarifas dos consumidores que arcam com os percentuais mais elevados de perdas na fatura não compensa os custos operacionais incorridos pelas distribuidoras em particular; utilizou-se o exemplo da EMT (Energisa Mato Grosso) na redução das fraudes. Isso ocorre porque a medida que os percentuais de perdas regulatórias diminuem, os custos marginais de combate às perdas de energia aumentam. Vale destacar que caso se considerem ainda os custos de investimentos (CAPEX), tais custos podem ser ainda maiores.

A dificuldade de se modelar as requisições de CAPEX é bastante evidente. Nota-se, nesse sentido, que nem todas as iniciativas de combate ao furto de energia são equivalentes, e/ou preservam a mesma eficácia. Por exemplo, existem áreas de concessão que recursos como a instalação de medição centralizada constituem uma boa profilaxia no combate ao furto de energia, entretanto, outros locais mais complexos podem demandar blindagem de redes. Essa ação em linhas gerais significa reconstruir seções inteiras dos sistemas de distribuição com o único propósito de evitar o furto de energia. Nesse sentido, é relevante pontuar que os custos de combate ao furto de energia podem encarecer as tarifas, e essas podem ser bem maiores que as apresentadas nesse artigo. Isso faz com que seja necessário o estabelecimento de níveis de saturação distintos entre as concessionárias para o reconhecimento tarifário do ponto de vista da modicidade tarifária, aproximando-se do argumento de Silva e Rosa (2008).

Por fim, este artigo demonstrou que a complexidade social é uma fonte de ruído importante na comparação de *benchmarking* das empresas de distribuição de energia elétrica. Concessionárias que operam regiões mais complexas vão incorrer em custos operacionais proporcionalmente maiores do que aquelas concessões instaladas em regiões de menor complexidade. Esse efeito afeta a competitividade das empresas dentro do mecanismo de simulação do mercado concorrencial e regulação por incentivos.

Referências

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (aneel). **Nota Técnica 271/2001**. Brasília: ANEEL, 2001.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (aneel). **Nota Técnica 406/2014**. Brasília: ANEEL, 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (aneel). **Nota Técnica 106/2015**. Brasília: ANEEL, 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (aneel). **Procedimentos de Regulação Tarifária, 2017**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret> >. Acesso em 12 ago. 2018.
- ARAUJO, A. C. M. **Perdas e inadimplência na atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil**. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2007.
- ASCENDE BRASIL. **Perdas Comerciais e inadimplência no Setor Elétrico. White Paper**, n. 18. São Paulo: Instituto Ascende Brasil, 2017.
- Bogetoft, P.; Otto, L. Benchmarking with DEA, SFA and R. In: **International Series in Operations Research & Management Science**, v. 157, n. 1. Berlim: Springer, 2011.
- GREENE, W. H. **Econometric Analysis**. New Jersey: Pearson, 2008.
- ILLICH, I. **Energia e Equidade**. São Paulo: Conrad, 1973.
- RAMOS, C. C. O. **Caracterização de Perdas Comerciais em Sistemas de Energia Através de Técnicas Inteligentes**. Tese (Doutorado em Ciências - Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo. São Paulo: USP, 2014. DOI: 10.11606/T.3.2014.tde-20052015-161147
- SILVA, N. F.; ROSA, L. P. Irregular Access to the Power Distribution Network in Brazil's Residential Sector: A Delinquent Payment Problem, or the Quest for a Right beyond the Law?. **The Electricity Journal**, v. 21, n. 7, p. 80-90, 2008. DOI: 10.1016/j.tej.2008.08.009