

<http://dx.doi.org/10.48005/2237-3713rta2023v12n2p2537>

PNT – Visão das Concessionárias – Aspecto Tarifário*

NTL – Concessionaires Vision – Tariff Aspects

Ana Regina Meneses e Silva Becker

Universidade Federal Fluminense
anarmsb@id.uff.br

Henrique Oliveira Henriques

Universidade Federal Fluminense
hohenriques@id.uff.br

Marcio Zamboti Fortes

Universidade Federal Fluminense
mzamboti@id.uff.br

RESUMO ESTRUTURADO

Nos últimos anos, houve avanços significativos nos estudos relacionados às perdas técnicas, impulsionados pela introdução de ferramentas como mineração de dados, avanços tecnológicos em materiais e a implementação de medidores inteligentes no sistema. Esses avanços têm contribuído bastante para o aprimoramento nessa área. Por outro lado, as perdas não técnicas têm apresentado progresso na identificação do problema, porém, ainda há um gargalo no que diz respeito ao controle e gerenciamento dessas perdas nas principais concessionárias do país. Este artigo tem como objetivo analisar a questão tarifária das Perdas Não Técnicas (PNT) sob a perspectiva das concessionárias e suas diretrizes socioeconômicas. Atualmente, as concessionárias brasileiras adotam o modelo de regulação por comparação ou competição por padrões. Embora essa metodologia atenda à maioria das empresas, é essencial que seja constantemente revisada para evitar que as concessionárias fiquem desamparadas em relação às perdas não técnicas.

Palavras-chave: Perdas Não Técnicas, revisão tarifária, fatores socioeconômicos, sistema elétrico de distribuição.

STRUCTURED ABSTRACT

Much has been improved through studies on technical losses in recent years, particularly with the introduction of tools such as data mining, technological advances in materials, and the implementation of smart meters in the system. On the other hand, non-technical losses have advanced in terms of problem identification, but their control and management still pose a challenge for the main utilities in the country. This article will analyze the tariff issue of Non-Technical Losses (NTL) from the perspective of the utility company and its socioeconomic guidelines. Currently, Brazilian utilities use the regulatory model based on comparison or competition by standards. Although this methodology meets the needs of most companies, it must be constantly reviewed to prevent utilities from being left uncovered in relation to non-technical losses.

Keywords: Non-Technical Losses, tariff review, socioeconomic factors, electrical distribution system.

* Received 02 Juny 2023; accepted in 03 October 2023; published online 01 November 2023.

1. INTRODUÇÃO

A perda de energia no sistema elétrico de distribuição pode ser definida como a diferença entre a quantidade de energia injetada no sistema e a quantidade de energia consumida pelas cargas que é efetivamente medida pelas concessionárias (ANTMANN, 2009). Na distribuição, essas perdas estão diretamente relacionadas à qualidade da gestão exercida pelas concessionárias, além de fatores socioeconômicos e geográficos de cada região, como o nível de escolaridade, poder aquisitivo, violência e densidade populacional. Por isso, o nível de perda nos sistemas elétricos pode variar de 3% a 40% da energia injetada em diferentes países (WORLD BANK, 2018).

Conforme apresentado, o assunto representa uma área de pesquisa e desenvolvimento pertinente nas distribuidoras ao redor do mundo, na qual diferentes colaboradores e pesquisadores têm apresentado soluções para contribuir com a redução dos índices de perda nos sistemas elétricos. Tal fato é corroborado pelo crescente número de publicações neste tema como destacado em Viegas e Esteves (2017), Messinis e Hatziargyriou (2018) e Saeed et al. (2020).

Vale lembrar que as perdas são divididas em perda técnica (PTEC) e perda não técnica (PNT), também conhecida como perda comercial (CIRED, 2017). Esta última é classificada (ANEEL, 2008a):

I Perdas Comerciais:

- Relacionadas a unidades consumidoras regulares, ou às que já o foram, ocasionadas por problemas na medição de faturamento (medidores de energia, comunicação associada e transformadores para instrumentos), por intervenção fraudulenta ou não dos consumidores de tais unidades, além de outros problemas típicos superáveis pela gestão comercial das distribuidoras (consistência, inexistência de medição, controle de medições por estimativa, etc.).

II Perdas por Consumo de Ligações Clandestinas Não Acessáveis:

- Relacionadas ao consumo clandestino de energia elétrica, ou seja, aquele derivado de ligações irregulares em que não se caracteriza a relação contratual (formal ou por adesão) do fornecimento de energia elétrica, em dimensões tais que impeçam a atuação eficaz da Concessionária, em determinados casos motivados por invasões de áreas com restrição de ocupação, seja por destinação à proteção ambiental, litígios de ordem fundiária, dentre outros, com impedimento (legal ou de fato) para prestação dos serviços pela concessionária.

III Outras Perdas Não Técnicas:

- Originárias da perda técnica provocada pela própria perda não técnica e que pode ser considerada, para fins pragmáticos, como integrante das demais (I e II).

A PTEC origina-se em fenômenos físicos que ocorrem nos equipamentos elétricos, tais como, efeito Joule nos condutores, correntes parasitas e histerese no núcleo de transformadores de potência e correntes de fuga nos isoladores e para-raios.

Como se trata de um fenômeno físico pertinente às características dos materiais, torna-se difícil a eliminação da perda técnica no processo de distribuição de energia. Sabendo disso, o que se almeja é a operação do sistema no menor nível possível de perdas técnicas, preservando a viabilidade econômica no processo (CIRED, 2017).

A PNT caracterizada como a quantidade de energia que é consumida, mas não é registrada pelos sistemas de medição das concessionárias, ou seja, trata-se de um consumo

irregular de energia com consequente perda de faturamento por parte das concessionárias. A perda não técnica pode ser ocasionada por falhas técnicas nos equipamentos de medição ou erros no processo de leitura e faturamento do consumo. Contudo, na maior parte dos casos, a irregularidade ocorre por má fé do consumidor, que se utiliza de diferentes métodos para burlar o sistema de medição (JAMIL e AHMAD, 2019).

Baseado nessas definições nota-se que as PNT são intrínsecas ao serviço da distribuição e fornecimento de energia mesmo visando minimizá-las.

O Brasil é um caso complexo para o tema, por se tratar de um país de extensão territorial abrangente, diferentes densidades populacionais e realidade socioeconômica bem complexa. Para dificultar o problema, o cenário atual apresenta uma profunda reversão das expectativas econômicas e sociais derivada da forte recessão das atividades produtivas do país nos últimos anos.

As perdas não técnicas são também conhecidas como perdas comerciais, em geral, apresentam duas principais modalidades: furto e fraude de energia. O furto é caracterizado pelo desvio direto de energia da rede elétrica das Distribuidoras para o consumidor ilegal, o que faz com a energia seja utilizada, mas não contabilizada, levando às perdas.

No caso da fraude, contudo, o consumidor é registrado por parte da distribuidora, mas faz adulterações no sistema de fiações elétricas da sua residência/comércio/indústria – de modo que, apesar de consumir uma quantidade X de energia, só pague efetivamente por uma parte menor (fração) desse consumo, devido à fraude. Consideram-se as Perdas Comerciais como responsáveis por aumentar a conta final de todos os consumidores de energia, pois a conta não paga por motivos de fraude ou furto é cobrada dos consumidores restantes. Tanto para Distribuidoras quanto para Consumidor, reduções nas Perdas Comerciais acarretam maior segurança e rentabilidade ao serviço, bem como menor valor final do preço da energia.

Nesse contexto, a contribuição do furto de energia contribui de forma significativa para acentuar os níveis de PNT em várias distribuidoras do país, assim como estimula o aumento de desperdício de energia. Nos últimos anos, o Brasil vem registrando um elevado montante de perdas comerciais, representando, no ano de 2015, um prejuízo de aproximadamente R\$ 8 bilhões às distribuidoras (ACENDE, 2017).

A ação continuada do furto ainda impacta em outras áreas tais como na prestação do serviço e prejudicando desse modo a sustentabilidade financeira das concessionárias.

A Figura 2 apresenta a evolução das perdas técnicas e não técnicas sobre a energia injetada no período de 2008 a 2020.

Figura 2 – Perdas sobre energia Injetada (2008-2020)

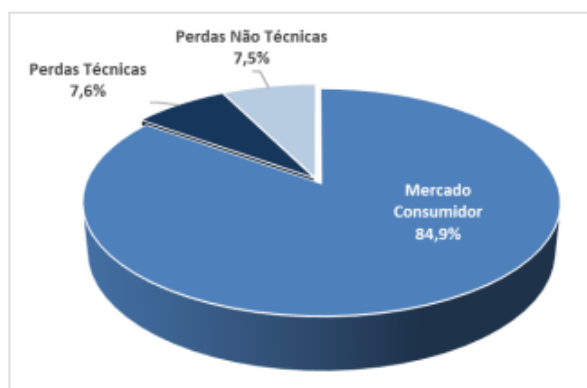


Fonte: ANEEL – Relatório – perdas de energia na distribuição – 1/2021

Aspecto Regulatório

Em 2020, as perdas técnicas na distribuição corresponderam a cerca de 38,8 TWh e as perdas não técnicas 37,9 TWh (Figura 3).

Figura 3 – Perdas sobre Energia Injetada (2020)

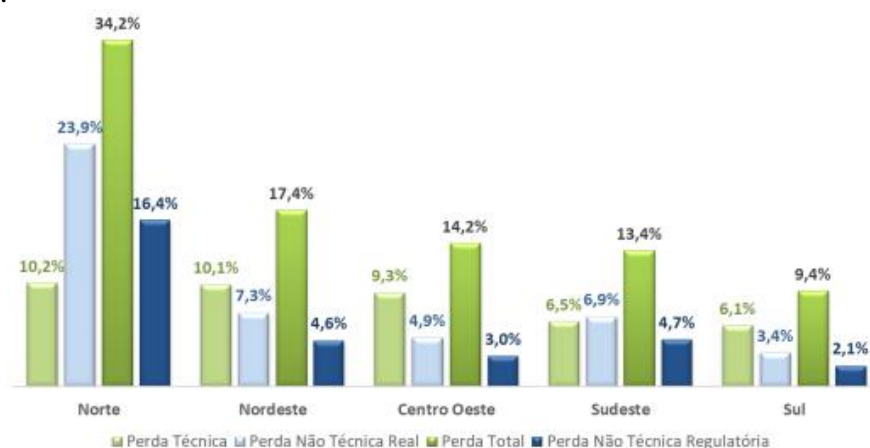


Fonte: ANEEL – Relatório – Perdas de energia na distribuição – 1/2021

No que tange os aspectos tarifários dos níveis eficientes das perdas está previsto nos contratos de concessão e as mesmas são contempladas nos custos com compra de energia até o limite regulatório estipulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Ou seja, as perdas reais das distribuidoras não são contempladas na tarifa. Os percentuais regulatórios são estabelecidos pelas Resoluções Homologatórias (REHs) da ANEEL referentes às perdas técnicas e não técnicas regulatórias estabelecidas nos processos de revisão tarifária periódica de cada distribuidora, que ocorre em ciclos de 3 a 5 anos.

As concessionárias de grande porte são responsáveis por quase a totalidade dos montantes das perdas não técnicas no Brasil devido ao tamanho do mercado e à maior complexidade de se combater as perdas.

Figura 4 – Perdas Técnicas, Não técnicas Reais e Regulatórias sobre a Energia Injetada por região (2020).



Fonte: ANEEL – Relatório – perdas de energia na distribuição – 1/2021

A gestão das concessionárias, características socioeconômicas e de aspectos comportamentais existentes em cada área de concessão caracterizará os níveis de perdas não técnicas apresentadas pelas empresas.

Baseado nessas questões, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 342/2008-SRE/ANEEL, criando o modelo Yardstick Competition. Essa regulação por incentivos, também

conhecida como regulação por comparação ou competição por padrões é adotada em casos de monopólio natural 2, com o objetivo de introduzir estímulos à redução de custos entre as empresas, diminuindo o risco moral e a seleção adversa. Além disso, este modelo reduz a assimetria de informações e estimula uma maior eficiência econômica (ANEEL, 2008a).

Essa metodologia utiliza alguns ranqueamentos de complexidade socioeconômico das empresas, modelos econométricos e o benchmarking. A seguir, uma breve explanação sobre cada um deles.

Ranking de Complexidade

Como as concessionárias atuam em áreas de concessão com diferentes características, tais como mercado e variáveis socioeconômicas, a comparação entre elas, considera um ranking de complexidade socioeconômica, elaborado a partir de modelos econométricos, que permitiu a comparação do desempenho das perdas não técnicas das distribuidoras, conforme o porte e a posição. Isto implica que as concessões situadas em áreas de menor complexidade socioeconômica deveriam, em tese, possuir menores índices de perdas não técnicas.

Modelos Econométrico

A fim de aprimorar a captura das diferenças socioeconômicas entre as regiões de concessão no índice de complexidade, a formulação do modelo econométrico³ é realizada por três modelos diferentes (C, G e K), conforme descrito nas equações 1, 2 e 3:

Modelo C

$$PNT_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 sub2_{i,t} + \beta_2 lixo_{i,t} + \beta_3 pob2_{i,t} + \beta_4 Mbr. Mb1Mbri_{i,t} + \beta_5 inadi_{i,t} + u \quad (1)$$

Modelo G

$$PNT_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 sub2_{i,t} + \beta_2 lixo_{i,t} + \beta_2 gini_{i,t} + \beta_3 inadi_{i,t} + u \quad (2)$$

Modelo K

$$PNT_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 sub2_{i,t} + \beta_2 lixo_{i,t} + \beta_3 pob2_{i,t} + \beta_4 Mbr. Mbt_{i,t} + \beta_5 vioi_{i,t} + u \quad (3)$$

Onde:

- vio: Violência - óbitos por agressão na área i e tempo t (DATASUS);

1 A Agência avaliou todas as concessionárias do país no período de janeiro a dezembro de 2021, divididas em dois grupos: i. Grupo 1: empresas com mercado maior do que 1.000 GWh/ano e que atendam 500 mil unidades consumidoras ou possuam 15.000 km de rede; e ii. Grupo 2: demais empresas. As distribuidoras Amazonas Energia, CEA, Equatorial Alagoas, Equatorial Piauí, Energisa Acre, Energisa Rondônia e Roraima Energia foram excluídas excepcionalmente do ranking porque estiveram recentemente sob o regime de designação, com limites de indicadores flexibilizados. (Fonte: ANEEL, 2020).

2 Entende-se a situação de monopólio natural como aquela na qual uma empresa não pode operar a um nível eficiente de produção sem perder dinheiro, uma vez que os custos fixos são muito elevados e os custos marginais muito baixos (VARIAN, 2006).

3 O modelo de análise de regressão foi o de Dados em Painel com Efeitos Aleatórios. As variáveis utilizadas foram: violência (óbitos por agressão), desigualdade (% de pessoas com renda baixa), precariedade (% de pessoas em domicílios subnormais) e infraestrutura (cobertura de abastecimento de água).

- pob2: Percentual de pessoas com renda per capita inferior a meio salário mínimo na área i e tempo t (IBGE/IPEA);
- gint: na área i e tempo t (IBGE);

- sub2: Precariedade - percentual de pessoas em domicílios subnormais na área i e tempo t (Censo 2010, IBGE);
 - lixo.u: Coleta de lixo urbano na área i e tempo t (IBGE);
 - inad: Inadimplência do setor de crédito na área i e tempo t (BACEN);
 - Mbr.Mb1Mbr: Mercado baixa renda/(Mercado B1 total) na área i e tempo t (SAMP);
- e
- Mbr.Mbt:

Benchmarking

A ANEEL utiliza-se da metodologia de regulação por incentivo que consiste o ponto de partida o mínimo histórico das perdas não técnicas observadas nos quatro anos anteriores e o ponto de chegada obtido a partir das melhores práticas verificadas na comparação das empresas (benchmarking). A fim de

$$Meta(i,j) = Prob(i,j) * PNT_{bench} + [1 - Prob(i,j)] * PNT(i) \quad (4)$$

Onde:

- *Meta(i,j)*: Meta potencial de perdas da empresa i [%], no modelo j;
- *Prob(i,j)*: Probabilidade do benchmark da empresa i estar em uma área de concessão mais complexa, conforme o modelo j;
- *PNT_{bench}*: Percentual de PNT sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa benchmark;
- *PNT(i)*: Percentual de PNT sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i; e
- *j*: Modelo C, G ou K.

As PNT do benchmark da empresa mais eficiente no combate às perdas são ajustadas com as perdas não técnicas da distribuidora em processo de revisão, conforme a probabilidade de comparação entre elas, indicadas no modelo econométrico, resultando no ponto de chegada da empresa. Assim, definidos os pontos de partida e chegada, estabelece-se uma trajetória de redução das perdas não técnicas regulatórias ao longo do ciclo tarifário. Nos casos em que o ponto de partida está distante da chegada, são definidos limites de redução baseados nas melhores práticas de combate às perdas.

As perdas não técnicas regulatórias consideradas desde o Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias (RTP), que se iniciou em 2003, têm sofrido mudanças substanciais, conforme o aperfeiçoamento metodológico de cálculo da ANEEL. A evolução dessas metodologias é detalhada no Quadro 1.

O detalhamento da aplicação da regra encontra-se no Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET16 .

É possível verificar que as variáveis socioeconômicas presentes nas metodologias da ANEEL podem ser divididas em cinco dimensões principais:

- i. Violência;
- ii. Desigualdade e renda;
- iii. Precariedade e informalidade;
- iv. Infraestrutura; e
- v. Comprometimento da renda e inadimplência.

Quadro 1 – Evolução da seleção de variáveis para o modelo de complexidade da ANEEL

Dimensão	Variáveis da 2ª RTP	Variáveis da 3ª RTP			Variáveis da 4ª RTP		
		C	G	K	C	G	K
Violência	Óbitos por agressão	Óbitos por agressão			x		Óbitos por agressão
Desigualdade e Renda	% pop. de renda baixa	% chefes de família \leq 3 S.M.	Gini	% pop. \leq ½ S.M.	% pop. \leq ½ S.M.	Gini	% pop. \leq ½ S.M.
Informalidade	% dom. subnormais	% dom. subnormais			% dom. subnormais		
Infraestrutura	Cob. abast. água	Cobertura de abastecimento água	Coleta de lixo		Coleta de lixo		
Comprometimento de Renda	x	Inadimplência no setor de crédito			Inadimplência no setor de crédito		x
Mercado da Empresa	x	x			Mercado de baixa renda B1	x	Mercado de baixa renda BT

Fonte: 50_livro_PNT

Na última revisão foi acrescentado a variável “razão entre mercado residencial baixa renda e mercado residencial total” para representar uma informação proporcional ao mercado das concessionárias. Verifica-se que, quanto maior a razão, menor é a propensão ao furto de energia, isto é, a variável é significativa estatisticamente e impacta de forma negativa no índice de complexidade socioeconômica. Esta relação também foi testada para o mercado de baixa tensão total e os resultados obtidos tiveram significância, o que pode estar sinalizando que as fraudes não estão limitadas às unidades consumidoras residenciais.

Por outro lado, outras variáveis foram testadas, mas não comprovaram sua importância de acordo com os estudos.

Um exemplo é a incorporação da variável “posse de aparelhos de ar-condicionado/aquecedor” como proxy para propensão ao furto de energia. A variável foi testada e obteve elevada significância estatística, todavia não foi incluída no modelo. Sua exclusão apresentou inúmeras justificativas, dentre as quais se destaca a apresentada pela ANEEL (2008):

“Primeiro, porque não foi possível encontrar uma variável correspondente (p. ex., incidência de aquecedor elétrico) para as localidades com clima muito frio e onde, por analogia, também deve existir maior incentivo para se furtar energia para fins de aquecimento. Segundo, porque é razoável esperar que a incidência de ar-condicionado (ou aquecedor, nos lugares frios) é, ao menos em parte, função da PNT. A razão é que, se o ambiente é favorável à fraude e ao roubo de energia e, portanto, o custo efetivo do consumo de energia é menor no orçamento familiar, então existe maior incentivo para se adquirir um ar-condicionado (ou aquecedor). Se essa relação recíproca é verdadeira, então a inclusão da variável implica no problema de endogeneidade no modelo, o que pode gerar estimativas tendenciosas ou mesmo inconsistentes.” (FGV/ABRADEE,2008; ANEEL, 2008a).

Na última revisão foi acrescentado a variável “razão entre mercado residencial baixa renda e mercado residencial total” para representar uma informação proporcional ao mercado das concessionárias. Verifica-se que, quanto maior a razão, menor é a propensão ao furto de energia, isto é, a variável é significativa estatisticamente e impacta de forma negativa no índice de complexidade socioeconômica. Esta relação também foi testada para o mercado de baixa

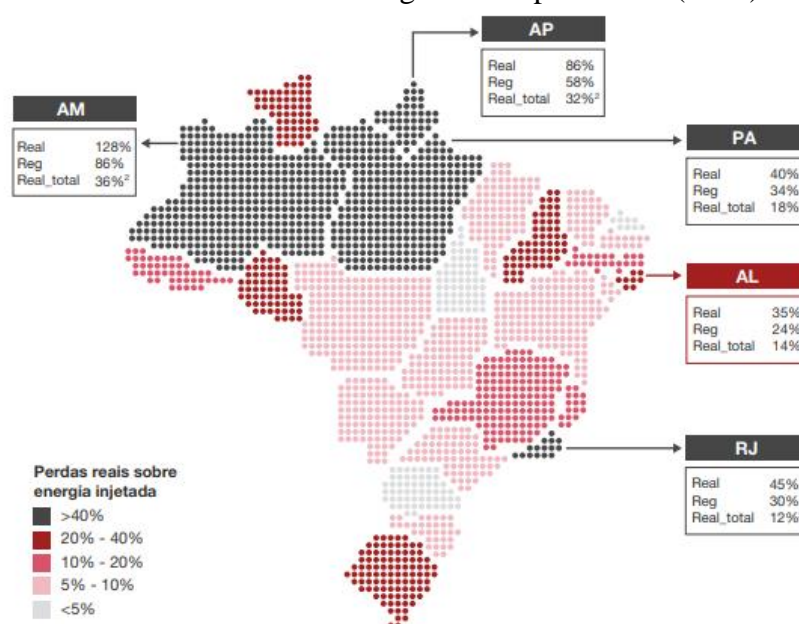
tensão total e os resultados obtidos tiveram significância, o que pode estar sinalizando que as fraudes não estão limitadas às unidades consumidoras residenciais.

A seguir mostraremos as perdas em relação às regiões do país.

I. Características das regiões.

Na análise mais detalhada do Brasil, o cenário regional de perdas não técnicas é muito díspar. O Amazonas, por exemplo, concentra as maiores perdas não técnicas (figura 2), com índice de 128%¹ em 2019, seguido pelo Amapá com 86%. O Rio de Janeiro e o Pará também apresentam níveis críticos, com perdas de 45% e 40%, respectivamente, da energia de baixa tensão. Já outros estados, como Tocantins, Paraná e Rio Grande do Norte, apresentam perdas equivalentes a países bem desenvolvidos no tema, com menos de 5%.

Figura 5 – Perdas Não técnicas Reais e Regulatórias por estado (2019)



Em volume absoluto, vemos na Figura 5 que seis Estados (Rio de Janeiro, São Paulo, Amazonas, Pará, Minas Gerais e Rio Grande do Sul) concentram 70% da perda total da energia no Brasil - o que equivale a R\$ 4,7 bilhões ao ano. Isso torna evidentes e dá visibilidade às regiões que precisam de atenção prioritária, com focos em suas características e necessidades.

De acordo com Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET16, para as empresas que situam acima do percentil 90 do ranking de complexidade, que são CELPA, LIGHT E AMAZONAS ENERGIA (Grupo 1) e CEA, EBO e CERR (Grupo 2), o nível regulatório de perdas não técnicas será constituído mediante análises complementares. Os níveis regulatórios de PNT dessas empresas não poderão ser superiores aos níveis regulatórios das empresas que estão em áreas de concessão mais complexas.

Como as ações para mitigar as PNT devem vir das concessionárias, pela visão da Agência Reguladora, abordaremos a seguir as medidas que as principais concessionárias de cada região estão adotando para combater esse tipo de perda em seus sistemas.

II. Ações mitigadoras

Nos últimos tempos, as concessionárias estão investindo cada vez mais no combate as PNT. Inicia-se pela intensificação e melhoria de técnicas existentes, passa por projetos entre distribuidoras e consumidores, o que incluem projetos sociais, e chega à rede como um todo, quando reverbera na geração distribuída e smart grid.

Novas configurações especiais de rede de distribuição foram sendo aplicadas e novos equipamentos foram sendo testados e implantados tais como rede invertida e cabo tri concêntrico. Estas são algumas das tecnologias utilizadas.

Uma vez mapeado e segmentado os clientes e os problemas de perdas, a estratégia das concessionárias lança mão de um conjunto de iniciativas estruturado e coordenado para reduzir os índices de PNT ao mínimo aceitável. A seguir, algumas ações implementadas pelas empresas:

- 1) Célula para análise de clientes prioritários: algoritmos e equipe dedicada a acompanhar em tempo real os maiores consumidores, identificando continuamente desvios e comandando equipes de campo prioritárias para averiguação.
- 2) Uso de analytics para buscas investigativas: integração dos dados das redes e pontos de medição para busca contínua de padrões de uso e anomalias. Uso de técnicas de machine learning.
- 3) Políticas internas de corte e faturamento: customização de regras internas, verificando continuamente o formato mais efetivo de estabelecimento de clientes.
- 4) Distrital Franchising: associação com entidades civis ou empresas locais com grande influência e participação na comunidade que atuam como um elo de atendimento e cobrança em regiões delimitadas.
- 5) Meios de pagamentos digitais: aplicativos e ferramentas de cobrança via celular com integração direta ao sistema bancário ou carteiras digitais.
- 6) Smart metering: investimento em equipamentos homologados de medição, controle e ligação remotos, priorizando regiões e clientes com melhor retorno na redução de perdas.
- 7) Blindagem da rede: elevação da altura da rede, canaletas e caixas lacradas para ligação em áreas de maior risco.
- 8) Cabeamento subterrâneo: utilização mais abrangente de caixas e cabeamento subterrâneo em áreas adensadas.
- 9) Programas de subsídios para baixa renda: introdução de parcelamentos e programas públicos de redução da tarifa.
- 10) Medidas educativas de conscientização: ações tomadas em conjunto com a comunidade.
- 11) Rede invertida: a rede BT fica acima da rede MT no poste.

III. Impactos Socioeconômicos

Nos últimos anos, foram evidenciadas algumas situações de crise econômica no país. Entretanto, as regras estabelecidas nas revisões tarifárias não previam o cenário de reversão das expectativas socioeconômicas vivenciado no Brasil durante os anos seguintes. Este cenário fez

com que as distribuidoras se mostrassem cada vez mais pressionadas pelas metas regulatórias, as quais rapidamente se tornaram “obsoletas” frente ao aumento das práticas ilegais de furto de energia, por conta de fatores que transcendem ao setor elétrico. Portanto, entende-se que a metodologia regulatória não pode ser antiquada quanto às questões socioeconômicas do país.

Isso se comprovou em ACENDE (2017), no qual foi realizado um estudo de caso a respeito da Enel Distribuição Rio, que, mesmo apresentando um bom desempenho no combate às perdas entre 2003 e 2015, era afetada por questões externas, como o aumento da tarifa de fornecimento ou o aumento de áreas de restrição operativa.

A metodologia vigente não considera a possibilidade de recessão econômica ou a piora no índice de perdas de distribuidoras eficientes, sendo mais uma fragilidade do modelo atual. Portanto, evidencia-se a necessidade de um modelo regulatório que considere a inserção de instrumentos de reação rápida frente a cenários de crise.

IV. Cenário Pós-Covid.

Inadimplência

De acordo com a Pesquisa de Endividamento e Inadimplência do Consumidor (PEIC), chegou o percentual de famílias com contas ou dívidas em atraso chegou a 25,4% em junho de 2020. O aumento da inadimplência de empresas em função da COVID-19 também é um fator crítico, que desperta atenção do Banco Central do Brasil (BC). De acordo com a instituição, para cobrir as dívidas de empresas em um cenário de agravamento da crise econômica, talvez seja necessário mobilizar recursos na ordem de R\$ 400 bilhões. O calote projetado pelo BC seria associado a um grupo de empresas mais vulneráveis, responsáveis por 29% da dívida de pessoas jurídicas, porém a instituição reforçou que se trata de uma projeção para um cenário extremo.

A previsão da Federação Brasileira de Bancos (FEBRABAN) é uma explosão da inadimplência no curto prazo, seguindo o mesmo padrão verificado na crise de 2008, provocada pelo subprime americano. Naquele período, a inadimplência teria seguido uma trajetória escalar, alcançando o pico em um ano. Segundo a Federação, o padrão difere substancialmente do que foi observado na crise de 2015-2016, quando a taxa de aumento da inadimplência teria seguido um ritmo mais lento, levando dois anos para atingir o nível máximo (PEREIRA, 2020).

Endividamento das famílias

Observou-se outra tendência associada à crise é o aumento do endividamento das famílias. De acordo com a PEIC, Confederação Nacional do Comércio de Bens, Serviços e Turismo (CNC), o percentual de famílias que possuem algum tipo de dívida, em atraso ou não, chegou a 66,6% em abril de 2020, maior patamar desde o início da série (ABDALA, 2020).

Segundo a CNC, o aumento do endividamento decorre da tentativa de manutenção do poder de compra das famílias durante a pandemia, através da ampliação do crédito. A maior parte das dívidas se concentra no cartão de crédito (77,6%), seguida por dívidas com cartões (17,5%) e financiamento de veículos (10,2%).

Violência

Estima-se que o número de mortes violentas (latrocínio, homicídio doloso e lesão corporal seguida de morte) aumentou entre fevereiro e abril, em comparação com 2019. Março e abril, em especial, foram meses em que a epidemia passou a apresentar maior influência nos comportamentos da população. Esses dados apresentam uma interrupção da forte tendência de queda desses crimes violentos entre 2017, ano de início da pesquisa, e 2019 (NÚCLEO DE ESTUDOS DA VIOLÊNCIA/USP, 2020).

Com a volta da população a circular pelas ruas, o agravamento da situação econômica, o aumento do desemprego e da pobreza e a crise nas contas da União, dos estados e dos municípios, espera-se um aumento nos níveis de criminalidade e violência, além de um crescimento da extensão das áreas de severas restrições operativas, nas quais as distribuidoras de energia elétrica não possuem gerência.

Pobreza e Adensamento

Nos últimos quatro anos, os indicadores de pobreza monetária no Brasil têm apresentado substancial degradação. Após atingir o mínimo de 4,5% da população do país, em 2015, o número de pessoas em situação de extrema pobreza, que inclui aquelas que vivem com menos de US\$ 1,90 por dia, atingiu 6,7%, em 2019, o que corresponde a 13,8 milhões de pessoas, um aumento de 170 mil em relação ao ano anterior (LUPION, 2020).

De acordo com o Banco Mundial, a pandemia e seus incrementos sociais e econômicos devem levar 5,4 milhões de brasileiros à faixa de extrema pobreza este ano, o que resultaria em um total de 14,7 milhões de pessoas (cerca de 7% da população brasileira) vivendo com menos de R\$ 145,00 por mês até o fim do ano. Esse seria o pior cenário desde 2006, quando 7,2% da população do país viviam em tais condições. Destaca-se que a instituição prevê que os impactos econômicos da pandemia no Brasil serão superiores a outros países da América Latina.

Com relação ao adensamento, trata-se de uma dimensão categórica na análise das condições de vida da população. Desde 2016, a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) produz dados a respeito das características dos domicílios brasileiros, incluindo materiais usados na construção, número de cômodos, valor do aluguel, entre outros. De acordo com o IBGE, em 2019, cerca de 4,6% da população brasileira, o que corresponde a mais de 9 milhões de pessoas, vivia em condições de adensamento excessivo, caracterizada por mais de três moradores por dormitório.

Mesmo que não existam informações da evolução do adensamento, com o maior comprometimento esperado da renda das famílias e a retração da economia, é esperado que a população comprometida pela crise recorresse às novas opções de moradia.

Dentre estas possibilidades, destacam-se a mudança para imóveis mais periféricos ou com menor número de cômodos e o aumento de domicílios multifamiliares, conseqüentemente, o crescimento do adensamento.

V. Críticas e Discursões

Dado este contexto, a revisão bibliográfica sobre estas dimensões e variáveis se faz relevante, à medida que permite o conhecimento das limitações e dos desafios encontrados pela ANEEL, balizando e direcionando novos estudos, sugestões e proposições de potenciais variáveis e metodologias.

Vale lembrar que concessionárias, com alta complexidade social e alta densidade, ficam em desvantagem na comparação com as demais concessões, além de terem menor margem para redução dos indicadores, pois estes já se encontram próximos aos limites possibilitados pela tecnologia atualmente empregada nas redes aéreas.

Diversas concessionárias tais como Light, vêm levando esse tema há muitos anos à ANEEL, mas a Agência sempre se mostrou resistente em alterar seus modelos econométricos.

Em caso de não atingimento dos percentuais regulatórios de PNT, a metodologia atual não estabelece sanções para as concessionárias.

Como a PNT tem relação direta com variáveis de socioeconômicos, quando se tem períodos de crise, essas variáveis devem ser tratadas com mais cuidado mais apurado para trazer informações mais fidedignas à realidade.

REFERÊNCIAS

ACENDE. Perdas comerciais e inadimplência no setor elétrico. Instituto Acende Brasil, Tech. Rep, v. 18, 2017.

ALMEIDA, A. C. O componente social das perdas e inadimplência na área de concessão da CERJ. XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2004.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 030/2003. Informações sobre a metodologia e os conceitos adotados pela ANEEL para proceder à revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Superintendência de Regulação Econômica (SER). Brasília, 2003.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 342/2008. Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica- Segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Superintendência de Regulação Econômica (SER). Brasília, 2008a.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 271/2010.

Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica - Terceiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Superintendência de Regulação Econômica (SER). Brasília, 2010.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 298/2011. Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica – Terceiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição. As Perdas Não Técnicas no Setor de Distribuição Brasileiro: uma Abordagem Regulatória | 243 de energia elétrica. Audiência Pública 040/2010 Final. Superintendência de Regulação Econômica (SER). Brasília, 2011b.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 188/2014. Atualização do índice de Complexidade Socioeconômico adotado para definição do nível regulatório de perdas não técnicas na distribuição. Superintendência de regulação econômica (SER). Brasília, 2014.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 106/2015. Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica - Audiência Pública 023/2014 Final. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Superintendência de Regulação Econômica (SER). Brasília, 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Por dentro da conta de luz. Brasília, 2008b.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Perdas não técnicas. Superintendência de Gestão Tarifária (SGT), 2020. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNDIxY2YwNjgtYTZmMC00MjUxLTgzYjAtOWMxYmIwYjUxN2U4IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 435, de 24 de maio de 2011. Brasília, 2011a.

ANEEL - Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

ARAÚJO, A. C. M. Perdas e inadimplência na atividade de distribuição de energia elétrica. Tese D.Sc, Programa de Planejamento Energético (PPE), Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2007.

ASEVEDO, F. Abordagem linear generalizada para estimar perdas não técnicas de energia elétrica. Tese D.Sc. Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

BRANDÃO, R.; OZÓRIO, L.; TOLMASQUIN, M.; CASTRO, N.; TAVARES, A.; CATÓLICO, A. C.; MAESTRINI, M. Determinantes do desempenho econômico das empresas de distribuição de energia elétrica - P&D Tarifa Moderna. GESEL-UFRJ, Rio de Janeiro, 2018.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; OZÓRIO, L.; MACEDO, M.; TORRES FILHO, A.; RUFIN, C.; GOMES, R.; SCALZER R., TAVARES, A.; MARTINS, N.; BRAGA, K. Indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das empresas de distribuição de energia elétrica. 2018. As Perdas Não Técnicas no Setor de Distribuição Brasileiro: uma Abordagem Regulatória | 245

CASTRO, N. et al. As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países: O porquê das diferenças. 1 ed. Rio de Janeiro: Ed. Fábrica de Livros, 2017.

CYRILLO, O. I; Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário. Dissertação M.Sc. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

FGV, Fundação Getúlio Vargas; ABRADÉE, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Componente social das perdas não técnicas de energia. Contribuição à Audiência Pública nº 052/2007 – ANEEL, 2008.

As Perdas Não Técnicas no Setor de Distribuição Brasileiro: uma Abordagem Regulatória | 247

LIMA, D. A. Perdas de energia. Apresentação realizada no dia 16 de maio de 2018. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)/Superintendência de Gestão Tarifária (SGT). Brasília, 2018.

VARIAN, H. R. Microeconomia - Princípios Básicos - 7ªed. Editora Campus/Elsevier. Rio de Janeiro, 2006. As Perdas Não Técnicas no Setor de Distribuição Brasileiro: uma Abordagem Regulatória | 251

VIEIRA, S. J. C. Regulação da distribuição no Brasil. GESEL/PPECOPPE/ENERGISA, 2017.

50_livro_PNT – As Perdas Não Técnica no Setor de Distribuição Brasileiro: Uma abordagem Regulatória