

IMPACTOS DIRETOS E INDIRETOS DAS PERDAS COMERCIAIS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO SOBRE O PIB E O CONSUMO DAS FAMÍLIAS

Joilson de Assis Cabral

Docente Permanente do PPGER/UFRRJ; Pesquisador do NARSPP/CNPq

Sarah Moreira Lordelo

Mestranda do PPGER/UFRRJ; Pesquisadora do NARSPP/CNPq

Maria Viviana de Freitas Cabral

Coordenadora do PPGER/UFRRJ; Pesquisadora do NARSPP/CNPq

RESUMO: Mesmo após duas grandes reformas, o Setor Elétrico Brasileiro não foi capaz de reduzir a taxa de perdas totais de energia elétrica. No período de 2008 a 2015, as perdas não técnicas (PNT) reais e regulatórias ponderadas sobre o mercado de baixa tensão faturado apresentaram uma taxa média de 15,51% e 12,35%, respectivamente (ANEEL, 2019). O consumidor regular arca parcialmente pela fraude e furto de energia via aumento da tarifa no momento da revisão tarifária das distribuidoras. Sendo assim, o repasse das perdas comerciais à tarifa de energia possui impactos diretos e indiretos para distribuidoras, Governo e consumidores. Diante do exposto, o objetivo deste trabalho consistiu em mensurar os impactos diretos e indiretos dos repasses tarifários das perdas comerciais de energia elétrica sobre o consumo das famílias e o PIB no mercado de baixa tensão brasileiro. Para tanto, foi utilizada a matriz de insumo-produto para o ano de 2015 com o vetor do consumo das famílias desagregado por decis de renda. Os principais resultados revelaram que a redistribuição do custo de R\$ 7,8 bilhões referente às PNT na cesta de consumo das famílias geraria um aumento, direto e indireto, de R\$ 12,9 bilhões sobre o PIB, cujo impacto líquido seria de R\$ 5,1 bilhões. Sendo assim, somente 2,7 bilhões das PNT deveriam ser efetivamente repassadas às tarifas. Portanto, adotar medidas de redução das PNT mais justas e equitativas para os consumidores implicariam em tarifas mais módicas. Uma tarifa menor aumentaria a renda disponível das famílias para consumir outros produtos, inclusive eletricidade, possibilitando a redução dos roubos, fraudes e da inadimplência. Assim, é possível reverter o ciclo vicioso de aumento das perdas comerciais e, conseqüentemente, induzir o setor elétrico a alcançar a universalização da oferta, segurança do sistema e modicidade tarifária, diretrizes do atual modelo regulatório.

Palavras-chave: Perdas não técnicas, Setor Elétrico Brasileiro, Impactos no consumo das famílias e no PIB, Medidas de mitigação equitativas.

ABSTRACT: Even after two significant reforms, the Brazilian Electricity Sector has not been able to reduce the rate of total electricity losses. From 2008 to 2015, the real and regulatory non-technical losses (NTL) weighted on the billed low voltage market presented an average rate of 15,51% and 12,35%, respectively (ANEEL, 2019). Regular consumers partially bear the cost of energy fraud and theft via tariff increase at the time of tariff review of distribution utilities. Therefore, the transfer of commercial losses to the energy tariff has direct and indirect impacts for distribution companies, the government, and consumers. Given the above, this paper aimed to measure the direct and indirect impacts of the tariff pass-through of commercial losses of electricity on household consumption and GDP in the Brazilian low voltage market. For this purpose, the input-output matrix for 2015 was used with the vector of household consumption disaggregated by income deciles. The main results revealed that the cost redistribution of R\$ 7.8 billion referring to NTL in the household consumption basket would generate a direct and indirect increase of R\$ 12.9 billion over GDP, whose net impact would be R\$ 5.1 billion. Therefore, only 34,6% of NTL should be effectively passed on to the tariffs. And, consequently, adopting more just and equitable NTL reduction measures for consumers would imply more affordable tariffs. Lower tariffs would increase household disposable income to consume other products, including electricity, making it possible to reduce theft, fraud, and defaults. Thereby, it is possible to reverse the vicious cycle of increasing commercial losses and, consequently, induce the electricity sector to achieve universal supply, system security, and tariff moderateness, guidelines of the current regulatory model.

Keywords: Non-technical losses, Brazilian Electricity Sector, Impacts on family consumption and GDP, Equitable Mitigation Measures.

Classificação JEL: N76, P18, Q4

Área de submissão: 10 – Economia Regional e Urbana

1. INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é um sistema hidrotérmico complexo de dimensões continentais e pode ser considerado único no mundo devido à sua dimensão e suas características de operação (FRANCISCO, 2012). O SEB está subdividido nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. O SEB passou por duas grandes reformas que culminaram no atual modelo institucional do setor. A primeira reforma do SEB, iniciada em 1994, teve como principais resultados a desverticalização dos segmentos de geração, transmissão, distribuição, comercialização, privatização do setor (especialmente no segmento de distribuição) e a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (PIRES, 1999). Já a segunda reforma, implementada em 2004, teve como base três diretrizes: a universalização da oferta, a segurança do sistema e a modicidade tarifária (SOUZA e LEGEY, 2010).

Apesar das reformas e modernizações implementadas no ambiente regulatório do SEB, as perdas totais de energia elétrica não foram reduzidas. As perdas totais são subdivididas entre perdas técnicas e perdas não técnicas (PNT). A primeira ocorre de forma natural nos sistemas elétricos devido à dissipação de energia nos processos de transporte e outros componentes do sistema de distribuição de eletricidade, conhecida como efeito *joule*. Por serem estáveis nos sistemas elétricos, as perdas técnicas podem ser reduzidas com a substituição de equipamentos antigos e/ou com investimentos em equipamentos mais eficientes, planejando a expansão e instalando redes de distribuição mais eficientes entre outras medidas (BANDIM *et al.*, 2003).

Por outro lado, as perdas não técnicas (perdas comerciais), apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, são oriundas de furtos (ligação clandestina, desvio direto da rede), fraudes (adulterações no medidor ou desvios), erros de leitura, medição e de faturamento. Devido às perdas técnicas serem constantes e mensuráveis, um dos maiores desafios das empresas de transmissão e distribuição é prevenir, detectar e mitigar as PNT (NAGI *et al.*, 2010). Davidson (2002) aponta que as PNT também acontecem nos sistemas de transmissão, mas estas são mais concentradas nas redes de distribuição de baixa tensão, sendo mais críticas, principalmente, nos setores residencial e comercial. Depuru *et al.* (2011) estima que as perdas comerciais reduzem as receitas das distribuidoras em US\$ 25 bilhões por ano. Embora Jiang *et al.* (2002) ressaltem que as perdas comerciais não sejam passíveis de serem eliminadas, não obstante, podem ser tomadas medidas para detectar, prevenir e mitigar este problema nos sistemas de transmissão e distribuição.

As perdas de energia elétrica se mostram um problema importante nos sistemas elétricos de transmissão e distribuição tanto em países desenvolvidos quanto em desenvolvimento (ALAM *et al.*, 2004; NIZAR *et al.*, 2008; DEPURU *et al.*, 2011). Em economias em desenvolvimento, as perdas comerciais são um problema mais grave apresentando um percentual entre 10 a 40% da injeção total de energia na rede (SMITH, 2004). As perdas não técnicas envolvem questões sociais, econômicas, regionais, administrativas, políticas, de infraestrutura, taxa de alfabetização, criminal e corrupção, efeito sobre consumidores regulares, qualidade da energia e segurança (DEPURU *et al.*, 2013). No Brasil, entre o período de 2008 a 2015, as perdas não técnicas reais e regulatórias ponderadas sobre o mercado de baixa tensão faturado apresentaram uma taxa média em torno de 15,51% e 12,35% da energia injetada na rede, respectivamente (ANEEL, 2019). Apesar da relativa melhora no indicador médio das PNT, salienta-se que este problema impacta as distribuidoras de forma diferente ao longo das regiões brasileiras. Na região norte, a Amazonas Energia possui o maior o índice de PNT reais sobre a baixa tensão no Brasil com um percentual médio de 130,61% no período de 2008 a 2015 (Base de Perdas 2019 - ANEEL). Outro importante exemplo é a Light na região Sudeste que enfrenta enormes problemas de fornecimento e fiscalização em áreas de severa restrição à operação da concessionária, atingindo um percentual de 45,37% de PNT no mesmo período.

Com a entrada em vigor do decreto n° 4.562 de 2002, as parcelas relacionadas aos custos de transporte e às perdas de eletricidade, assim como os encargos de conexão do segmento de consumo passaram a ser consideradas no cálculo da tarifa paga pelo consumidor final. No SEB, a tarifa de eletricidade é subdividida em duas parcelas, A e B. Na parcela A, são mensurados os chamados custos não gerenciáveis das distribuidoras, incluindo as perdas comerciais no custo de aquisição de energia (ANEEL, 2016). Já na parcela B estão inseridos os custos diretamente gerenciáveis pelas concessionárias de distribuição, ou seja, os custos determinados pelas práticas gerenciais dessas empresas (ANEEL, 2015). Desta forma, as PNT passaram a compor a estrutura do repasse tarifário das distribuidoras nos contratos de concessão. Entretanto,

as distribuidoras repassam para a tarifa os níveis eficientes das perdas até o limite de perdas regulatórias estipulado pela ANEEL. A lógica por trás do mecanismo da ANEEL é incentivar as distribuidoras a mitigarem a PNT em sua área de concessão, o que garantiria a modicidade tarifária, uma das diretrizes do atual modelo institucional do SEB. Para as concessionárias, a medida do repasse tarifário das perdas comerciais regulatórias buscaram equilibrar o ambiente econômico-financeiro. O repasse tarifário médio decorrente das perdas comerciais foi da ordem de 3% no período de 2008 a 2015. Desta forma, é plausível acreditar que a política tarifária atual ao repassar uma parcela dos custos oriundos das PNT para os consumidores finais regulares causa impactos diretos e indiretos para as distribuidoras, Governo e consumidores.

Para as distribuidoras, suas receitas podem ser reduzidas visto que o repasse das perdas pode ocorrer, no máximo, até o limite das perdas reguladas pela ANEEL. Perdas superiores a este limite são custeadas pelas distribuidoras reduzindo seu faturamento. Com isso, um factível cenário de receitas menores reduz a capacidade das distribuidoras realizarem novos investimentos, afeta negativamente a qualidade da oferta, aumenta a probabilidade de apagões e oscilações nos horários de pico de carga, há desperdício de recursos ambientais e energéticos, pressão sobre os custos de expansão do sistema elétrico além de desgaste do relacionamento entre a distribuidora e os clientes (ARAUJO, 2007; DEPURU *et al.*, 2011; LIGHT, 2013; OBAFEMI e IFERE, 2013; MESSINIS e HATZIARGYRIOU, 2018; HUBACK, 2018).

Quanto aos impactos sobre o Governo e os consumidores, estes são pouco discutidos na literatura. Pode-se argumentar que as perdas reduzem a arrecadação pública, visto que 35,6% da tarifa de energia elétrica são encargos e tributos. Sobre os consumidores, as perdas comerciais levam à tarifas menos módicas o que, por sua vez, reduzem a renda disponível dos consumidores regulares para consumo da própria energia elétrica e de outros bens e serviços. Tal redução de renda disponível pode induzir o aumento da taxa de inadimplência, dos furtos e fraudes por parte das famílias que antes estavam regulares. Este comportamento das famílias impacta diretamente a taxa de perdas comerciais no SEB retroalimentando o processo e, logo, culminando em um ciclo vicioso¹ de aumento das perdas comerciais.

Diante do exposto, o objetivo deste trabalho é mensurar os impactos diretos e indiretos dos repasses tarifários das perdas comerciais de energia elétrica no mercado de baixa tensão (consumo residencial) sobre o consumo das famílias e no PIB brasileiro. Para alcançar o objetivo proposto, foi utilizada a metodologia de insumo-produto com o vetor do consumo das famílias desagregado por *decis* de renda. Para tanto, foi realizada a compatibilização da Pesquisa de Orçamento Familiar 2008-2009 com as contas nacionais brasileiras para o ano de 2015 organizadas na forma de matriz de insumo-produto desagregada para 110 produtos e 67 setores produtivos. Ambas as bases são disponibilizadas pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Esta análise avança na literatura nacional e internacional, ao mensurar o impacto das perdas não técnicas do setor de baixa tensão sobre o bem-estar das famílias além do impacto setorial brasileiro de forma pioneira. A partir desta análise, é possível propor medidas de mitigação das perdas não técnicas equitativas e socialmente justas garantindo tarifas módicas para os consumidores, assegurar práticas econômico-financeiras e ambientalmente sustentáveis para o ambiente de negócio das Distribuidoras além de aumentar a arrecadação do Governo.

Além dessa seção introdutória, o presente trabalho está estruturado como descrito a seguir. Na próxima seção é realizada uma breve revisão bibliográfica sobre as medidas para mitigar as perdas comerciais na literatura internacional e nacional. Na terceira seção são apresentadas a metodologia e a base de dados utilizadas. Cabe a quarta seção discutir os resultados e por fim, a última seção tece as conclusões e implicações políticas do trabalho.

2. MEDIDAS DE MITIGAÇÃO DAS PERDAS COMERCIAIS PROPOSTAS PELA LITERATURA

Esta seção revisa a literatura nacional e internacional com relação às perdas não técnicas de eletricidade, evidenciando os fatores que causam essas perdas e as medidas e métodos propostos para sua mitigação.

¹ O resumo esquemático do ciclo vicioso das perdas não técnicas pode ser visualizado no Anexo 1.

Smith (2004) é um dos trabalhos mais relevantes na análise do roubo de eletricidade, sistematizando os tipos de roubo e fazendo um comparativo das perdas totais (transmissão e distribuição – T&D) entre 102 países para 1980 e 2000, mostrando que o roubo de eletricidade tem aumentado na maioria das regiões no mundo. Finlândia, Alemanha, Japão, Coreia do Sul e Singapura são exemplos de países mais eficientes ou com menores perdas na T&D, os quais possuem uma cultura de boa governança, com eficiência organizacional e aplicação da lei contra o roubo. Países com altas perdas foram Albânia, Haiti, Nigéria e Bangladesh, tendo pobreza e turbulências políticas e socioeconômicas como aspectos comuns entre eles. Os resultados mostraram uma correlação negativa das perdas (e também do roubo de eletricidade) com os indicadores de governança do Banco Mundial. De modo a reduzir os roubos, o autor propõe para as distribuidoras a adoção de medidores de eletricidade invioláveis para dificultar a adulteração, melhoria das linhas elétricas e sistemas de monitoramento de tecnologia da informação; aprimoramento dos métodos gerenciais para combinar melhorias técnicas do sistema com programas para maior inspeção e monitoramento de áreas com maior probabilidade de roubo de eletricidade; ou até mesmo uma reestruturação do setor de eletricidade e da regulação do sistema, para que opere com competitividade e eficiência.

Depuru *et al.* (2010b) apontam que os fatores socioeconômicos são os mais relevantes para explicar o roubo de eletricidade. Os principais fatores apontados são: preços elevados da eletricidade, aumento do desemprego, analfabetismo, situação econômica ruim dos países, fraca aplicação da lei contra o roubo de eletricidade e corrupção de políticos e funcionários das distribuidoras. Os autores destacaram que é importante detectar onde ocorrem os roubos, mas outras medidas podem ser mais eficazes na redução da PNT. Entre estas medidas estão o subsídio ao consumo de clientes de baixa renda visando a regularização, aplicação mais rigorosa das leis e a realização de campanhas educativas, impedir práticas corruptas no setor, regularização das conexões elétricas para a agricultura, além de medidas técnicas para detectar e reduzir as perdas.

Abordando também a governança para tratar do problema das PNT, Tasdoven *et al.* (2012) realizaram uma análise da importância da privatização e da regulação econômica sobre o consumo ilegal de eletricidade na Turquia. O órgão regulador turco - *Energy Market Regulatory Authority (EMRA)* – busca incentivar a redução das perdas e do roubo determinando os níveis eficientes de perdas das distribuidoras comparando suas performances com outras empresas. Caso estas superem suas metas de eficiência na redução das perdas não técnicas, as distribuidoras têm essa diferença como lucro adicional. Os autores apontam que a estrutura de tarifa nacional permite subsídios cruzados entre as regiões, o que pode desestimular o esforço de combater as perdas comerciais por parte das distribuidoras.

Gaur e Gupta (2016) analisaram o problema do roubo de eletricidade nos 28 estados indianos entre 2005 e 2009, observando aspectos socioeconômicos e de governança. Os resultados evidenciaram que mais corrupção, menor relação do imposto estadual com o PIB, menor eficiência na cobrança das contas de eletricidade pelas distribuidoras do estado, menor participação do setor privado na capacidade instalada, menor industrialização dos estados, maior porcentagem de pessoas abaixo da linha da pobreza, menor alfabetização e menor renda estão relacionadas com elevação do roubo de eletricidade. O roubo foi medido através das perdas na T&D. Um resultado interessante foi o fato de que estados com o mesmo partido político do governo federal estão relacionados com maiores perdas e roubo de eletricidade. O valor das perdas nos estados indianos teve um alto desvio padrão, mostrando a enorme variação da performance dos estados em combater o roubo de eletricidade e as perdas em geral. Os autores destacam a necessidade de privatização no setor para aumentar a eficiência e impedir que políticos se beneficiem do sistema corrupto de roubo de eletricidade para ganhar votos. Apontam, ainda, a necessidade de melhoria na infraestrutura do setor elétrico, exemplificando a importância do uso de medidores inteligentes para melhorar a qualidade da eletricidade ofertada e desencorajar os consumidores a roubarem eletricidade.

Analisando também a relação do roubo de eletricidade com a corrupção, Jamil e Ahmad (2019) utilizam um modelo de três camadas do tipo principal-agente-cliente. A corrupção foi definida como o uso de eletricidade de forma ilegal pelos consumidores (clientes) em conjunto com funcionários das distribuidoras (agentes) que recebem pagamentos extras/subornos, reduzindo as receitas das distribuidoras (principal). Indivíduos comparam se os benefícios esperados do roubo de eletricidade são maiores que os custos associados para decidir se irão roubar, para maximizar sua utilidade esperada, assumindo que os

consumidores são avessos ao risco. Os resultados revelaram que salários eficientes, tarifa de eletricidade, probabilidade de detecção e envolvimento da sociedade são medidas que contribuem para a redução das PNT. Salários mais eficientes e justos para os funcionários das distribuidoras aumentaria o custo esperado de ser pego. Evidenciou-se a necessidade de ajustar a tarifa de eletricidade, tendo em vista que o aumento tarifário eleva os níveis de roubo e, por conseguinte, reduz as receitas das distribuidoras. Uma maior probabilidade de detecção, através de investimento em pesquisa e técnicas de detecção, e mais punições com condenações e multas, reduziriam o consumo ilegal de energia. Por fim, os autores destacaram a importância de mais envolvimento da sociedade na denúncia dos roubos e na percepção de quanto o consumo ilegal afeta a qualidade da oferta de eletricidade e eleva seu preço.

Os trabalhos de Obafemi e Ifere (2013), Jamil (2018), Yakubu, Babu e Adjei (2018) utilizaram questionários para avaliar os principais fatores que influenciam as perdas comerciais. Obafemi e Ifere (2013) analisaram o problema das perdas não-técnicas na cidade nigeriana de Calabar. A Nigéria tem grandes problemas no setor de eletricidade, pois a demanda supera a oferta e isso acarreta em constantes *blackouts* de energia, comprometendo o desenvolvimento econômico do país. Como os autores ressaltaram, o setor de energia tem um impacto muito abrangente em todos os setores e para a sociedade como um todo, necessitando estar ajustado às necessidades de um desenvolvimento rápido e estável da economia. Os autores utilizaram uma metodologia quantitativa e também qualitativa, analisando os dados mensais da *Power Holding Company of Nigeria (PHCN) Calabar Business* sobre perdas técnicas e não técnicas. Para tanto, foi empregada entrevista a clientes residenciais e comerciais por meio de questionários para avaliar a eficiência energética e a conservação da eletricidade pelos consumidores. Os autores observaram que as perdas comerciais da *Calabar Business* foram superiores a 490 milhões de nairas nigerianas, enquanto a estimação para as 37 unidades da PHCN resultaria em um montante acima de 18 bilhões em perdas. Os autores destacam a importância da mudança de comportamento do consumo, como uso de eletrodomésticos mais eficientes, além da substituição de lâmpadas incandescentes, tanto na iluminação pública quanto nas residências, por lâmpadas fluorescentes compactas. Dos entrevistados, 60% ainda utilizavam lâmpadas incandescentes, 16% usavam tanto incandescentes como fluorescentes e 24% fluorescentes. De acordo com os autores, é importante que a *Nigeria Electricity and Regulatory Commission* adote medidas em prol da eficiência e conservação energética, visando garantir maior conscientização nos governos, comércios e residências, legislação mais rígida e punitiva, treinamentos dos funcionários do PHCN entre outras sugestões para reduzir drasticamente as perdas comerciais.

Jamil (2018) analisa o roubo de eletricidade nas cidades de Rualpindi e Islamabad no Paquistão. Os autores objetivavam identificar os principais fatores que impactavam as perdas comerciais na distribuidora *Islamabad Electric Supply Company (IESCO)*. Para tanto, foram aplicados questionários para os consumidores residenciais em áreas urbanas e rurais e os resultados revelaram que o aumento da tarifa de eletricidade foi apontado como um dos grandes problemas para o aumento do roubo. Além disso, o monitoramento ruim e a corrupção generalizada do setor elétrico incentivam os consumidores ao roubo de eletricidade. De modo a complementar o estudo, foi estimado um modelo de percepção dos consumidores para explicar o roubo de eletricidade evidenciando que enquanto a conduta dos funcionários e o monitoramento/fiscalização possui relação negativa com o roubo de energia, as tarifas mostraram apresentaram relação positiva. O autor destaca que a prática de suborno nas distribuidoras é muito comum no Paquistão e o setor elétrico do país é o segundo setor mais corrupto segundo o Índice de Percepção de Corrupção Nacional da Transparência Internacional. Neste sentido, existe a necessidade de aumentar a transparência e a prestação de contas, além de reduzir as tarifas para impactar numa diminuição do roubo de eletricidade e da corrupção.

Yakubu *et al.* (2018) analisaram as perdas não técnicas na região Ashanti em Gana por meio de questionário. Nesta região, o nível de perdas comerciais é da ordem de cerca de 30% da energia injetada na rede, reduzindo a qualidade de suprimento. Após aplicação do questionário a 1532 consumidores, os autores classificaram os fatores mais relevantes para o aumento do roubo de eletricidade, entre os quais: alto preço da eletricidade, qualidade baixa da energia ofertada, corrupção, fraca aplicação da lei contra o roubo de eletricidade, e o agente regulador *Public Utilities Regulatory Commission (PURC)* com pouca defesa do interesse dos consumidores. Para os autores, medidas de redução das tarifas e melhoria na qualidade da

energia são importantes para aumentar o número de consumidores participantes do mercado regular, o que reduz as PNT, maximizando a receita das companhias de eletricidade.

No Brasil, o setor elétrico é um setor-chave na economia brasileira, pois possui fortes encadeamentos para trás e para frente, tanto como demandante de insumos quanto como um grande fornecedor para as indústrias, famílias e setor exportador (MONTROYA *et al.*, 2013). Portanto, trata-se de um setor estratégico para o crescimento econômico sustentado brasileiro. Sendo assim, trabalhos que buscam verificar a importância de variáveis socioeconômicas para explicar as perdas não técnicas de eletricidade no contexto nacional devem ser considerados. Araújo (2007) faz uma análise das possíveis variáveis setoriais e socioeconômicas (desenvolvimento, renda e desorganização social) que podem influenciar as perdas totais de energia elétrica e a inadimplência no Brasil. O autor ressalta para a complementaridade entre as perdas e a inadimplência, pois medidas para redução de uma podem levar ao aumento da outra. O modelo estimado pelo autor teve como variável dependente as perdas globais e como explicativas variáveis setoriais (tarifa média da concessionária, percentual do consumo residencial e posse de ar condicionado) e relacionadas ao desenvolvimento (percentual de crianças entre 7 e 14 anos no ensino fundamental). Os resultados mostraram uma relação positiva entre as perdas e as variáveis setoriais e uma relação negativa no que se refere a *proxy* para o desenvolvimento. Com relação à regressão para a inadimplência, as variáveis explicativas significantes foram a tarifa média, a intensidade da indignação e a taxa de urbanização, tendo as duas primeiras uma relação positiva com a inadimplência e a última uma relação negativa. Um aspecto interessante desse trabalho foi a separação da análise em duas macrorregiões, a mais desenvolvida (Sul e Sudeste) e a menos desenvolvida (Norte, Nordeste e Centro Oeste), mostrando que, para a macrorregião mais desenvolvida, a posse de bens e taxa de mortos por agressão (impacto negativo e positivo nas perdas respectivamente) foram significativas para as perdas e a inadimplência, ou seja, haveria uma falta de atuação eficaz do Estado e de percepção da ilicitude, enquanto que na macrorregião menos desenvolvida, o modelo seguiu o padrão da regressão para o Brasil.

Urani *et al.* (2008) avaliaram os efeitos de fatores socioeconômicos e institucionais nas perdas não técnicas para a distribuidora Light com área de concessão no Rio de Janeiro por meio de dois modelos. Os resultados do primeiro revelaram que os fatores socioeconômicos taxa de óbito por agressão (indicador de violência), a falta de acesso adequado à água, o percentual de domicílios localizados em aglomerados subnormais (*proxy* da favelização), a densidade habitacional e o percentual de domicílios com ar condicionado apresentaram impacto positivo enquanto o percentual de empregadores (*proxy* do ambiente de negócios) impactou negativamente as PNT. No segundo modelo, a variável percentual de empregadores foi substituída pela taxa de cheques devolvidos como forma de demonstrar o grau de reputação dos indivíduos, apresentando novamente relação positiva da *proxy* do ambiente institucional com as perdas comerciais. Os autores concluem que a nota técnica 342/2008 da ANEEL não teria incorporado fatores importantes que impactariam as perdas comerciais no Rio de Janeiro. Os autores destacam que a parcela da renda despendida pelas famílias com energia elétrica no estado do Rio de Janeiro é a mais elevada de todo o Brasil, tendo o uso de ar condicionado e o peso do ICMS na tarifa como alguns dos motivos para tal.

Cruz e Ramos (2014) analisam o impacto das perdas comerciais de energia elétrica no Brasil através de um modelo para 33 distribuidoras entre 2000 e 2002 e outro modelo para 90 países no ano de 2002. O Brasil tem uma das tarifas de energia mais caras do mundo, sendo as perdas de energia elétrica um dos fatores, comprometendo o objetivo da ANEEL de garantir a modicidade tarifária. Nos modelos, os autores incorporaram fatores organizacionais da empresa, eficiência governamental, variáveis socioeconômicas e características técnicas dos sistemas elétricos. No modelo para as distribuidoras, há uma correlação positiva entre as perdas de energia e a violência, ou seja, a dificuldade de fiscalizar as áreas mais violentas gera uma sensação de impunidade nas pessoas e impacta no furto de energia. Observa-se também uma correlação negativa com o nível organizacional das empresas, a renda *per capita* e o percentual de clientes rurais. Ou seja, uma maior eficiência organizacional reduz as perdas. Já a renda *per capita* possui relação negativa com o furto, pois quanto menor a renda per capita, maior o peso das contas de energia no orçamento familiar e, assim, os indivíduos possuem maior propensão ao furto. O grau de ruralidade, por sua vez, apresenta relação negativa com os furtos, pois a cultura do povo rural inibe o furto de energia. No que tange ao modelo dos países, novamente encontrou-se uma correlação negativa com o grau de ruralidade e também com a eficiência do país, sendo os governos mais eficientes, ou seja, melhores em definir estratégias e na

fiscalização, os que possuem menos perdas de energia. A densidade de consumo também apresentou uma correlação negativa com as perdas, ou seja, quanto mais energo-intensivo o país, menores as perdas técnicas na transmissão. Como limitação do trabalho, os autores apontam a utilização do índice de perdas totais como variável dependente, e não de perdas comerciais somente, tendo em vista as dificuldades de análise das variáveis independentes, com impactos difusos nas perdas técnicas e não técnicas.

Com relação às metodologias para estimação e redução das perdas comerciais, Chauhan e Rajvanshi (2013) fazem uma revisão bibliográfica das tecnologias e métodos utilizados. Como medidas para reduzir essas perdas foram apontadas as melhorias nos medidores de energia com medidores automáticos que minimizam a chance de manipulação nesses leitores ou os medidores pré-pagos que ainda necessitam de melhorias para se tornarem tecnologias mais “amigáveis” aos usuários. Uma técnica bastante utilizada para detectar o furto de energia é o uso do *support vector machine* – SVM (NAGI *et al.*, 2010). Os autores também sugerem medidas para reduzir as perdas não técnicas como o uso de medidores e redes inteligentes, leis mais rígidas, descontos adicionais aos clientes dispostos a pagar as contas com antecedência, incentivos às equipes que fazem a inspeção no local para fortalecer a detecção dos furtos etc. Ademais, os autores reforçaram a importância de minimizar as perdas, pois os custos de construir uma nova usina de geração são superiores ao custo de investir em equipamentos para redução destas. Além disso, é necessário focar na redução das perdas comerciais, pois isto faz com que o custo da eletricidade seja reduzido e a eficiência das distribuidoras aumente.

Com relação às perdas não técnicas, são propostos na literatura muitos métodos para detecção e redução (BANDIM *et al.*, 2003; NAGI *et al.*, 2010; NAGI *et al.*, 2011; DEPURU, WANG e DEVABHAKTUNI, 2010a; DEPURU, WANG e DEVABHAKTUNI, 2011; DEPURU *et al.*, 2013; BUZAU *et al.*, 2020; LONG *et al.*, 2020; MASSAFERRO, MARTINO e FERNÁNDEZ, 2020). Baseados no caso brasileiro, Bandim *et al.* (2003) propuseram uma metodologia para identificar as perdas comerciais e as localidades com furtos de energia. Primeiramente, os autores apontam que os furtos, medidores que não funcionam corretamente e problemas no sistema de cobrança são os maiores causadores das perdas comerciais. Algumas medidas poderiam ser adotadas pelas distribuidoras como checar os procedimentos de cobrança - o que implica em manter a base de dados dos consumidores atualizada, demonstrando mudanças no padrão de consumo - e visitas regulares para checar possíveis problemas nos medidores dos consumidores. Pelo fato de as visitas serem muito custosas para a fiscalização de todo o mercado consumidor das distribuidoras, os autores propõem que sejam feitas seleções para uma inspeção mais direcionada prévia por meio de alguma metodologia. Para tanto, os autores propõem o sistema de medição de energia vigilante que consiste na instalação de um medidor central para observação próximo a terminais secundários ao transformador de distribuição, o qual registra a energia total consumida pelos n consumidores conectados. Feito isso, compara-se a quantidade de energia injetada nesse medidor central com os medidores de cada consumidor e, assim, é possível detectar os consumidores e regiões que estão cometendo fraudes.

Nagi *et al.* (2010) buscaram detectar e reduzir as perdas comerciais por meio do uso do método *support vector machine* (SVM), uma técnica baseada em inteligência artificial. Os autores aplicaram seu estudo para três cidades na península da Malásia. Utilizaram como base dados os históricos do consumo de energia em KWh de 186.968 clientes para o período de julho de 2006 a julho de 2008. Os autores chamaram o método desenvolvido de modelo de detecção de fraudes (*Fraud Detection Model* – FDM). O FDM consiste em utilizar o perfil de consumo dos clientes e atributos adicionais para identificar comportamentos anormais conhecidos por ser correlacionados com as perdas não técnicas. Desse modo, são construídas classes de clientes usadas para selecionar suspeitos potenciais para inspeção no local (perfis normais ou com fraudes) a partir da identificação de mudanças abruptas nos perfis de consumo, típico de atividades fraudulentas. O FDM aumentou a taxa de acerto de 3% para 60%, com subsequente redução dos custos operacionais das inspeções nos locais. Uma limitação do modelo recai sobre o fato de captar possíveis fraudes somente sobre comportamentos anormais de consumo dentro do período de análise. Caso o consumidor já furtasse energia antes do período analisado, o mesmo não sofre qualquer penalidade, afinal não seria detectado o comportamento anormal. Nagi *et al.* (2011) estenderam o modelo de FDM com a inclusão de um componente de SVM de conhecimento humano e experiência com o uso do *fuzzy inference system* – FIS. O trabalho foi inovador por ser o primeiro a usar o FIS para detectar fraudes e furto de

eletricidade nas distribuidoras. O FIS simula o raciocínio de especialistas, como engenheiros que detectam fraudes, e age como um tomador de decisão inteligente, reduzindo ainda mais a lista de clientes suspeitos com alta probabilidade de praticar fraudes. Os autores mostraram que a inteligência computacional da nova técnica superou a anterior, aumentando de 60% para 72% a taxa média de acerto na detecção. O método apresentado é ainda mais rentável para as distribuidoras identificarem e tomarem medidas para redução das perdas não-técnicas.

Depuru *et al.* (2010a; 2011) propõem medidas de mitigação das perdas comerciais através do uso de um controle externo à estação, medidores inteligentes, uso de gerador harmônico e filtro eletrônico. A proposta é de operação de um gerador harmônico com a introdução de um indesejado componente harmônico no alimentador de distribuição, comprometendo os equipamentos eletrônicos dos consumidores em situação ilegal. Se em determinado alimentador for detectada uma perda comercial acima de 5%, opera-se esse gerador harmônico e há uma punição para os consumidores ilegais, avisados previamente para regularizarem sua situação. Nesse sistema, os consumidores regulares seriam isolados da rede elétrica e protegidos dos danos aos seus eletrodomésticos. Além disso, os estudos propõem a implementação de medidores inteligentes que forneceriam dados do consumo de eletricidade imediato, além de dificultar a adulteração dos medidores. Depuru *et al.* (2011) fazem uma análise de custo-benefício dessa medida na Índia, mostrando que se a cada ano um bilhão de dólares fosse investido no sistema proposto, em 7 anos todo o sistema de distribuição indiano seria aprimorado, além de economizar aproximadamente 4 bilhões de dólares a cada ano através de consumidores que regularizariam sua situação. Outra medida técnica é proposta por Depuru *et al.* (2013) que, através da aplicação de algoritmos de Computação de Alto Desempenho (*High Performance Computing - HPC*) para detectar consumidores ilegais, acelera a análise dos dados, sem comprometê-los. Os algoritmos paralelizados para codificação dos dados de consumo de eletricidade tiveram sucesso em acelerar o processo de classificação, análise e detecção de consumidores ilegais, resultando em uma aceleração dos processos em 1,82 segundos, destacando que os resultados seriam ainda melhores com o uso de uma base de dados maior.

Buzau *et al.* (2020) propuseram uma solução para detecção das perdas comerciais em medidores inteligentes com o uso de Rede Neural Híbrida (*Hybrid Neural Network - HNN-NNTL*) que desenvolve recursos de autoaprendizagem para detectar perdas. O método usa uma rede de memória de longo prazo (*long short-term memory network - LSTM*), a qual analisa o histórico de consumo diário de eletricidade, e uma rede de perceptrons multicamada (*multi-layer perceptrons network - MLP*), que adiciona dados não-sequenciais, como a energia contratada e informações geográficas. O modelo híbrido com a integração desses dados não-sequenciais melhorou muito a performance do modelo de detecção. Este foi treinado e testado com os dados de medidores inteligentes da distribuidora Endesa, na Espanha. A precisão da metodologia na distribuidora para identificar os medidores com anomalias ou fraudes foi de 47% para novas inspeções a partir da lista de clientes gerada pelo modelo, sendo uma melhoria de 3,5 vezes na precisão com relação às inspeções anteriores. A solução se mostrou superior a outros métodos de classificação de ponta baseados em aprendizagem profunda (*deep learning*) como SVM, Regressão Logística e *Random Forest*.

Long *et al.* (2020) utilizaram uma combinação de algoritmos com orientação a dados para identificação de padrões anormais de perdas tanto técnicas quanto não técnicas na rede de distribuição. O método foi testado com os dados da distribuidora chinesa *Tianjin Electric Power Company*, no período de 1 de fevereiro de 2017 a 30 de abril de 2019. O primeiro passo foi a detecção dos alimentadores (*feeders*) de eletricidade anormais, através de algoritmos que utilizam dados diários da oferta de eletricidade e os valores de venda. Nessa etapa, o melhor resultado na detecção foi através do algoritmo de classificação SVM que superou a performance de outros algoritmos de *clustering*. Na segunda etapa, por meio de gráficos de controle, fez-se o monitoramento das flutuações das perdas dos alimentadores suspeitos para identificar o período de tempo anormal nos alimentadores com níveis de perdas anormais. Por fim, a localização dessas perdas anormais é identificada através da tecnologia de avaliação de risco, determinando conjuntamente a localidade e o período de tempo com anormalidades nas perdas. Um aspecto interessante e diferencial dessa abordagem é a possibilidade de identificar e distinguir as perdas técnicas e não técnicas anormais nas redes de distribuição, possibilitando as distribuidoras atuarem de forma mais assertiva para reduzir o nível de perdas.

Ferro *et al.* (2020) elaboraram uma ferramenta para detecção das PNT que ao mesmo tempo maximiza o retorno econômico, considerando a recuperação dos valores das perdas, e também o custo das inspeções. Foi utilizada uma estrutura de risco Bayesiano (*Bayesian risk framework*) e os dados de consumidores de Montevideú (Uruguai) para validação do método. Em Montevideú o problema das PNT é considerável, configurando 13% da energia distribuída. Os autores propõem uma solução com *machine learning* que utiliza os dados dos perfis de consumo e os custos das distribuidoras e resulta em um número ótimo de clientes para inspeções, fazendo uma lista prioritária para verificações que possa trazer um maior retorno econômico. Ou seja, as inspeções seriam definidas de acordo com o ganho econômico esperado *versus* o custo dessas inspeções. Os resultados mostraram que podem aumentar os lucros das empresas com o modelo, sendo uma medida altamente eficiente contra as perdas comerciais. O máximo de retorno recuperado pelo método, segundo o experimento feito, foi de 68,6% do valor de roubo de eletricidade, caso 33,5% dos consumidores fossem vistoriados. O algoritmo que obteve a melhor performance para o método proposto e os dados utilizados foi o *Random Forest*. Além disso, as soluções propostas superaram outros métodos sensíveis a custos estabelecidos: *Cost-Sensitive-Decision-Tree* (CSDT) e *Cost-Sensitive-Random-Patches* (CSRP). Também se mostraram mais eficientes computacionalmente.

Por meio desta breve revisão, é possível observar que a literatura busca identificar, como reduzir as perdas comerciais com vistas ao aumento das receitas das distribuidoras, melhoria da qualidade da oferta e uso eficiente dos recursos ambientais e energéticos. Neste sentido, em geral, a literatura aponta medidas de mitigação das perdas comerciais com foco na operação mais eficiente das distribuidoras, negligenciando os impactos sobre os consumidores e o PIB. Diante disso, o presente trabalho contribui para a literatura de economia da energia ao mensurar o impacto direto e indireto das perdas comerciais sobre o bem-estar dos consumidores, atividade produtiva e sobre o PIB brasileiro.

3. ASPECTOS METODOLÓGICOS E BASE DE DADOS

3.1 Metodologia de insumo-produto para mensurar os impactos econômicos diretos e indiretos das perdas comerciais de energia elétrica sobre o consumo das famílias e o PIB brasileiro

A estrutura analítica de insumo-produto, desenvolvida por Leontief (1941), fornece a descrição completa das interdependências ou interações (sobre as óticas de compra e venda) dos setores produtivos em determinado tempo e localidade (nação, região, estado) (MILLER e BLAIR, 2009). Segundo Leontief (1986, p. 5), “a análise de insumo-produto evidencia a interdependência geral da economia inteira de uma região, de um país ou do mundo como um único sistema e se propõe interpretar todas as suas funções em termos das propriedades específicas mensuráveis de sua estrutura produtiva”.

Diante disso, a análise de insumo-produto é amplamente utilizada na literatura para avaliar a importância de um setor produtivo sobre a economia, mensurar impactos diretos e indiretos e/ou a interdependência de um setor produtivo entre outras análises. Portanto, a análise de insumo-produto possui aderência no que tange à estimação dos impactos diretos e indiretos das perdas comerciais de energia elétrica sobre o consumo das famílias e o PIB brasileiro. Para tanto, será realizado um choque na demanda final das famílias cujos custos das perdas comerciais não seriam repassados simulando tarifas de energia elétrica mais módicas. A partir desta simulação, a renda disponível das famílias vai aumentar e estas podem modificar sua cesta de consumo demandando mais produtos, inclusive energia elétrica, permitindo verificar como este aumento de demanda impacta o PIB nacional.

O modelo de insumo-produto parte da hipótese de equilíbrio na qual a quantidade demandada é idêntica à quantidade produzida de bens e serviços. As premissas são as seguintes: (i) coeficiente tecnológico constante, (ii) retornos constantes de escala, (iii) demanda final definida exogenamente e (iv) preços rígidos. O modelo de insumo-produto de Leontief é uma adaptação da teoria de equilíbrio geral para o estudo empírico das inter-relações entre os vários setores de uma economia. Os fluxos inter-setoriais de bens e serviços de uma economia com n setores, determinados por fatores tecnológicos e econômicos, podem ser representados por meio do modelo de insumo-produto como segue (Leontief, 1965):

$$\begin{aligned} z_{11} + z_{12} + \dots + z_{1N} + y_1 &= X_1 \\ &\vdots \\ z_{671} + z_{672} + \dots + z_{6767} + y_{67} &= X_{67} \end{aligned} \tag{1}$$

Onde o vetor z representa as vendas intra e inter setoriais (linhas da matriz de insumo-produto) para os N setores da economia brasileira (67 setores). O vetor y representa a demanda final. A demanda final é composta pela formação bruta de capital fixo ($FBKF$), exportações (E), consumo do governo (G) e consumo das famílias (C) que, neste projeto, está aberto para os *decis* de renda (C_1, \dots, C_{10}). E, finalmente, X denota o valor bruto da produção (VBP) dos setores da economia. Reescrevendo a equação (1) em notação matricial, tem-se:

$$Z + Y = X \tag{2}$$

Onde: Z é uma matriz 67×67 que representa os coeficientes de relações intra e inter-setoriais mais conhecido na literatura como consumo intermediário; Y é um vetor 67×13 onde são denotados os componentes da demanda final da economia; por fim, X é um vetor 67×1 , onde os elementos representam o VBP dos setores.

A equação (2) pode ser representada em termos de uma matriz de coeficientes técnicos (A), conhecida como matriz de coeficientes diretos. A matriz A é definida como:

$$A = Z(\hat{X})^{-1} \tag{3}$$

Em que \hat{X} é a matriz diagonal de X e cada elemento da matriz de coeficientes diretos (A) é definido da seguinte forma:

$$a_{ij} = z_{ij}/x_j \tag{4}$$

Onde a_{ij} é chamado de razão de insumo-produto, coeficiente técnico ou coeficiente de requerimento direto. Cada elemento a_{ij} fornece informações sobre os efeitos diretos de uma variação exógena na demanda final. Por meio da equação (4), é possível verificar que a razão de coeficientes técnicos representa a relação fixa entre os insumos utilizados na produção e o total produzido por cada setor. A matriz A em um modelo de insumo-produto é ilustrada como segue:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & \dots & a_{167} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{671} & \dots & a_{6767} \end{bmatrix} \tag{5}$$

Na diagonal principal da matriz A são explicitados os coeficientes técnicos intra-setoriais enquanto que a diagonal secundária denota os coeficientes diretos inter-setoriais. Substituindo a equação (3) na equação (2), tem-se:

$$AX + Y = X \tag{6}$$

Rearranjando os termos na equação anterior, tem-se:

$$X = (I - A)^{-1}Y \tag{7}$$

Em que I é uma matriz identidade 67×67 , $(I - A)^{-1} = B$ é uma matriz 67×67 conhecida como matriz inversa de Leontief ou matriz de coeficientes diretos e indiretos.

No modelo, com o vetor de demanda final setorial é exógeno, conhecido e fixo, pode-se determinar o vetor de produção total setorial por meio da equação matricial chave do modelo de insumo-produto como segue:

$$X = BY \quad (8)$$

Este modelo básico de Leontief é classificado como de tecnologia baseada na indústria e com enfoque setor x setor. De forma desagregada, a Equação (8) pode ser reescrita como:

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_{67} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_{11} & \cdots & b_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{671} & \cdots & b_{6767} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_1 \\ \vdots \\ y_{67} \end{bmatrix} \quad (9)$$

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ \vdots \\ y_{67} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} FBKF_1 & E_1 & G_1 & C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} & C_{15} & C_{16} & C_{17} & C_{18} & C_{19} & C_{110} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ FBKF_{67} & E_{67} & G_{67} & C_{671} & C_{672} & C_{673} & C_{674} & C_{675} & C_{676} & C_{677} & C_{678} & C_{679} & C_{6710} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Substituindo a Equação (10) na Equação (9) tem-se:

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_{67} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_{11} & \cdots & b_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{671} & \cdots & b_{6767} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} FBKF_1 & E_1 & G_1 & C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} & C_{15} & C_{16} & C_{17} & C_{18} & C_{19} & C_{110} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ FBKF_{67} & E_{67} & G_{67} & C_{671} & C_{672} & C_{673} & C_{674} & C_{675} & C_{676} & C_{677} & C_{678} & C_{679} & C_{6710} \end{bmatrix} \quad (11)$$

Onde C_1 a C_{10} é o consumo das famílias do primeiro ao décimo decil de renda. Assim, como sistematizado pela Equação (9), o modelo de insumo-produto parte de um modelo de fluxos comerciais intra e inter-setoriais (consumo intermediário) para um modelo capaz de mensurar os impactos diretos e indiretos no VBP oriundos de choques exógenos da demanda final (Y).

Aqui o choque será especificado pela simulação de que a renda disponível das famílias tenha aumentado em decorrência de não arcarem com os custos das perdas comerciais na tarifa de energia elétrica. A construção do choque é formalizada da seguinte maneira:

$$CPCF = PC * Tarifa \quad (12)$$

Onde: $CPCF$ é o custo das perdas comerciais pagas pelas famílias; PC é a perda comercial em MWh e $Tarifa$ é a tarifa média de energia elétrica paga pelas famílias. De posse do $CPCF$, este será subtraído do gasto das famílias com energia elétrica e distribuído de acordo com o *share* de consumo de cada *decil* (C_1, \dots, C_{10}) para os demais setores resultando em uma nova matriz de gasto das famílias denominada \tilde{C} . \tilde{C} é uma matriz 67×10 que denota a nova cesta de consumo das famílias caso as mesmas não arcassem com os custos das perdas comerciais. Desta forma, após o choque, a Equação (8) torna-se:

$$\tilde{X} = B\tilde{Y} \quad (13)$$

Onde a matriz de demanda final que comporta \tilde{C} passa a ser denotada por \tilde{Y} . A Equação 13 pode ser escrita de forma similar à Equação 11 como:

$$\begin{bmatrix} \tilde{x}_1 \\ \vdots \\ \tilde{x}_{67} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_{11} & \cdots & b_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{671} & \cdots & b_{6767} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} FBKF_1 & E_1 & G_1 & \tilde{C}_{11} & \tilde{C}_{12} & \tilde{C}_{13} & \tilde{C}_{14} & \tilde{C}_{15} & \tilde{C}_{16} & \tilde{C}_{17} & \tilde{C}_{18} & \tilde{C}_{19} & \tilde{C}_{110} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ FBKF_{67} & E_{67} & G_{67} & \tilde{C}_{671} & \tilde{C}_{672} & \tilde{C}_{673} & \tilde{C}_{674} & \tilde{C}_{675} & \tilde{C}_{676} & \tilde{C}_{677} & \tilde{C}_{678} & \tilde{C}_{679} & \tilde{C}_{6710} \end{bmatrix} \quad (14)$$

Subtraindo a Equação (14) da Equação (11), encontram-se os impactos diretos e indiretos oriundos do aumento da renda disponível das famílias devido a tarifas mais módicas, ou seja, quando custo das perdas comerciais não é repassado na tarifa paga pelas famílias.

$$\Delta X = \Delta VBP = \tilde{X} - X \quad (15)$$

A equação (15) de forma desagregada é a equação chave do projeto capaz de alcançar o objetivo deste estudo e é esquematizada como segue:

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \vdots \\ \Delta x_{67} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_{11} & \cdots & b_{167} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{671} & \cdots & b_{6767} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} FBKF_1 & E_1 & G_1 & \Delta C_{11} & \Delta C_{12} & \Delta C_{13} & \Delta C_{14} & \Delta C_{15} & \Delta C_{16} & \Delta C_{17} & \Delta C_{18} & \Delta C_{19} & \Delta C_{110} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ FBKF_{67} & E_{67} & G_{67} & \Delta C_{671} & \Delta C_{672} & \Delta C_{673} & \Delta C_{674} & \Delta C_{675} & \Delta C_{676} & \Delta C_{677} & \Delta C_{678} & \Delta C_{679} & \Delta C_{6710} \end{bmatrix} \quad (16)$$

Caso a ΔX seja positiva, demonstra que políticas públicas que visem mitigar as perdas comerciais reduzindo a tarifa de energia elétrica pagas pelas famílias são capazes de aumentar o PIB nacional e, conseqüentemente, o bem estar das famílias quebrando o ciclo vicioso de aumento das perdas comerciais² no Setor Elétrico Brasileiro.

3.2. Base de Dados

Este trabalho utilizará como base de dados as contas nacionais brasileiras para o ano de 2015 disponibilizadas pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) na forma de matriz de insumo-produto (MIP). A matriz está desagregada em 127 produtos e 67 setores. Com o objetivo de desagregar o vetor de consumo das famílias por *decis* de renda, os 127 produtos foram compatibilizados com a pesquisa de orçamento familiar 2008-2009 (POF 2008-2009) disponibilizada no banco de dados do Sidra, também do IBGE. A desagregação e a compatibilização da MIP e da POF 2008-2009 foi baseada na metodologia proposta por Abreu (2015).

Compatibilizados os produtos das contas nacionais brasileiras das tabelas de recursos de bens e serviços (tabela 1), usos de bens e serviços (tabela 2) e oferta e demanda da produção nacional (tabela 3) com os produtos da POF, foi adotado o procedimento padrão de organização dos dados para obtenção da matriz de insumo-produto. A MIP resultante possui tecnologia setor x setor e está disposta em 67 setores produtivos para o ano de 2015 com o vetor de demanda das famílias desagregado para os *decis* de renda. Como a MIP de 2015 foi construída considerando a estrutura produtiva brasileira para o ano de 2010, é válida a compatibilização com a POF de 2008-2009. Ademais, o fato de as bases utilizadas no estudo serem as mais atualizadas disponíveis nos órgãos oficiais brasileiros trazem confiabilidade à análise empreendida.

Com o objetivo de mensurar o custo das perdas comerciais pagas pelas famílias (*CPCF*), este trabalho utilizou as perdas comerciais reguladas, pois estas são repassadas à tarifa no momento da revisão tarifária. Segundo ANEEL (2019), o percentual médio das perdas comerciais reguladas na baixa tensão foi de 10,5% da energia injetada na rede no ano de 2015. De modo a encontrar a perda não técnica no setor residencial, aplicou-se o percentual de 10,5% sobre o total de energia consumida no setor residencial cujo montante de 118.691.434,80 MWh é o valor disponibilizado pelo sistema de apoio a decisão da ANEEL (SAD/ANEEL). Com isso, a perda comercial de 12.462.600,65 MWh do setor residencial foi multiplicada pelo valor médio da tarifa de fornecimento com impostos (R\$ 625,24 (SAD/ANEEL)), resultando em um *CPCF* de R\$ 7,8 bilhões.

Para construir o choque, o valor de R\$ 7,8 bilhões foi subtraído do consumo total das famílias no setor de energia elétrica, sendo redistribuído na cesta de consumo de cada família de acordo com proporção de consumo de cada setor produtivo. A partir disso, foi implementada a metodologia proposta na subseção anterior.

4. RESULTADOS

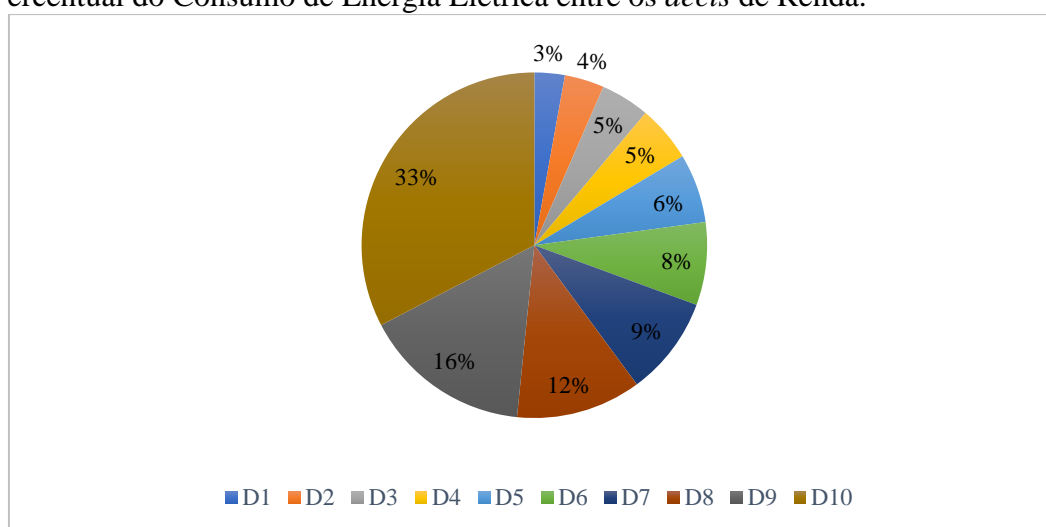
A partir de 2005, o Brasil experimentou um processo de mobilidade social em virtude do crescimento da renda, o que ocasionou um aumento da demanda por bens e serviços. Direta ou indiretamente, esse processo afetou o consumo energético das famílias. Conforme IBGE (2014a; 2014b),

² O ciclo vicioso das perdas comerciais está esquematizado no Anexo 1.

os bens e serviços mais impactados foram eletricidade, transporte e eletrodomésticos. O consumo de eletricidade da classe residencial, por exemplo, passou de 82,644 GWh em 2005 para 131,190 GWh em 2015, representado um aumento de 59% no período. Em 2005, o consumo do setor residencial representava 24% do consumo total de eletricidade passando para 28% em 2015, revelando que, apesar da classe residencial continuar sendo a segunda maior demandante de eletricidade, o setor tem se tornado mais intensivo no uso de energia elétrica. Além da melhoria da renda das famílias, este aumento da demanda da classe residencial pode ser explicado pelo atendimento da demanda reprimida (Programa Luz para todos), facilidade no financiamento de produtos e política de transferência de renda além da maior propensão nos centros urbanos de desempenhar atividades profissionais e de lazer nas residências (SCHAEFFER, 2003).

Sendo o uso final de eletricidade nos domicílios uma função dos equipamentos eletroeletrônicos e *proxy* para mensurar o desenvolvimento, é possível perceber que o consumo de eletricidade ainda é muito desigual no Brasil quando analisada a participação do consumo nos *decis* de renda. Como pode ser observado na Figura 1, as famílias mais pobres - até o quinto decil de renda - consomem 23% enquanto as famílias mais ricas - último decil de renda - consomem 34% da energia total consumida pelas famílias.

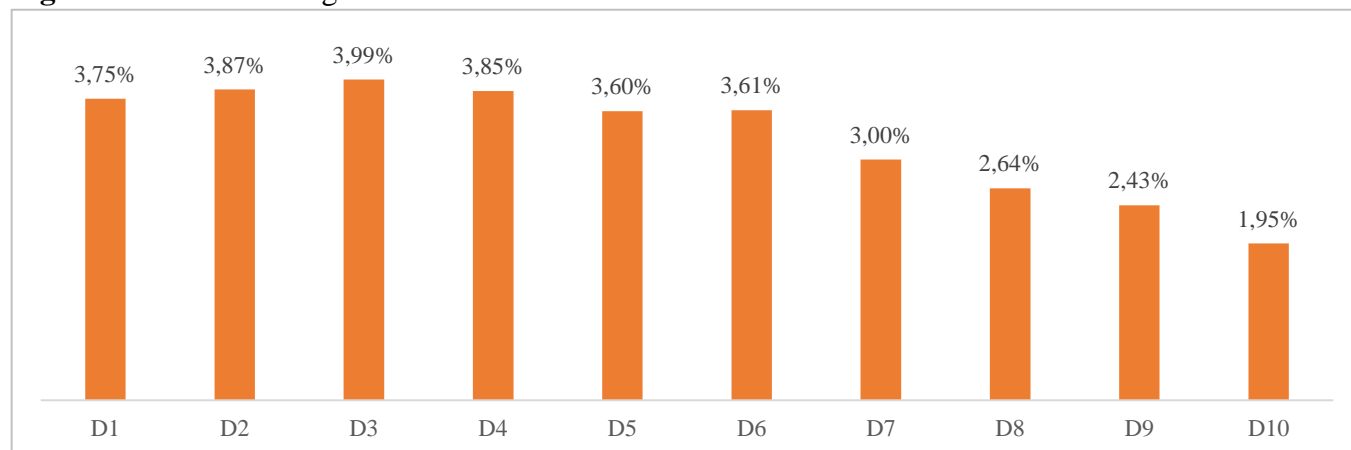
Figura 1- Percentual do Consumo de Energia Elétrica entre os *decis* de Renda.



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da MIP.

Além do consumo desigual entre as classes de renda, também há diferença substancial entre as famílias com relação ao peso da energia elétrica no orçamento das famílias. Nas famílias mais pobres, a eletricidade equivale a, aproximadamente, 3,7% na cesta de consumo enquanto nas famílias mais ricas, este peso é, em média, de 2,3% (ver Figura 2).

Figura 2 – Peso da energia elétrica na cesta de consumo das famílias.



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da matriz insumo-produto de 2015 do IBGE.

Desse modo, aumentos tarifários de energia elétrica impactam mais o bem-estar das famílias de classe mais baixas do que famílias mais abastadas. Isto revela que, ainda que tenha ocorrido uma melhoria social na última década concomitantemente às políticas de atendimento à demanda reprimida no Brasil, apesar de consumirem menos da metade da energia consumida pelas famílias mais ricas, as famílias mais pobres fazem um esforço financeiro substancialmente maior para arcarem com os custos de uso de eletricidade e, com isso, deixam de consumir outros bens e serviços. Neste sentido, o repasse das PNT previstos nos processos de ajuste tarifário anual e de revisão tarifária impactam mais significativamente as famílias de classes mais baixas. Estas famílias são as que possuem piores habitações, produtos menos eficientes e mais vulneráveis ao desemprego, fatores socioeconômicos apontados como indutores das PNT (Araújo, 2007; Urani *et al.*, 2008; Depuru *et al.*, 2010b; Gaur e Gupta, 2016).

Como assinalado por Depuru *et al.* (2011) e Depuru *et al.* (2013), a elevada taxa de desemprego e o fraco desempenho econômico do país, as condições socioeconômicas do consumidor e o valor da tarifa são preponderantes para a elevação das perdas comerciais. Sabendo que as famílias em piores condições socioeconômicas e com maior taxa de desemprego são aquelas que se encontram nos *decis* de renda mais baixos, em que a energia tem maior peso na cesta de consumo, é factível indagar que a política tarifária atual ao repassar, em média, 3% dos custos oriundos das perdas entre 2008 e 2015, pode gerar um ciclo vicioso de aumento dos roubos e fraudes nestas classes de renda. Como as leis antifurto e outras punições no Brasil não são juridicamente operacionais, ressalta-se que, uma vez que o consumidor faz o “investimento” em alguma forma de furto de eletricidade, dificilmente o mesmo possui incentivo a retornar para o consumo regular. Neste sentido, a atual política regulatória das PNT leva a um ciclo vicioso no SEB impactando distribuidoras, Governo e os consumidores regulares, conforme pode ser observado no Anexo 1.

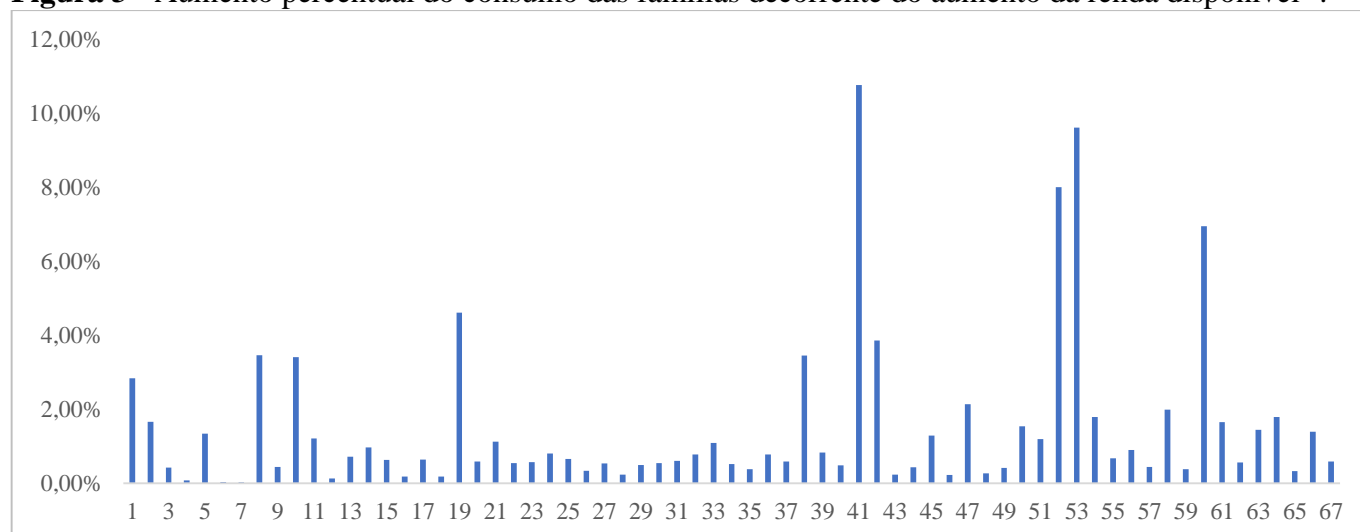
Parte das PNT são recompostas pelos consumidores regulares que arcam com o rateio dessas perdas de energia, em prejuízo da modicidade tarifária (ANEEL, 2008), reduzindo a renda disponível dos consumidores e, conseqüentemente, seu bem-estar. Diante disso, torna-se interessante mensurar os impactos diretos e indiretos dos repasses tarifários das perdas comerciais de energia elétrica sobre o consumo das famílias e sobre o PIB brasileiro no setor residencial, mercado de baixa tensão. No ano de 2015, o custo das perdas comerciais pagas pelas famílias (*CPCF*) foi da ordem de R\$ 7,8 bilhões. Caso as famílias não destinassem este valor ao pagamento de energia elétrica, poderiam utilizar este recurso para consumir bens e serviços, inclusive energia elétrica, gerando um impacto direto e indireto sobre o PIB brasileiro de R\$ 12,9 bilhões. Este resultado revela que o PIB brasileiro deixou de crescer R\$ 5,1 bilhões em virtude das PNT. Como no Brasil os limites regulatórios das PNT estipulados pela ANEEL compõem a parcela A do repasse tarifário de energia elétrica, as distribuidoras devem ser remuneradas por estes custos. Este mecanismo faz com que as distribuidoras sejam remuneradas pelas PNT até o limite regulatório, o que induz as concessionárias a encontrar formas de reduzir as perdas em seus mercados para equilibrar seu ambiente econômico-financeiro. Contudo, a introdução de novas tecnologias visando a redução das PNT na área de concessão leva a um aumento do investimento realizado (CAPEX) pelas distribuidoras, implicando também em aumento das tarifas via parcela B. Conforme aponta Araújo (2007), o processo de revisão tarifária tem como premissa que os investimentos deverão ser reconhecidos nas tarifas. Desta forma, é plausível afirmar que a tarifa de energia paga pelo consumidor regular sofre impacto tanto das PNT reguladas quanto do aumento do CAPEX para reduzir estas perdas.

Neste sentido, somente o repasse das PNT e o aumento da eficiência em gerenciar as perdas impostos pela ANEEL às distribuidoras podem ser falhos para mitigar as PNT, principalmente em áreas com Severas Restrições à Operação, visto que ambos levam ao aumento da tarifa (ARAÚJO, 2007). Uma alternativa para mitigar os custos das PNT na tarifa de eletricidade brasileira, uma das mais elevada do mundo, é repassar ao consumidor regular a diferença entre o *CPCF* e o impacto indireto no PIB. Sabendo que o custo das PNT para as distribuidoras foi de R\$ 7,8 bilhões e o impacto indireto no PIB (valor líquido) foi de R\$ 5,1 bilhões, é possível inferir que se os repasses tarifários fossem da ordem de R\$ 2,7 bilhões, o PIB brasileiro se manteria constante, as distribuidoras seriam remuneradas e o SEB apresentaria uma tarifa de energia elétrica mais módica. Com base neste resultado, medidas de mitigação das perdas comerciais que não impactem substancialmente a tarifa de energia elétrica são mais custo-efetivas no combate às perdas comerciais, mais equitativas para a sociedade e mais benéficas para economia como um todo. Tais medidas

são capazes de aumentar a modicidade tarifária, aumentar a utilidade das famílias, garantir as receitas das distribuidoras e aumentar o PIB brasileiro.

A Figura 3 mostra o impacto do aumento da renda disponível no orçamento das famílias nos 67 setores produtivos brasileiros. Os dez setores mais beneficiados com o exercício realizado neste trabalho foram: Comércio por atacado e varejo (41); Atividades imobiliárias (53); Intermediação financeira, seguros e previdência complementar (52); Refino de petróleo e coquerias (19); Transporte terrestre (42); Abate e produtos de carne, inclusive os produtos do laticínio e da pesca (8); Energia elétrica, gás natural e outras utilidades (38); Outros produtos alimentares (10); Agricultura, inclusive o apoio à agricultura e a pós-colheita (1) e Alimentação (47).

Figura 3 - Aumento percentual do consumo das famílias decorrente do aumento da renda disponível ³.



Fonte: Elaboração própria.

Este resultado indica que o aumento da renda disponível induziria o aumento da demanda das famílias pelos setores de serviços, transporte e alimentação, elevando o bem-estar dos consumidores. Importante lembrar que tais setores possuem um alto multiplicador de produção, renda e emprego, o que retroalimentaria um círculo virtuoso na economia. Isso demonstra que o ônus das perdas comerciais, além de impactar a receita das distribuidoras e a arrecadação do governo, também recai sobre a redução do poder de compra dos consumidores, impactando substancialmente a demanda pelos demais setores da economia brasileira. Portanto, encontrar alternativas para mitigar as PNT que proporcionem modicidade tarifária é, em última instância, reduzir as disparidades sociais gerando desenvolvimento econômico ao País

5. CONCLUSÕES E IMPLICAÇÕES POLÍTICAS

Este trabalho teve como objetivo estimar os impactos diretos e indiretos das perdas comerciais sobre o consumo das famílias e o PIB brasileiro. Para tanto, foi utilizada a metodologia de insumo-produto com a matriz do IBGE de 2015 para 67 setores. Através da desagregação do consumo das famílias pelos *decis* de renda, observou-se que o peso do setor de energia elétrica, gás natural e outras concessionárias é maior no orçamento das famílias de renda mais baixa, apesar de consumirem somente 23% no total de eletricidade da classe residencial.

Os resultados revelaram que a redistribuição do custo de R\$ 7,8 bilhões referente às PNT na cesta de consumo das famílias geraria aumento, direto e indireto, de R\$ 12,9 bilhões sobre o PIB, cujo impacto líquido seria de R\$ 5,1 bilhões. Este valor representa 65,4% do montante total das PNT reguladas repassadas às tarifas de eletricidade. Sendo assim, somente 34,6% deveriam ser efetivamente repassadas às tarifas, isto é, em vez de R\$ 7,8 bilhões, seriam repassados R\$ 2,7 bilhões relativos às PNT, implicando em modicidade tarifária. Diferentemente dos trabalhos anteriores, este estudo realizou um exercício pioneiro buscando mostrar que medidas de redução das PNT mais justas e equitativas para os consumidores implicariam em

³ O Anexo 2 explicita os 67 setores produtivos brasileiros da Matriz Insumo Produto 2015 - IBGE.

tarifas mais módicas. Tarifa menor aumenta a renda disponível destas famílias para consumir outros produtos e, até mesmo eletricidade, possibilitando a redução dos roubos, fraudes e a inadimplência decorrente do alto custo da eletricidade no orçamento destas famílias. A premissa por trás deste argumento recai sobre o fato de que tarifas menores incentivarão a regularização do consumo de energia elétrica visando um serviço de melhor qualidade.

Para os consumidores de renda mais baixa, a ampliação das tarifas sociais, políticas que visem a substituição dos eletroeletrônicos por produtos mais eficientes e a introdução de fontes renováveis de energia nas áreas com severas restrições à operação são mais eficazes para reduzir o percentual de perdas comerciais no mercado de baixa tensão brasileiro. Atualmente o consumidor regular arca parcialmente pela fraude e furto de energia com, em média, 3% do valor da tarifa, uma vez que a ANEEL reconhece valores regulatórios eficientes. Portanto, a adoção de estratégias das distribuidoras para identificação de roubos e fraudes e de valores regulatórios eficientes devem estar atreladas a uma política de tarifas mais módicas e políticas alternativas de inclusão social para serem capazes de reduzir substancialmente o percentual de perdas comerciais na classe residencial.

Desta forma, acredita-se que seja possível reverter o ciclo vicioso de aumento das perdas comerciais levando o setor elétrico a alcançar as diretrizes do atual modelo regulatório de universalização da oferta, segurança do sistema e modicidade tarifária. Ademais, seria possível aumentar a capacidade das distribuidoras em fazer novos investimentos, melhorar a qualidade da oferta, reduzir a probabilidade de apagões e oscilações nos horários de pico de carga e, por fim, diminuir o desperdício de recursos ambientais e energéticos. O Governo também seria beneficiado com a política proposta, uma vez que pode aumentar suas receitas por meio da maior arrecadação de impostos decorrente do aumento do número de consumidores regulares conectados à rede.

Agradecimentos: Os autores agradecem o apoio financeiro do CNPq no âmbito do Chamada Universal MCTIC/CNPq n.º 28/2018 e do PIBIC 2019. Agradecem também a Capes no âmbito da bolsa de mestrado DS/Capes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, M.W.; Análise do Consumo de Energia Direta e Indireta das Famílias Brasileiras por Faixa de Renda. Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE/UFRJ. 2015.

ALAM, M.S.; KABIR, E.; RAHMAN, M.M.; CHOWDHURY, M.A.K. Power sector reform in Bangladesh: Electricity distribution system, Energy, vol. 29, pp. 1773–1783, 2004.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015. Entendendo a Tarifa – O que é a Parcela B? Disponível em: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/parcela-b/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 14 jul. 2020.

ANEEL, 2016. Entendendo a Tarifa – Entenda a Parcela A. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/parcela-a/654800?inheritRedirect=false#:~:text=A%20Parcela%20A%20envolve%20os,vontade%20ou%20gest%C3%A3o%20da%20distribuidora. Acesso em: 14 jul. 2020.

ANEEL, 2019. Relatório Perdas de Energia Elétrica na Distribuição – Edição 01/2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia+%E7%A3o+1-2019-02-07.pdf/d7cc619e-0f85-2556-17ff-f84ad74f1c8d>. Acesso em: 18 set. 2019.

ANEEL (2008). Nota Técnica nº 342 de 11 de março de 2008. Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica: Segundo Ciclo de Revisão Tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Nota%20T%C3%A9cnica%20342%20-%20Perdas%20N%C3%A3o%20T%C3%A9cnicas.pdf>. Acesso em: 16 jul. 2020.

ARAUJO, A. C. M. Perdas e Inadimplência na Atividade de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. Tese (doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético do Instituto Alberto Luiz

Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE) da Universidade Federal do Rio De Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

BANDIM, C. J.; ALVES Jr., J. E. R.; PINTO Jr., A. V.; SOUZA, F. C.; LOUREIRO, M. R. B.; MAGALHÃES, C. A.; GALVEZ-DURAND, F. Identification of Energy Theft and Tampered Meters Using a Central Observer Meter: A Mathematical Approach. Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE, p. 163-168, 2003.

BUZAU, M. M.; AGUILERA, J. T.; ROMERO, P. C.; EXPÓSITO, A. G. Hybrid Deep Neural Networks for Detection of Non-Technical Losses in Electricity Smart Meters. IEEE Transactions on Power Systems, v. 35, n. 2, mar-2020.

CHAUHAN, A.; RAJVANSHI, S. Non-Technical Losses in Power System: A Review. International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC), p. 558-561, 2013.

CRUZ, K. E. A.; RAMOS, F. de S. Impacto de variáveis socioeconômicas sobre as perdas comerciais de energia elétrica. Revista Brasileira de Economia de Empresas, v. 2, p. 31-52, 2014.

DAVIDSON, I. E. Evaluation and effective management of nontechnical losses in electrical power networks, in Proc. 6th Africon Conf. Africa, Oct. 2–4, 2002, vol. 1, pp. 473–477.

DEPURU, S. S. S. R.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V. A Conceptual Design Using Harmonics to Reduce Pilfering of Electricity. IEE PES General Meeting, Minneapolis, Minnesota, jul-2010a.

DEPURU, S. S. S. R.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V.; GUDI, N. Measures and Setbacks for Controlling Electricity Theft. In: Proc. IEEE North American power symposium, Arlington, TX; 2010b.

DEPURU, S. S. S. R.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V. Electricity theft: Overview, issues, prevention and a smart meter based approach to control theft. Energy Policy, v. 39, p. 1007–1015, 2011.

DEPURU, S. S. S. R.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V.; GREEN, R. C. High performance computing for detection of electricity theft. Electrical Power and Energy Systems, v. 47, p. 21-30, 2013.

FRANCISCO, C.M. Connecting renewable power plant to the Brazilian transmission power system [dissertation]. Washington (DC): The George Washington University, 2012.

GAUR, V.; GUPTA, E. The determinants of electricity theft: An empirical analysis of Indian states. Energy Policy, v. 93, p. 127-136, 2016.

HUBACK, V. B. S. Medidas ao Combate a Perdas Elétricas Não Técnicas em Áreas com Severas Restrições à Operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação (mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE) da Universidade Federal do Rio De Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. 2014a. Pesquisa de Orçamentos Familiares 2002-2003. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/xml/pof_2002_2003.shtm.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. 2014b. Pesquisa de Orçamentos Familiares 2008-2009. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/xml/pof_2008_2009.shtm.

JAMIL, F. Electricity theft among residential consumers in Rawalpindi and Islamabad. Energy Policy, v. 123, p. 147-154, 2018.

JAMIL, F.; AHMAD, E. Policy considerations for limiting electricity theft in the developing countries. Energy Policy, v. 129, p. 452-458, 2019.

JIANG, R.; TAGARIS, H.; LACHSZ, A.; JEFFREY, M. Wavelet based feature extraction and multiple classifiers for electricity fraud detection, in Proc. IEEE/Power Eng. Soc. Transmission and Distribution Conf. Exhibit. Asia Pacific, Oct. 6–10, 2002, vol. 3, pp. 2251–2256.

LEONTIEF, W. The Structure of American Economy, 1919–1929. Cambridge: Harvard University Press, MA, 1941.

LEONTIEF, W. “A Análise de Insumo-Produto”. A Economia do Insumo-Produto. São Paulo: Abril Cultural, 1965.

LEONTIEF, W. A economia do insumo-produto. 2.ed. São Paulo: Nova Cultural, 226p, 1986.

LIGHT. Contribuição à Audiência Pública nº 089/2013: Perdas Não Técnicas. Rio de Janeiro: 2013.

LONG, H. CHEN, C.; GU, W.; XIE, J.; WANG, Z.; LI, G. A Data-Driven Combined Algorithm for Abnormal Power Loss Detection in the Distribution Network. IEEE Access, v. 8, p. 24675-24686, 2020.

MASSAFERRO, P.; MARTINO, J. M. Di.; FERNÁNDEZ, A. Fraud Detection in Electric Power Distribution: An Approach That Maximizes the Economic Return. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 35, n. 1, jan-2020.

MESSINIS, G. M.; HATZIARGYRIOU, N. D.. Review of non-technical loss detection methods. *Electric Power Systems Research*, v. 158, p.250-266, 2018.

MILLER, R.E.; BLAIR, P.D. *Input-output analysis: foundations and extensions*. Cambridge: Cambridge University Press, 2nd ed, 750 p., 2009.

MONTOYA, M. A.; PASQUAL, C. A.; LOPES, R. L.; GUILHOTO, J. J. M. *As Relações Intersetoriais do Setor Energético no Crescimento da Economia Brasileira: Uma Abordagem Insumo-Produto*. NEREUS, Texto para Discussão, 2013.

NAGI, J.; YAP, K.S.; TIONG, S. K.; AHMED, S. K.; MOHAMAD, M. Nontechnical Loss Detection for Metered Customers in Power Utility Using Support Vector Machines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 25, n. 2, p. 1162-1171, abr. 2010

NAGI, J.; YAP, K. S.; TIONG, S. K.; AHMED, S. K.; NAGI, F. Improving SVM-Based Nontechnical Loss Detection in Power Utility Using the Fuzzy Inference System. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 2, abr. 2011.

NAVANI, J. P.; SHARMA, N. K., SAPRA, S. Technical and Non-Technical Losses in Power System and Its Economic Consequence in Indian Economy. *International Journal of Electronics and Computer Science Engineering*, v. 1, n. 2, mar. 2012.

NIZAR, A.H.; DONG, Z.Y.; WANG, Y. Power utility nontechnical loss analysis with extreme learning machine model,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 946–955, Aug. 2008.

OBAFEMI, F. N.; IFERE, E. O. Non-Technical Losses, Energy Efficiency and Conservative Methodology in the Electricity Sector of Nigeria: The Case of Calabar, Cross River State. *International Journal of Energy Economics and Policy*, v. 3, n. 2, p.185-192, 2013.

PIRES, J.C.L. *The Reform Process within the Brazilian Electricity Sector*. BNDES/PNUD, Brasília-DF, 1999, Available at http://www,bndes.gov,br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_en/Galerias/Download/studies/studie01, pdf, 1999.

SCHAEFFER, R.; COHEN, C.; ALMEIDA, M. A.; ACHÃO, C.C.; CIMA, F. M. *Energia e Pobreza: Problemas de Desenvolvimento Energético e Grupos Sociais Marginais em Áreas Rurais e Urbanas do Brasil*. Unidad de Recursos Naturales e Infraestructura de La Comisión Económica para America Latina y el Caribe (Cepal), Naciones Unidas, Santiago de Chile, 2003.

SMITH, T.B. Electricity theft - comparative analysis. *Energy Policy* 32, 2067–2076, 2004.

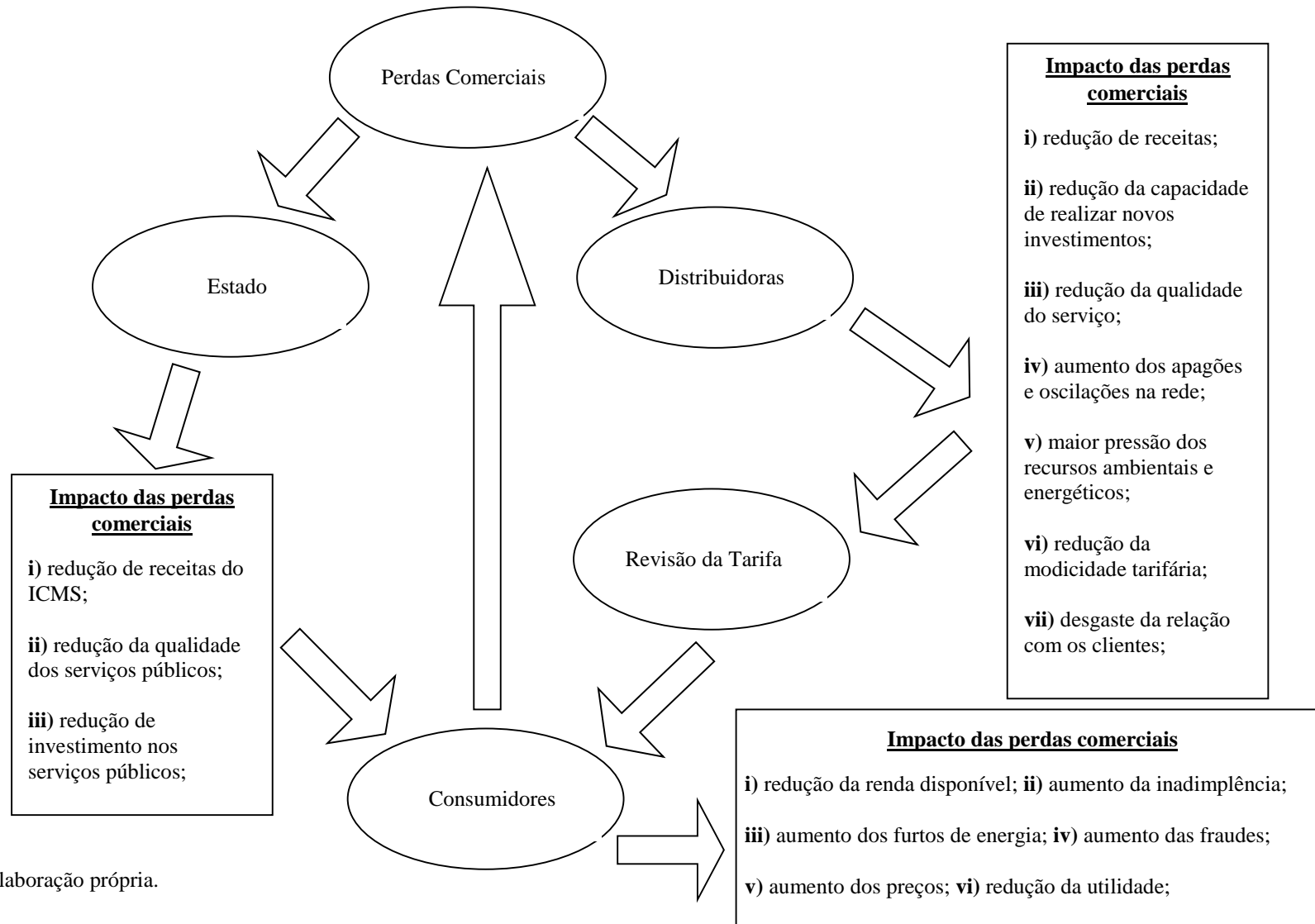
SOUZA, F.C.; LEGEY, L.F.L. Dynamics of risk management tools and auctions in the second phase of the Brazilian Electricity Market reform. *Energy Policy*. 2010;38:1715-33.

TASDOVEN, H.; FIEDLER, B. A.; GARAYEV, V. Improving electricity efficiency in Turkey by addressing illegal electricity consumption: A governance approach. *Energy Policy*, v. 43, p. 226-234, 2012.

URANI, A.; FONTES, A.; FRANCO, S. Efeito do ambiente socioeconômico sobre as perdas não técnicas na distribuição de energia elétrica: Estudo realizado para a Light. Instituto de Estudos do Trabalho e Sociedade, Rio De Janeiro, abr-2008.

YAKUBU, O.; BABU, N.; ADJEL, O. Electricity theft: Analysis of the underlying contributory factors in Ghana. *Energy Policy*, v. 123, p. 611-618, 2018.

Anexo 1 - Resumo esquemático do ciclo vicioso das perdas comerciais no setor elétrico brasileiro no âmbito das distribuidoras, consumidores e governo.



Fonte: Elaboração própria.

Anexo 2 – Setores Produtivos Brasileiros da Matriz Insumo Produto 2015 – IBGE

Nº Setor – Código da Atividade	Nome do Setor	Nº Setor – Código da Atividade	Nome do Setor
1 – 0191	Agricultura, inclusive o apoio à agricultura e a pós-colheita	35 – 3000	Fabricação de outros equipamentos de transporte, exceto veículos automotores
2 – 0192	Pecuária, inclusive o apoio à pecuária	36 – 3180	Fabricação de móveis e de produtos de indústrias diversas
3 – 0280	Produção florestal; pesca e aquicultura	37 – 3300	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos
4 – 0580	Extração de carvão mineral e de minerais não metálicos	38 – 3500	Energia elétrica, gás natural e outras utilidades
5 – 0680	Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	39 – 3680	Água, esgoto e gestão de resíduos
6 – 0791	Extração de minério de ferro, inclusive beneficiamentos e a aglomeração	40 – 4180	Construção
7 – 0792	Extração de minerais metálicos não ferrosos, inclusive beneficiamentos	41 – 4580	Comércio por atacado e varejo
8 – 1091	Abate e produtos de carne, inclusive os produtos do laticínio e da pesca	42 – 4900	Transporte terrestre
9 – 1092	Fabricação e refino de açúcar	43 – 5000	Transporte aquaviário
10 – 1093	Outros produtos alimentares	44 – 5100	Transporte aéreo
11 – 1100	Fabricação de bebidas	45 – 5280	Armazenamento, atividades auxiliares dos transportes e correio
12 – 1200	Fabricação de produtos do fumo	46 – 5500	Alojamento
13 – 1300	Fabricação de produtos têxteis	47 – 5600	Alimentação
14 – 1400	Confecção de artefatos do vestuário e acessórios	48 – 5800	Edição e edição integrada à impressão
15 – 1500	Fabricação de calçados e de artefatos de couro	49 – 5980	Atividades de televisão, rádio, cinema e gravação/edição de som e imagem
16 – 1600	Fabricação de produtos da madeira	50 – 6100	Telecomunicações
17 – 1700	Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	51 – 6280	Desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação
18 – 1800	Impressão e reprodução de gravações	52 – 6480	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar
19 – 1991	Refino de petróleo e coquerias	53 – 6800	Atividades imobiliárias
20 – 1992	Fabricação de biocombustíveis	54 – 6980	Atividades jurídicas, contábeis, consultoria e sedes de empresas
21 – 2091	Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros	55 – 7180	Serviços de arquitetura, engenharia, testes/análises técnicas e P & D
22 – 2092	Fabricação de defensivos, desinfestantes, tintas e químicos diversos	56 – 7380	Outras atividades profissionais, científicas e técnicas
23 – 2093	Fabricação de produtos de limpeza, cosméticos/perfumaria e higiene pessoal	57 – 7700	Aluguéis não imobiliários e gestão de ativos de propriedade intelectual
24 – 2100	Fabricação de produtos farmoquímicos e farmacêuticos	58 – 7880	Outras atividades administrativas e serviços complementares
25 – 2200	Fabricação de produtos de borracha e de material plástico	59 - 8000	Atividades de vigilância, segurança e investigação
26 – 2300	Fabricação de produtos de minerais não metálicos	60 – 8400	Administração pública, defesa e seguridade social
27 – 2491	Produção de ferro gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	61 – 8591	Educação pública
28 – 2492	Metalurgia de metais não ferrosos e a fundição de metais	62 – 8592	Educação privada
29 – 2500	Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos	63 – 8691	Saúde pública
30 – 2600	Fabricação de equipamentos de informática, produtos eletrônicos e ópticos	64 – 8692	Saúde privada
31 – 2700	Fabricação de máquinas e equipamentos elétricos	65 – 9080	Atividades artísticas, criativas e de espetáculos
32 – 2800	Fabricação de máquinas e equipamentos mecânicos	66 – 9480	Organizações associativas e outros serviços pessoais
33 – 2991	Fabricação de automóveis, caminhões e ônibus, exceto peças	67 - 9700	Serviços domésticos
34 – 2992	Fabricação de peças e acessórios para veículos automotores		

Fonte: Elaboração própria a partir da MIP 2015 - IBGE