

# Metodologia de balanço de energia para estimação de perdas não técnicas em redes de distribuição de energia elétrica com reconfiguração

Marie Clayre F. Ferreira\*, Tiago de Moraes Barbosa\*, Fernanda C. L. Trindade\*

\*DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E ENERGIA, FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO,  
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

\*AV. ALBERT EINSTEIN, 400, CIDADE UNIVERSITÁRIA 'ZEFERINO VAZ', 13083-852, CAMPINAS, SP, BRASIL  
(E-MAILS: M250744@DAC.UNICAMP.BR, {BARBOSAT, FERFEEC}@UNICAMP.BR)

**Abstract:** A constant challenge related to the Brazilian electric power distribution systems is the improvement of the calculation and management of losses occurring during energy transmission. Technical losses are inherent to energy distribution, while non-technical losses arise from various factors, including theft and fraud. Non-technical losses can lead to financial losses for utility companies, as the amounts are not recognized by the National Electric Energy Agency, in addition to potential maintenance costs for the network, since unplanned loads are improperly connected and may overload the grid. In light of this scenario, this article proposes a methodology for calculating non-technical losses in electric power distribution systems. This approach considers the energy balance, treating feeders that have undergone topology reconfiguration differently, demonstrating the importance of identifying these maneuvers for the calculation of the indicator, as the calculation performed by the regulatory body considers a static moment of the networks when calculating the amount of losses, neglecting the effect of these changes, and consequently introducing errors in the indicators. The results show that, under the evaluated conditions, reconfiguration can have a significant impact on non-technical losses, making the methodology meaningful for the improved estimation of non-technical losses.

**Resumo:** Um constante desafio relacionado aos sistemas de distribuição de energia elétrica brasileiros é o aprimoramento do cálculo e da gestão das perdas ocorridas no transporte de energia. As perdas técnicas são inerentes à distribuição de energia e perdas não técnicas, ocasionadas, entre outros fatores, por atividades como furto e fraude. As perdas não técnicas podem acarretar prejuízos para as concessionárias devido aos montantes não reconhecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, além de eventuais custos de manutenção da rede, posto que cargas não planejadas são conectadas de forma indevida podendo sobrecarregar a rede. Diante desse cenário, este artigo propõe uma metodologia para calcular as perdas não técnicas nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Essa abordagem considera o balanço de energia, tratando de maneira distinta os alimentadores que sofreram reconfiguração da topologia, demonstrando a relevância da identificação dessas manobras para o cálculo do indicador, posto que o cálculo realizado pelo órgão regulador considera um momento estático das redes ao calcular o montante de perdas, negligenciando o efeito destas, e como consequência carregando erro nos indicadores. Os resultados demonstram que, nas condições avaliadas, a reconfiguração pode apresentar impacto relevante na perda não técnica, logo a metodologia se mostra significativa para a estimação de perdas não técnicas aprimoradas.

**Keywords:** energy balance; losses estimation; network reconfiguration; non-technical losses.

**Palavras-chave:** balanço de energia; estimação de perdas; reconfiguração de redes; perdas não técnicas

## 1. INTRODUÇÃO

No âmbito de sistemas de distribuição de energia elétrica, uma constante preocupação é o aperfeiçoamento do cálculo e da gestão das perdas que ocorrem durante o transporte de energia, pois isto é um fator que tem grande impacto tanto para a distribuidora quanto para o consumidor final. O cálculo das perdas de energia impacta, entre outros fatores, o planejamento dos sistemas e a tarifa de energia elétrica. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela regulamentação e fiscalização do setor de energia elétrica, que tem por objetivo garantir a qualidade do produto e dos serviços oferecidos prezando pela modicidade tarifária. No que tange às perdas de energia, a ANEEL é responsável por regular o

modelo tarifário aplicado a estas através do ciclo tarifário que estabelece os valores de perdas reconhecidos para cada distribuidora (GESEL, ANEEL, CPFL Energia, 2021).

Durante o processo de transporte de energia, o que é gerado como excedente para atender as perdas gera prejuízo tanto financeiro quanto ambiental, bem como prejudica a previsão de demanda de energia elétrica e deteriora os equipamentos das redes por operarem com sobrecargas não previstas. Essas perdas representam a diferença entre a energia injetada e a energia faturada em um alimentador (Chuwa, et al., 2021), e podem ser categorizadas em dois tipos: perdas técnicas (PTs) e perdas não técnicas (PNTs). As perdas técnicas referem-se àquelas inerentes à operação da rede, resultantes

principalmente do efeito Joule nos condutores e da dissipação de potência em elementos como transformadores e reguladores (Leite, et al., 2018). As perdas não técnicas, também conhecidas como perdas comerciais, são associadas ao valor de energia não faturada (Viegas, et al., 2017).

As perdas não técnicas podem ser classificadas em dois segmentos: aquelas resultantes de falhas no gerenciamento por parte da distribuidora e aquelas provocadas pelo consumidor final. No primeiro grupo, que engloba as perdas decorrentes da gestão da distribuidora, podem ser considerados erros de medição e faturamento. Já o segundo grupo, que consiste nas perdas originadas diretamente pelos consumidores finais, pode ser subdividido entre perdas causadas por fraude ou furto de energia elétrica (Ventura, et al., 2020).

A fraude ocorre quando o medidor de energia ou o ramal de entrada é adulterado, podendo decorrer, por exemplo, de um desvio antes do medidor. Já o furto ocorre quando o consumidor faz uma ligação direta na rede sem que haja contrato com a concessionária (CIRED, 2017).

A redução das perdas não técnicas é de grande importância para as distribuidoras de energia, visto que acarreta numa melhor qualidade da energia entregue ao consumidor final, além de também impactar na confiabilidade de abastecimento, posto que estas podem ocasionar interrupções no fornecimento de energia (Ventura, et al., 2020).

Portanto, este trabalho apresenta uma metodologia de estimativa de perdas não técnicas nas redes de duas distribuidoras brasileiras, nomeadas neste trabalho de distribuidora A e distribuidora B, baseada no balanço de energia. A metodologia proposta permite auxiliar a distribuidora no gerenciamento e localização de PNT, dado que é de grande importância identificar as regiões com elevadas PNTs para atuar de forma mais eficaz na busca de solução deste problema.

## 2. CONTEXTUALIZAÇÃO

Existem diferentes estudos que discutem procedimentos para mitigação das perdas não técnicas, como a instalação de medidores inteligentes e a implantação de energia pré-paga. No entanto, não existe um consenso sobre qual método apresenta melhor resultado para redução das PNTs. As distribuidoras de energia utilizam diversos métodos para estimarem suas PNTs, uma vez que, a depender da rede analisada e do contexto de aplicação, uma solução pode ser mais benéfica que outra. Destaca-se que para o método de balanço de energia (a base do processo regulatório), o cálculo adequado de PT tem grande impacto na gestão de PNT, visto que um valor mais preciso de PT pode evitar a busca por PNTs inexistentes.

Em muitas situações, são realizadas inspeções nos medidores, postes e alimentadores e, em áreas de grande incidência de PNT, os condutores utilizados são substituídos por cabos antifurto, multiplexados e redes compactas. Os medidores também podem ser instalados nos postes com o objetivo de inibir a prática de by-pass. Adicionalmente são realizadas campanhas de prevenção e conscientização como meio de combater a PNT. Destaca-se que as inspeções realizadas podem gerar grande custo financeiro para a distribuidora, além

da possibilidade de a equipe de inspeção sofrer algum tipo de violência, bem como de constrangimento ao consumidor e morosidade do processo jurídico.

Outro meio de estimar PNT em uma rede é com base no balanço de energia, método utilizado neste trabalho. As PNTs estimadas a partir deste método são obtidas por meio da diferença entre a energia injetada em um alimentador e a soma da energia fornecida (energia entregue aos consumidores) e das PTs calculadas. A energia injetada no alimentador considera tanto a energia oriunda da fonte principal quanto as energias geradas por micro e minigeradores distribuídos (MMGD) (Becker, 2023).

O balanço de energia possibilita a detecção de PNT e embora não permita determinar o ponto exato de ocorrência, tal método pode auxiliar na localização de regiões com elevada PNT, reduzindo as áreas de buscas e aperfeiçoando o processo de gestão das perdas da concessionária.

No âmbito do balanço de energia em um alimentador de distribuição, um ponto relevante é a reconfiguração das redes de energia elétrica, pois neste caso, em determinado mês de análise, para um mesmo alimentador, pode-se ter mais de uma topologia, alterando os parâmetros utilizados no cálculo do balanço.

## 3. METODOLOGIA

No ambiente regulatório brasileiro o Módulo 7 do Procedimento de Distribuição (PRODIST) em conjunto com os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) módulo 2.6 determinam a metodologia para obtenção das perdas técnicas e não técnicas regulatórias (ANEEL, 2021), (ANEEL, 2022a). No contexto destes procedimentos, as topologias das redes utilizadas para execução do fluxo de potência e consequentemente para o cálculo das perdas de energia são estáticas, ou seja, as informações consideradas utilizam uma única configuração do sistema de distribuição (a registrada no mês de dezembro), não levando em consideração as possíveis reconfigurações ocorridas entre os circuitos no período analisado, o que pode levar a erros nas perdas percentuais obtidas para cada alimentador. Entre os motivos para atualmente se desconsiderar a reconfiguração dos alimentadores destaca-se a dificuldade de obter e gerir os dados necessários, como por exemplo, o histórico de manobra das chaves. É importante ressaltar que soluções propostas para o cálculo de perdas regulatório devem ser aplicáveis por todas as distribuidoras do Brasil, que possuem realidades diversas.

Neste contexto, a metodologia proposta neste trabalho busca estimar as perdas não técnicas em uma rede de distribuição de energia elétrica levando em consideração as reconfigurações ocorridas no sistema no período analisado.

### 3.1 Metodologia proposta

O fluxograma da metodologia proposta é apresentado na Fig. 1. O processo inicia-se com a leitura dos dados de entrada (medições de cada alimentador, topologia e consumo mensal das unidades consumidoras). Após esta leitura, avaliam-se as medições com base em critérios previamente estabelecidos e aplica-se um filtro para desconsiderar os casos que apresentam possíveis problemas, ausência de dados no mês em análise,

valores constantes ou com muitos valores nulos etc. Em seguida, realizam-se correções nas medições selecionadas e posteriormente classifica-se o alimentador como sem ou com reconfiguração. Essa classificação é feita com a identificação de uma variação de potência de um valor maior ou igual a um limiar pré-estabelecido (em kW) e avaliando a proporção dessa variação entre dois pontos subsequentes. Com isso, os cálculos de balanço de energia são aplicados, conforme o fluxograma mostrado na Fig. 1, em que  $n$  se refere à data da medição, no formato ano/mês/dia;  $x$ , à potência ativa injetada no alimentador em determinado instante do dia, em kW e  $K$  e  $L$  representam, respectivamente, o limiar de potência para identificação do degrau e a constante para análise entre os dois pontos subsequentes, ambos utilizados para considerar a ocorrência de uma reconfiguração, sendo essas constantes as mesmas para todos os alimentadores. Após a classificação do alimentador, é aplicada a equação de balanço de energia, que tem por objetivo calcular as PNTs. O processo se repete até que todos os alimentadores tenham sido analisados.

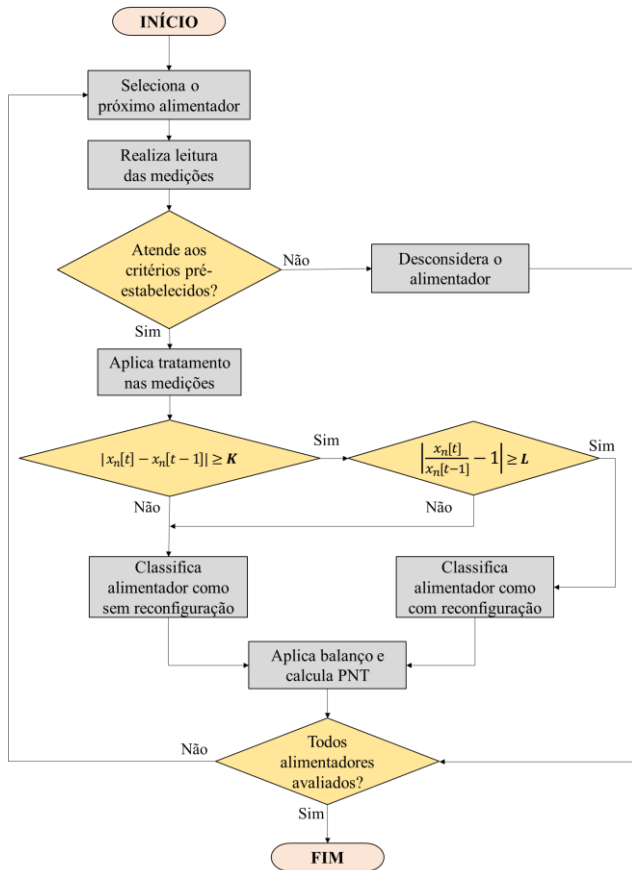


Fig. 1. Fluxograma da metodologia proposta

### 3.2 Balanço de energia

O balanço é obtido através da diferença entre a energia injetada no alimentador e a soma da energia consumida pelas cargas com as perdas ocorridas no transporte. Para as análises realizadas neste trabalho são utilizadas informações de duas concessionárias brasileiras. Os valores de energia injetada são obtidos por meio de medições disponibilizadas pelas empresas; os valores de energia fornecida para as unidades consumidoras e energia gerada pelos MMGDs são oriundos da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) de cada

distribuidora (ANEEL, 2022b) e as perdas técnicas são calculadas previamente via fluxo de potência com uso de uma distribuição alternativa do software OpenDSS, chamada AltDSS (Meira, 2018). Com estes dados, as PNTs são calculadas de acordo com (1). São analisados dois cenários: o cenário 1 consiste na condição de um alimentador na configuração original, e o cenário 2, na condição em que este alimentador é reconfigurado. Portanto, para os alimentadores classificados como com reconfiguração, são considerados os dois cenários, enquanto para os demais, sem reconfiguração, é considerado apenas o cenário 1. Destaca-se, que apesar de ambos os cenários considerarem a equação (1), os parâmetros envolvidos são distintos.

$$PNT_i = E_{BDIC_i} + E_{ger_i} - E_{forn_i} - PT_i \quad (1)$$

em que  $E_{BDIC}$  é a energia na saída da subestação para certo alimentador, calculada com base nos dados de medição da Base de Dados Internos da Concessionária (BDIC),  $E_{forn}$  é a energia fornecida para as cargas,  $E_{ger}$  é a energia gerada pelos MMGDs, todas em kWh e  $i$  é o índice do cenário.

No caso dos alimentadores com reconfiguração, enfrenta-se o desafio de redefinir os parâmetros de  $PT_i$ ,  $E_{forn_i}$  com base na energia transferida ( $E_{transf}$ ), que representa a parcela da energia de um alimentador que é transferida para outro(s) – ressalta-se que a base de tempo das análises é mensal. A equação (2) estima a energia transferida durante a manobra, em que  $t_1$  é o instante em que ocorre a manobra, e  $t_2$ , representa o instante em que os alimentadores retornam para sua configuração inicial ou o instante final do dia da manobra;  $P_M$ ,  $P_{rf-m}$  e  $P_{rf-j}$  representam, respectivamente, a potência ativa dos dias anteriores à reconfiguração, sob manobra e sem manobra.  $d_{rf}$  e  $D$  representam, respectivamente, os dias posteriores ao dia da reconfiguração e o último dia de medição considerando a nova topologia, limitado ao último dia do mês em análise, e  $T$  indica o intervalo final do período de 24 horas. O parâmetro  $E_{ger_i}$  não é modificado nesse estudo devido à dificuldade de distinguir o percentual de carga e geração por meio das medições. Entretanto seria interessante a redefinição deste para que a metodologia fique mais coesa, uma vez que na ocorrência de manobras esse valor é modificado.

$$E_{transf} = \left| \int_{t_1}^{t_2} (P_M(t) - P_{rf-m}(t)) dt \right| + \sum_{j=d_{rf}}^D \left| \int_0^T (P_M(t) - P_{rf-j}(t)) dt \right| \quad (2)$$

Para calcular a PT e a energia fornecida do cenário 2 são aplicadas, respectivamente, as equações (3) e (4), onde  $E_{total_1}$  representa a energia total estimada para o alimentador caso não ocorresse a reconfiguração. Para aplicação destes cálculos, é necessário identificar se a energia transferida está sendo adicionada ou subtraída do alimentador em análise.

$$PT_2 = PT_1 \pm \left( \frac{E_{transf}}{E_{total_1}} \right) * PT_1 \quad (3)$$

$$E_{forn_2} = E_{forn_1} \pm \left( \frac{E_{transf}}{E_{total_1}} \right) * E_{forn_1} \quad (4)$$

A energia injetada em um alimentador é obtida com a soma da energia medida na saída deste alimentador e as energias geradas pelos MMGDs, conforme (5). Os percentuais de PT e

PNT são calculados com base na energia injetada, como demonstrado em (6) e (7).

$$E_{inj_i} = E_{BDIC_i} + E_{ger_i} \quad (5)$$

$$PT_i(\%) = \left( \frac{PT_i}{E_{inj_i}} \right) * 100 \quad (6)$$

$$PNT_i(\%) = \left( \frac{PNT_i}{E_{inj_i}} \right) * 100 \quad (7)$$

#### 4. REDES ANALISADAS

São avaliadas redes de duas distribuidoras (A e B) com o objetivo de identificar as perdas não técnicas com o método de balanço energético. Para isso, são utilizadas as medições extraídas da BDIC de cada concessionária, os dados disponibilizados pela BDGD ordinária do ano de 2022 e as perdas técnicas obtidas por resolução de fluxo de potência. Com base nestes dados, são identificados e analisados os alimentadores reconfigurados e não reconfigurados, utilizando como parâmetro de classificação para distinção dos grupos uma variação de potência de 500 kW ( $K = 500 \text{ kW}$ ), além de avaliação da proporção da variação entre dois pontos subsequentes no instante detectado com valor de 0,5 ( $L=0,5$ ), sendo esses valores definidos com base nas análises dos dados de medição. Para os alimentadores selecionados é aplicado o balanço energético com o objetivo de se calcular a PNT de cada um deles. Este processo é realizado para outubro, novembro e dezembro de 2022.

Para a distribuidora A, são avaliados 1.350 alimentadores para o mês de outubro, 1.360 para o mês de novembro e 1.427 para o mês de dezembro. Já para a distribuidora B, são avaliados 494 alimentadores para o mês de outubro, 589 para o mês de novembro e 588 para o mês de dezembro. Destaca-se que o quantitativo de alimentadores não é igual em todos os meses devido à disponibilidade das medições.

#### 5. RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados do método para as duas distribuidoras consideradas neste artigo. São empregadas duas abordagens para melhor análise dos resultados: PNTs por alimentador e PNTs por bairro nos três meses de estudo. Essas análises detalhadas possibilitam identificar diferentes níveis de perdas nas duas frentes, fazendo com que a concessionária possa atuar de forma mais eficaz na mitigação das PNTs.

##### 5.1 Filtro e classificação

Para as redes selecionadas, inicialmente é aplicado o filtro descrito na Seção 3 e em seguida é realizada a classificação dos alimentadores como sem reconfiguração ( $S_{reconf}$ ) e com reconfiguração ( $C_{reconf}$ ). Na Tabela 1 são apresentados, para a distribuidora A, os quantitativos dos alimentadores com medição nos meses de análise, dos descartados, e das respectivas classificações. Na Tabela 2 são dados os mesmos resultados para a distribuidora B.

Com os alimentadores classificados em seus grupos, o balanço energético é realizado e as PNTs são calculadas e apresentadas de duas maneiras: por alimentador e por bairro.

##### 5.2 Alimentadores com reconfiguração

Para este estudo são analisados dois alimentadores de uma mesma subestação pertencentes à distribuidora A, nomeados de ALI01 e ALI02. Esses alimentadores possuem duas chaves religadoras que permitem a realização de manobra. A configuração desse trecho da rede é visualizada na Fig. 2, com a identificação das duas chaves religadoras e suas respectivas posições normais de operação, sendo NF (Normalmente Fechada) e NA (Normalmente Aberta).

Uma manobra é identificada entre os alimentadores no dia 21/12/2022, em que ocorre a abertura da religadora NF e o fechamento da religadora NA, modificando a topologia de ambos os alimentadores e consequentemente, transferindo parte da energia do ALI01 para o ALI02. O perfil de potência ativa injetada no ALI01 e no ALI02 são apresentados na Fig. 3 onde é possível visualizar o dia e o instante em que ocorre a manobra e os alimentadores são reconfigurados.

**Tabela 1. Quantidade de alimentadores filtrados na distribuidora A**

Mês	Total	Descartados	$S_{reconf}$	$C_{reconf}$
Outubro	1.350	445	518	387
Novembro	1.360	441	539	380
Dezembro	1.427	448	575	404

**Tabela 2. Quantidade de alimentadores filtrados na distribuidora B**

Mês	Total	Descartados	$S_{reconf}$	$C_{reconf}$
Outubro	494	263	128	103
Novembro	589	264	192	133
Dezembro	588	263	201	124



Fig. 2. Trecho dos alimentadores ALI01 e ALI02

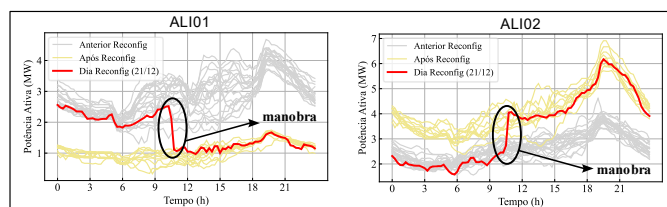


Fig. 3. Potência ativa nos alimentadores ALI01e ALI02 da distribuidora A

Após a identificação do momento em que ocorre a manobra, se faz necessária a alteração dos parâmetros previamente citados, uma vez que um bloco de energia é transferido de um

alimentador para outro. No balanço de energia, utiliza-se a média da energia transferida calculada para os dois alimentadores como forma de minimizar os impactos trazidos pela estimação proporcional utilizada. Os resultados obtidos são visualizados na Tabela 3. A  $E_{transf}$  calculada com base na equação (2) é 418 MWh. Como forma de validar o valor obtido para energia transferida, com base na técnica de grafos aplicada para construção da topologia das redes, foram identificados os consumidores e MMGDs que foram transferidos do ALI01 para o ALI02. Além disso, considerando o dia da ocorrência da manobra, calcularam-se os valores proporcionais de energia para cada elemento, obtendo um valor de energia transferida de 364 MWh, o que representa em torno de 87% do valor obtido pelo método proposto.

Observando os alimentadores individualmente verifica-se que no ALI01 houve uma queda no percentual de PTs e aumento no ALI02, conforme esperado analisando a direção de entrada e saída do bloco de energia. Já as PNTs calculadas pelo método proposto indicam um valor total de 12%, com 11,6% no ALI01 e 11,9% no ALI02. Como comparação, o valor dado para o cenário 1, referente aos valores calculados sem considerar o impacto da reconfiguração, indica 7,3% de PNT total, no entanto quando analisados os casos individualmente, devido ao fato de considerar as topologias originais, o ALI01 apresenta valor negativo, que ocorre devido ao fato de que a energia injetada no alimentador é menor do que a energia que a energia fornecida aos consumidores, enquanto o ALI02 apresenta um valor elevado, dado que sua energia fornecida está bem abaixo do valor real. Isso demonstra a importância de considerar a reconfiguração na estimação das perdas não técnicas.

**Tabela 3. Perdas calculadas para o método proposto**

Alimentador	$PT_1$ (%)	$PT_2$ (%)	$PNT_1$ (%)	$PNT_2$ (%)
ALI01	3,4	2,6	-14,4	11,6
ALI02	4,9	5,6	23,5	11,9
Total	4,0	4,0	7,3	12,0

### 5.3 Alimentadores sem reconfiguração

#### 5.3.1 Distribuidora A

Para os alimentadores da distribuidora A classificados como sem reconfiguração, os resultados são obtidos por alimentador e por bairro. No que tange aos resultados obtidos por alimentador, os valores para meses analisados são mostrados na Fig. 4. Pode-se perceber que a maior parte dos alimentadores teve suas PNTs acima de 2% e abaixo de 15% nos 3 meses analisados, sendo que o maior valor de PNT estimado se encontra nos outliers de outubro e está próximo de 35%.

Os resultados das PNTs por bairro foram divididos em duas análises: maiores valores de perdas por bairro e maiores montantes em uma cidade grande abastecida pela distribuidora. Neste trabalho, para obter a PNT em um bairro, aplica-se uma proporção das energias com base na quantidade de consumidores na região. Por conseguinte, trata-se uma análise bastante aproximada, mas permite mostrar tendências.

Os resultados para o caso com os maiores montantes em uma cidade grande para o mês de dezembro são apresentados na Fig. 5. As PNTs calculadas apresentam valores máximos de cerca de 20%, sendo esse um valor bastante expressivo, podendo ser justificado pela localização deste bairro em uma região central da cidade considerada suscetível a PNT.

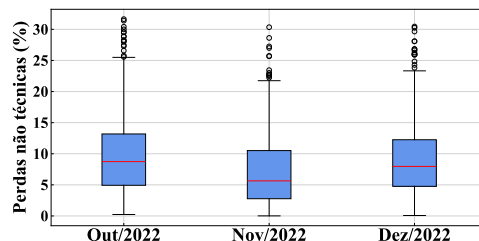


Fig. 4. PNT nos meses de análise na distribuidora A

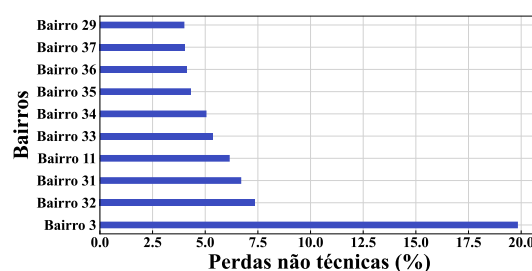


Fig. 5. PNT por bairro em dezembro no município de referência para a distribuidora A

Já os resultados gerais, que indicam as maiores PNTs por bairro, para todas as cidades atendidas pela área de concessão da distribuidora A, as perdas calculadas pela metodologia proposta chegam a um valor expressivo, próximo de 23%, na cidade 1 no mês de dezembro de acordo com o exposto na Fig. 6.

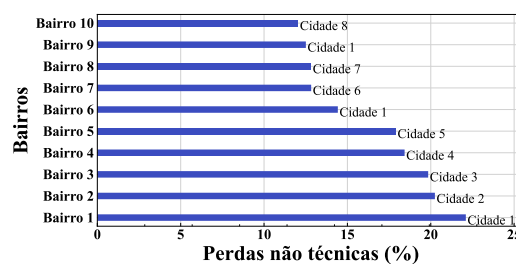


Fig. 6. PNT por bairro em dez/2022 na distribuidora A

#### 5.3.2 Distribuidora B

O mesmo procedimento aplicado à distribuidora A é aplicado à distribuidora B e as PNTs calculadas por alimentador são apresentadas na Fig. 7. Assim como no caso da distribuidora A, os valores se concentram acima de 2% e abaixo de 15% nos meses analisados, com outliers por volta de 30%.

As perdas não técnicas para o mês de outubro, classificadas por bairro, são apresentadas na Fig. 8. Em todos os bairros apresentados, os valores dados pelo método proposto alcançam valores expressivos, acima de 5%, atingindo um valor máximo próximo de 23% no Bairro 1.

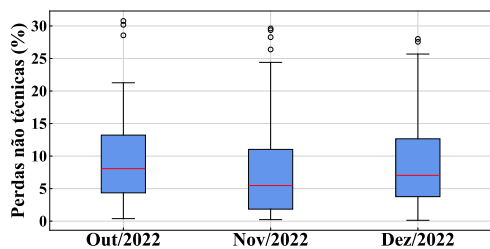


Fig. 7. PNT nos meses de análise na distribuidora B

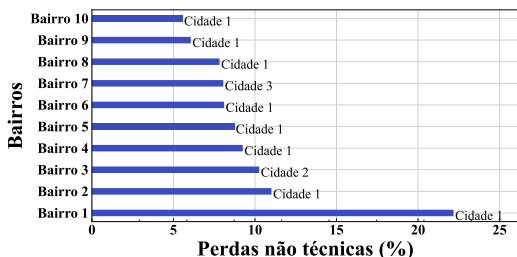


Fig. 8. PNT por bairro no mês de dezembro na distribuidora B

Com base no conhecimento das regiões analisadas, especialmente no que concerne ao município de referência, os resultados apresentaram valores coerentes com os esperados, os bairros apontados pela metodologia são em sua maioria considerados vulneráveis e propensos à presença de PNT demonstrando a importância da adoção da metodologia que considera a reconfiguração das redes, dessa forma validando o método. Além disso, não é possível descartar a possibilidade de erro nas bases de dados empregadas.

## 6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este artigo apresentou um procedimento para calcular perdas não técnicas em alimentadores com e sem reconfiguração, baseado em balanço de energia. A motivação deste trabalho é permitir um maior entendimento sobre como é possível considerar a reconfiguração entre os alimentadores no cálculo regulatório atual, prezando pela simplicidade de cálculo e uso de dados acessíveis pelas distribuidoras. Contudo, entende-se que mais estudos e aprimoramentos são necessários.

Os resultados do estudo com reconfiguração apresentam comportamento condizente com o esperado; diminuindo o valor das PTs em ALI01 e aumentado em ALI02 já que a energia transferida foi subtraída do primeiro e adicionada no último. As PNTs obtidas para ambos os alimentadores sofreram impacto importante ao considerar a reconfiguração nos cálculos. Para validação do cálculo da energia transferida foi utilizado um método mais preciso, baseado em técnicas de grafos, indicando que os valores ficaram próximos. Apesar de mais preciso, tal método representa maior dificuldade de integração nos processos internos das distribuidoras, pois além de necessitar reconstruir as topologias dos alimentadores após a reconfiguração, também demandaria maior tempo de trabalho dos especialistas da distribuidora, acarretando maiores custos.

As PNTs calculadas pelo método em ambas as distribuidoras, apresentam valores estimados significativos. Na análise por alimentador, os valores se concentram acima de 2% e abaixo de 15% para as duas empresas, podendo apresentar valores acima 30%. Já na análise por bairro, foram encontrados valores

acima de 20% nas duas distribuidoras, o que pode ser justificável por abastecerem grandes centros urbanos em áreas consideradas vulneráveis.

Como trabalhos futuros, destaca-se a possibilidade de aprimorar as fases de filtragem e classificação, por meio da modificação dos valores nulos, constantes e negativos .ao invés de descartar os alimentadores com a presença destes, além de identificar vales ou picos de potência que sejam possíveis erros de medição no lugar de manobras que podem influenciar erroneamente o método.

## 6. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio recebido pela CAPES, Processo #88887.835574/2023-00, Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), Processo #2021/11380-5, CNPq 310099/2023-4 e Fundo de Apoio ao Ensino, à Pesquisa e à Extensão (FAEPEX), Processo #2318/23, pelo apoio financeiro no desenvolvimento deste trabalho.

## 7. REFERÊNCIAS

- ANEEL. (2021). Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist) - Módulo 7. Acesso em 3/4/2024, disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>
- ANEEL. (2022a). Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) - Submódulo 2.6. Acesso em 3/4/2024, disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>
- ANEEL. (2022b). Base de Dados Geográfica da Distribuidora - BDGD. Acesso em 3/4/2024, disponível em <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>
- Becker, E. C. (2023). Metodologia de balanço de energia elétrica para detectar perdas não técnicas em sistemas de distribuição. Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria.
- Chuwa, M. G., & Wang, F. (2021). A review of non-technical loss attack models and detection methods in the smart grid. *Electric Power Systems Research*, 199, 107415.
- CIREL. (2017). Reduction of technical and non-technical losses in distribution networks.
- Depuru, S. S., Wang, L., & Devabhaktuni, V. (2010). A conceptual design using harmonics to reduce pilfering of electricity. 1-7.
- GESEL, ANEEL, CPFL Energia. (2021). As perdas não técnicas no setor de distribuição brasileiro: uma abordagem regulatória.
- Leite, J. B., & Mantovani, J. R. (Março de 2018). Detecting and Locating Non-Technical Losses in Modern Distribution Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), 1023-1032. doi:10.1109/TSG.2016.2574714
- Meira, P. (2018). DSS extensions: Multi-platform OpenDSS extensions. Fonte: <https://dss-extensions.org/>.
- Ventura, L. d., et al (2020). A new way for comparing solutions to non-technical electricity losses in South America. *Utilities Policy*, 67, 101113.
- Viegas, J., Esteves, P., Melício, R., Mendes, V., & Vieira, S. (2017). Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 1256-1268.