



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FRANCISCO JEANDSON RODRIGUES DA SILVA

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE PERDAS ELÉTRICAS EM
ALIMENTADORES DE MÉDIA TENSÃO BASEADO EM DADOS DE FLUXO DE
CARGA MONOFÁSICO E TRIFÁSICO

FORTALEZA

2023

FRANCISCO JEANDSON RODRIGUES DA SILVA

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE PERDAS ELÉTRICAS EM ALIMENTADORES
DE MÉDIA TENSÃO BASEADO EM DADOS DE FLUXO DE CARGA MONOFÁSICO
E TRIFÁSICO

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S58m Silva, Francisco Jeandson Rodrigues da.

Metodologia para análise de perdas elétricas em alimentadores de média tensão baseado em dados de fluxo de carga monofásico e trifásico / Francisco Jeandson Rodrigues da Silva. – 2023.

100 f. : il. color.

Tese (doutorado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.

Orientação: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.

1. Metodologia de Análise. 2. Uso de Dados. 3. Perdas Elétricas. 4. Fluxo de Carga. 5. Fontes renováveis de energia. I. Título.

CDD 621.3

FRANCISCO JEANDSON RODRIGUES DA SILVA

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE PERDAS ELÉTRICAS EM ALIMENTADORES
DE MÉDIA TENSÃO BASEADO EM DADOS DE FLUXO DE CARGA MONOFÁSICO
E TRIFÁSICO

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em: 01/09/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Fabrício Gonzalez Nogueira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. José Renato de Brito Sousa
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

Prof. Dr. Wellington Assunção da Silva
Companhia de Água e Esgoto do Ceará (CAGECE)

A Deus.

Aos meus pais, irmãos, a minha esposa e
aos meus alunos que tiveram empatia
nessa jornada.

AGRADECIMENTOS

Gostaria, inicialmente, de agradecer a mim mesmo pela vontade, dedicação e disciplina para concluir esta etapa tão importante na minha vida acadêmica, o doutorado.

A minha família, pais, irmãos, a minha esposa, pela paciência que tiveram comigo nos momentos mais tensos desta trajetória.

A Universidade Federal do Ceará, por proporcionar um ensino de qualidade com uma estrutura de excelência e copo docente empenhados para com os seus alunos.

Ao Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso, pela excelente orientação. Suas contribuições nesta reta final foram essenciais para que este trabalho de tese tenha chegado ao seu fim.

Aos professores participantes da banca examinadora Paulo Cesar Marques de Carvalho, José Renato de Brito Sousa e Wellington Assunção da Silva pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões. Em especial, ao Prof. Wellington, que sempre me incentivou e mostrou bastante confiança no meu trabalho e na minha pessoa.

As instituições de ensino, Centro Universitário 7 de Setembro, Centro Universitário UniFanor (nível de pós-graduação) e o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará que tenho vínculo como docente, pelo tempo concedido, parceria e a ajuda em cursos para que eu seja um profissional cada vez melhor.

Aos colegas da turma de doutorado e do mestrado que ainda mantemos o vínculo, pelas reflexões, críticas e sugestões recebidas. Aos amigos professores das instituições, nas quais tenho vínculo como docente. Obrigado a todos por me escutar, contribuir e apoiar em momentos primordiais.

“Há uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica: a vontade.” (Albert Einstein).

RESUMO

As redes elétricas consistem em uma complexa rede de linhas de transmissão, distribuição, subestações e transformadores, que têm como objetivo garantir que a energia elétrica seja entregue com qualidade e eficiência. A análise de perdas elétricas é uma das principais preocupações dos sistemas elétricos, pois elas representam uma ineficiência que pode ser relevante para os consumidores, distribuidoras de energia elétrica e para o meio ambiente. Para a presente proposta de metodologia de análise de perdas elétricas através do uso de dados e fluxo de carga monofásico e trifásico, é importante destacar que essa abordagem permite identificar os pontos de maior perda de energia elétrica na rede elétrica em diferentes cenários de operação, possibilitando a tomada de decisões mais assertivas para a otimização do sistema elétrico. Dessa forma, é possível agir de forma preventiva, por exemplo, para evitar interrupções no fornecimento de energia elétrica e garantir a segurança dos consumidores e do sistema elétrico como um todo. Dito isto, nesta tese é proposta uma nova metodologia que valida dados reais de medidores de energia elétrica de fronteira através da técnica de fluxo de carga reverso e desenvolve análises monofásicas e trifásicas a partir da obtenção destes dados aplicando o fluxo de carga. Inicialmente, para garantir a confiabilidade dos dados elétricos utilizados, é criada uma metodologia que foi nomeada de fluxo de carga reverso, utilizando o equivalente monofásico, com dados reais. Já para a análise trifásica, os principais cenários considerados foram o fator de desequilíbrio de carga, a inserção de parque eólico e a estratificação por seguimento de período de madrugada, manhã, tarde e noite. Os dados coletados com a nova metodologia trifásica proposta, simulado em programa computacional, foram utilizados para calcular as perdas técnicas em alimentadores trifásicos reais. Com os resultados obtidos na análise monofásica, foi possível garantir a integridade dos dados e identificar os trechos da rede elétrica com as piores perdas elétricas, assim sinalizando pontos ótimos nos quais podem ser executados projetos para obter uma melhora no desempenho da rede. Nos resultados obtidos com a análise trifásica, foi possível reduzir o desequilíbrio de carga dos alimentadores reais e conectá-los a fontes renováveis, obtendo uma redução no percentual de perdas elétricas totais para o caso I de 1,50% quando comparado à rede equilibrada e desequilibrada e, para o caso II, uma redução de 3,22% e 1,83% foram encontradas quando comparada a rede equilibrada e desequilibrada com e sem geração do parque

eólico. Portanto, a metodologia de análise de perdas elétricas através do uso de dados e fluxo de carga monofásico e trifásico é uma ferramenta importante para a gestão eficiente dos sistemas elétricos, permitindo a validação de medições elétricas, a identificação de pontos de maior perda de energia elétrica e possibilitando a tomada de decisões mais assertivas para a otimização do sistema elétrico. Para aplicar a técnica de validação dos dados e realizar a análise monofásica, foi utilizado o software ANAREDE e, para validação da metodologia trifásica, o INTERPLAN.

Palavras-chave: Metodologia de Análise; Uso de Dados; Perdas Elétricas; Fluxo de Carga; Redes Equilibradas e Desequilibradas; Fontes renováveis de energia.

ABSTRACT

Electric grids consist of a complex network of transmission lines, distribution, substations, and transformers, with the goal of ensuring that electrical energy is delivered with quality and efficiency. The analysis of electrical losses is one of the primary concerns in electrical systems because they represent an inefficiency that can be significant for consumers, electric utilities, and the environment. For the present proposal of a methodology for analyzing electrical losses using data and single-phase and three-phase load flow, it is important to highlight that this approach allows for the identification of points with the highest electrical energy losses in the electrical grid under different operational scenarios, enabling more informed decision-making for the optimization of the electrical system. This makes it possible to take preventive action, for example, to prevent power outages and ensure the safety of consumers and the overall electrical system. That said, this thesis proposes a new methodology that validates real data from border electric energy meters using the reverse load flow technique and develops single-phase and three-phase analyses based on the data obtained by applying the load flow. Initially, to ensure the reliability of the electrical data used, a methodology called reverse load flow is created using single-phase equivalence with real data. For the three-phase analysis, the main scenarios considered include load imbalance factor, the integration of a wind farm, and stratification by time segments of early morning, morning, afternoon, and night. The data collected using the proposed new three-phase methodology, simulated in a computer program, were used to calculate technical losses in real three-phase feeders. With the results obtained in the single-phase analysis, it was possible to ensure the integrity of the data and identify sections of the electrical grid with the worst electrical losses, thus pinpointing optimal points for projects to improve network performance. In the results obtained from the three-phase analysis, it was possible to reduce the load imbalance of the real feeders and connect them to renewable sources, resulting in a reduction of 1.50% for Case I compared to the balanced and unbalanced network and a reduction of 3.22% and 1.83% for Case II compared to the balanced and unbalanced network with and without the wind farm generation. Therefore, the methodology for analyzing electrical losses using data and single-phase and three-phase load flow is an important tool for the efficient management of electrical systems, enabling the validation of electrical measurements, the identification of points with the highest

electrical energy losses, and facilitating more informed decision-making for the optimization of the electrical system. The ANAREDE software was used to apply the data validation technique and perform the single-phase analysis, while the INTERPLAN software was used to validate the three-phase methodology.

Keywords: Analysis Methodology; Data Usage; Technical Losses; Load Flow; Balanced and Unbalanced Networks; Renewable Energy Sources.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama de blocos do Sistema Elétrico de Potência.....	25
Figura 2 - Circuito aéreo radial simples.....	27
Figura 3 - Cenário atual das medições nas REDEEs.....	30
Figura 4 - Medidores inteligente de energia E750 modelo A2E3 e PowerLogic ION8650	32
Figura 5 - Fluxo do processo de aquisição de dados de uma rede elétrica real com sistema de medição inteligente	33
Figura 6 - Outros tipos de curvas de carga	35
Figura 7 - A ilustração dos acoplamentos da rede de transporte-energia	50
Figura 8 - Sistemas estudados de 34 e 70 barras, respectivamente.....	52
Figura 9 - Fluxograma do procedimento de colocação do medidor.....	57
Figura 10 - Diagrama do mapa da rede elétrica da região RGI.....	64
Figura 11 - Fluxograma da metodologia de validação de dados e análise de perdas monofásica	65
Figura 12 - Fluxograma da proposta de metodologia de análise trifásica.	74
Figura 13 - Diagrama unifilar do alimentador ALM01C3.....	76
Figura 14 - Alimentador ALM01I5 conectado à geração eolioelétrica com capacidade instalada de 5 MW.....	80
Figura 15 - Alimentador ALM01C3 antes (A) e após (B) de executar o fluxo de carga.	85
Figura 16 - Alimentador ALM01I5 antes de executar o fluxo de carga.	87
Figura 17 - Alimentador ALM01I5 após executar o fluxo de carga sem a inserção do parque eólico sem violação de tensão elétrica na rede de MT.	88
Figura 18 - Alimentador ALM01I5 após executar o fluxo de carga com a inserção da geração eolioelétrica e sem violação de tensão.....	90

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Exemplo de curva de carga de um alimentador real em kW	35
Gráfico 2 - Indicadores de perdas técnicas acumuladas nas 11 localidades.....	63
Gráfico 3 - Curvas de potência ativa média do alimentador, fonte renovável (eólica) e carregamento total do alimentador (fonte primária).....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tabela consolidada com os artigos encontrados e a proposto desta tese	59
Tabela 2 - Comparativo das principais contribuições desta tese com a literatura60
Tabela 3 - Comparação entre o resultado do fluxo de potência (reverso) obtidos pelo software ANAREDE e as medições de fronteira das linhas primárias67
Tabela 4 – Relatório das perdas fornecido pelo software ANAREDE compreendendo o fluxo de potência ativa nas linhas primária e secundária do eixo de análise I68
Tabela 5 – Relatório das perdas fornecido pelo software ANAREDE compreendendo o fluxo de potência ativa nas linhas primária e secundária do eixo de análise II69
Tabela 6 - Relatório das perdas fornecido pelo software ANAREDE compreendendo o fluxo de potência ativa nas linhas primária e secundária do eixo de análise III70
Tabela 7 - Configurações dos cabos do alimentador ALM01C377
Tabela 8 - Média horária das potências ativas (kW) medidas nas fases do sistema	78
Tabela 9 - Média horária das potências reativas (kVAr) medidas nas fases do sistema79
Tabela 10 - Especificações do cabo do alimentador ALM011581
Tabela 11 - Média horária das potências ativas (kW) medidas por fase do alimentador ALM011582
Tabela 12 - Potências reativas (kVAr) médias trifásicas horária por fase do alimentador 011583
Tabela 13 - Média horária das potências ativas injetadas pelo aerogerador no alimentador ALM0115 considerando três fases balanceadas83
Tabela 14 - Comparação entre os resultados obtidos em condições monofásicas e trifásicas86
Tabela 15 - Comparação entre os resultados obtidos com e sem a geração eolioelétrica com um desbalanceamento de carga médio de 10,20%89
Tabela 16 - Comparação entre os resultados obtidos com e sem geração eolioelétrica com desbalanceamento médio de 1,67%90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
BT	Baixa Tensão
CAA	Condutor de Alumínio com Alma de Aço
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CH	Chesf
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão,
DRC	Duração relativa da transgressão de tensão crítica
DRP	Duração relativa da transgressão de tensão precária
FIC	frequência de interrupção individual
FC	Fluxo de Carga
FCPR	Fluxo de Carga Probabilístico Robusto
GD	Geração Distribuída
GDs	Geradores Distribuídos
INTERPLAN	Análise e Planejamento de Redes de Sistemas de Distribuição de Energia
IHC	Interface humano-computador
MRT	Monofilar com Retorno pela Terra
MT	Média Tensão
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RERs	Recursos de energia renovável
RDAs	Redes de Distribuição de Ativas
REDEE	Rede de distribuição de energia elétrica
SEs	Subestações de Distribuição
SEP	Sistemas Elétricos de Potência

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	18
1.1 Motivação.....	20
1.2 Objetivos.....	21
1.3 Metodologia.....	22
1.4 Organização dos capítulos.....	22
1.5 Publicações.....	23
2 ELEMENTOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	24
2.1 Introdução.....	24
2.2 Alimentadores de Distribuição.....	24
2.3 Perdas Elétricas.....	27
2.4 Sistemas de Medição e Aquisição de Dados.....	29
2.5 Curva de Carga.....	34
2.6 Fluxo de Carga em Redes de Distribuição.....	37
2.7 Programas Computacionais.....	40
2.8 Conclusões parciais.....	41
3 TEORIA DE INVESTIGAÇÃO DE PERDAS E SUA UTILIZAÇÃO NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA	42
3.1 Introdução.....	42
3.2 Trabalhos correlatos que investigam perdas técnicas na distribuição.....	43
3.3 Conclusões parciais.....	58
4 PROPOSTA PARA VALIDAÇÃO DE MEDIÇÕES ELÉTRICAS E ANÁLISE DE PERDAS ELÉTRICA MONOFÁSICA COM O USO DE DADOS	62
4.1 Introdução.....	62
4.2 Metodologia para análise monofásica de perdas elétricas com o uso de dados.....	63
4.3 Coleta e análise dos resultados para a metodologia monofásica.....	66
4.4 Conclusões parciais.....	70
5 ANÁLISE TRIFÁSICA DE PERDAS ELÉTRICAS EM DIFERENTES CENÁRIOS DE OPERAÇÃO COM USO DE DADOS ELÉTRICOS	72
5.1 Introdução.....	72
5.2 Metodologia de análise trifásica com o uso de dados elétricos.....	72
5.3 Dados dos estudos de caso para análise trifásica de perdas elétricas.....	75

5.3.1 Estudo de caso I – alimentador com várias unidades consumidoras (sistema desbalanceado)	76
5.3.2 Estudo de caso II – Alimentador com múltiplos consumidores e geração eólicoelétrica	79
5.4 Resultados das simulações de perda trifásica	84
5.4.1 Resultados da simulação: caso I	84
5.4.2 Resultados da simulação: caso II	87
5.5 Conclusões parciais	91
6 CONCLUSÃO	92
6.1 Indicação de trabalhos futuros	94
REFERÊNCIAS	96

1 INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica (REDEEs) têm um papel importante no fornecimento de energia elétrica, pois estão conectadas diretamente aos consumidores, tanto em grandes centros urbanos quanto em localidades remotas. Nesse contexto, é necessário garantir índices de confiabilidade, robustez e qualidade de energia, levando em consideração as restrições topológicas, econômicas e elétricas associadas às redes. É importante ressaltar também que cargas monofásicas classificadas em diferentes níveis de potência são conectadas aleatoriamente às fases do sistema elétrico de potência (SEP), causando desequilíbrio de carga na rede elétrica.

Outras questões importantes incluem o aumento do consumo de energia elétrica e a geração intermitente por fontes renováveis nas redes de baixa tensão (BT) e média tensão (MT), o que pode contribuir significativamente para o aumento do desequilíbrio (VIEIRA et al. 2018). Problemas de qualidade de energia também são de grande preocupação, o que pode levar a tensões distorcidas, mau funcionamento, eficiência reduzida e até danos a alguns equipamentos (GHAHDERIJANI, 2020). A sobrecarga é outro aspecto indesejável relacionado ao desequilíbrio de carga entre as fases do sistema elétrico. Isso pode fazer com que altas correntes fluam através de uma das fases do sistema ou do condutor neutro nas redes de BT, levando ao superaquecimento e eventuais danos. O falso disparo dos relés também pode ocorrer e afetar o fornecimento de energia (ABPAYAKOM e SIRISUMRANNUKUL, 2016).

O aumento das perdas de potência é um dos principais problemas causados pelo desequilíbrio de carga. Diversos trabalhos na literatura apresentam uma análise de fluxo de carga (FC) com foco na modelagem de sistemas de distribuição balanceados e desbalanceados (YANG e LI, 2016), (KERSTING, 2017), (MURUGANANTHAM, GNANADASS e PADHY, 2016) e (YANG, 2016). No entanto, uma proposta de validação dos dados e uma análise de perdas elétricas adequada baseada em valores elétricos monofásico e trifásico não foi explorada em nenhum destes. As perdas de energia elétrica devido à corrente que flui através dos condutores são geralmente chamadas de “perdas técnicas”. Apesar de serem inerentes aos sistemas de transmissão e distribuição, elas devem ser significativamente reduzidas, trazendo diversos desafios para pesquisadores modernos e para as distribuidoras de energia (ABUJUBBEH, DAHALE e NATARAJAN, 2022).

Segundo a ANEEL (2022e), no Brasil as perdas totais na distribuição sobre a energia injetada no ano de 2022 são de 13,63%, sendo esta composta de 7,38% de perdas elétricas (técnicas) e 6,25% de perdas comerciais (não técnica). Na região nordeste o índice de perdas totais neste mesmo ano é de 15,40%, sendo as perdas elétricas representado 9,95% e as não técnicas 5,45%. No ranking dos piores índices, a região norte é a primeira, com perdas elétricas totais de 30,34%, na sequência vem a região nordeste (15,40%), centro oeste (12,71%), sudeste (12,55%) e sul (8,8%).

As distribuidoras de energia elétrica continuamente automatizam seu sistema elétrico de distribuição e estão implementando sistemas para criar bancos de dados reais utilizando informações oriundas de medidores de energia elétrica, que agregam e trazem para um contexto real para as análises em SEP. Contudo, a criação de metodologias de análises para utilização destas informações ainda é pouca explorada. Nesse sentido, a análise de perdas muitas das vezes conta com técnicas e ferramentas computacionais monofásicas. No entanto, tais empresas do segmento têm investido significativamente em medidores eletrônicos inteligentes para medir todas as grandezas elétricas em pontos estratégicos da rede elétrica (VANCO et al. 2018). Assim, é possível quantificar o FC com maior precisão, reduzindo as incertezas nos estudos das perdas elétricas nas redes de distribuição (REDEEs).

Nesse sentido, a presente tese apresenta uma proposta metodológica para análise de FC monofásico e trifásico de perdas técnicas baseada na obtenção de dados elétricos de alimentadores de MT. A análise monofásica é realizada com o *software* de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE) utilizado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e, possui disponibilidade de versão para estudante. No estudo são utilizadas medições reais de fronteira em alimentadores de distribuição trifásicos com medidores inteligentes associados a um sistema remoto de coleta de dados. A análise trifásica de perdas técnica é realizada com o *software* comercial de Análise e Planejamento de Redes de Sistemas de Distribuição de Energia - INTERPLAN (DAIMON, 2022). A partir da análise individual de cada fase das redes escolhidas, pode-se avaliar a influência do desequilíbrio de carga e da geração distribuída nas REDEEs estudadas.

1.1 Motivação

O surgimento de novos elementos de rede tem sido constante e implementados nas REDEEs, assim trazendo uma complexidade e critérios mais detalhadas nas análises e coleta dos dados das redes e para os estudos de fluxo de carga. As inovações de condutores elétricos mais eficientes, desenvolvimento de novas fontes de geração renováveis de energia elétrica e a implementação de equipamentos de supervisão para melhor acompanhar o desempenho das REDEEs. Por exemplo, a instalação de medidores inteligentes em pontos estratégicos da rede de distribuição e sistemas de aquisição remoto de dados, são inovações que constantemente estão ocorrendo nas estruturas elétricas do SEP, seja na parte física ou de gestão e controle.

Além disso, diante do atual cenário propulsor das fontes renováveis de energia, a perspectiva é que o SEP seja mais diversificado, recebendo cada vez mais uma maior variedade de fontes de geração de energia elétrica que nem sempre seguem o comportamento da carga. Um dos principais estudos realizados é a análise de FC, que possui diretrizes importantes na evolução da carga e do sistema como um todo, assim possuindo um papel fundamental para estudos acadêmicos, profissional da indústria de energia, seja transmissora ou distribuidora.

Existem diversas metodologias para análise de FC. Baghaee et al., (2018) propõem um novo método para uma análise o fluxo de carga probabilístico robusto (FCPR) em microrredes e em redes de distribuição ativas (RDAs), incluindo recursos de energia renovável (RERs). Já Ramon e O'Neill-Carrillo (2018) usa um fluxo de energia ideal para determinar a alocação ideal de recursos usando um método de programação evolutiva, alcançando o menor custo de suprir a demanda e considerando as restrições físicas e operacionais.

Desta forma, motivado por tal evolução supracitada das REDEEs e a necessidade por novos métodos de análise devido a evolução e implementação de novos elementos de rede elétrica, surgiu o interesse de investigar e propor uma nova metodologia de validação de dados oriundos de medidores de energia elétrica e uma análise de perdas técnicas monofásica e trifásica nas REDEEs baseado no banco de informações de dados elétricos, implementando estes nos estudos de FC em SEP em várias situações de operação. Logo, a criação de metodologias para obter e estudar as informações da rede para integração aos FCs e, assim, trazer resultados para

tomadas de decisões para melhorias de alimentadores, das análises de FC e acompanhamento das perdas elétricas do sistema, faz-se necessário e contribuem para o meio acadêmico e profissional.

1.2 Objetivos

Desenvolver uma metodologia para validação de dados de medidores de energia elétrica e, através da obtenção destes dados, propor um método de análise de perdas elétricas monofásica e trifásica usando fluxo de carga.

Os objetivos específicos são:

- Revisar o estado da arte dos temas relacionados ao estudo das redes de distribuição elétrica, fornecendo embasamento teórico para a pesquisa;
- Escolher as redes de distribuição a serem estudadas e coletar os dados de medição das mesmas;
- Analisar as potências ativas e reativas trifásicas coletadas do sistema de aquisição de dados remoto e avaliar a qualidade dos dados;
- Analisar a curva de carga dos alimentadores de distribuição e consolidar as informações em formato de tabela;
- Mensurar o nível de desequilíbrio dos alimentadores;
- Formatar os casos base para simulação, permitindo a realização da avaliação do desempenho da rede;
- Coletar os dados topológicos das redes para criar modelos precisos para as simulações;
- Simular a rede de distribuição selecionada para realizar a validação dos dados para executar as análises monofásica e trifásica, que são as técnicas utilizadas para avaliar o desempenho da rede em diferentes situações;
- Executar o fluxo de carga e coletar as informações das perdas elétricas resultantes, que são indicativos importantes do desempenho da rede;
- Analisar os resultados obtidos das perdas elétricas para as técnicas monofásica e trifásica separadas, caracterizando as diferenças e semelhanças entre elas.

1.3 Metodologia

Para chegar nas contribuições e resultados finais desta tese, etapas e procedimentos foram seguidos. Inicialmente, uma revisão dos tópicos mais abordados no trabalho é destacada e temas inovadores em REDEEs atuais foram descritos. Na sequência, uma revisão sistemática é feita para sinalizar as principais inovações do trabalho equiparando com aquelas disponíveis na literatura. Em seguida, a proposta para validação das medições e as primeiras análises e resultados das perdas elétricas utilizando o equivalente monofásico são apresentadas. Por fim, é feito o uso dos dados novamente para ampliar as análises para sistemas trifásicos em diferentes condições de regime de operação, como desbalanço de carga e a inserção de fontes renováveis de energia elétrica.

1.4 Organização dos capítulos

Esta proposta de tese inicia-se pelo Capítulo 1 de Introdução, na qual são apresentadas problemáticas relacionadas as perdas elétricas em REDEEs e a proposição de uma metodologia de análise. É descrito, ainda, a motivação do trabalho, assim como os objetivos geral e específicos, a metodologia geral da tese e, por último, a organização da estrutura dos capítulos. Além desse capítulo, possui mais outros cinco, sendo eles:

Capítulo 2- Elementos do sistema de distribuição. Neste capítulo, é apresentado o levantamento bibliográfico dos elementos primordiais que estão correlacionados aos estudos feitos nesta tese, dando subsídios técnico/teórico para a compreensão dos casos analisados;

Capítulo 3- Teoria de investigação de perdas e sua utilização no setor de distribuição: uma revisão. Neste capítulo, é apresentado um levantamento em forma de revisão sistemática, para mostrar as principais inovações e contribuições da presente tese quando comparado com os trabalhos correlatos já publicados na literatura científica;

Capítulo 4- Proposta para validar os dados medidos e para análise monofásica de perdas técnicas. Neste capítulo, é apresentado toda a estrutura para proposição da validação dos dados e para a análise pelo equivalente monofásico;

Capítulo 5- Metodologia para análise de perda trifásica através da obtenção de dados elétricos. Neste capítulo será apresentado a mitigação e a expansão da análise de perdas elétricas nas REDEEs de forma trifásica em várias condições de operação, incluindo geração de fontes renováveis (eólica);

Capítulo 6- Conclusões. Onde além das conclusões gerais do trabalho, são apresentadas as sugestões de trabalhos futuros e o artigo desenvolvido durante a elaboração da tese.

1.5 Publicações

O seguinte artigo foi publicado na revista de Pesquisa em Sistemas de Energia Elétrica de Qualis A1.

SILVA, F. J. R.; MOURA, A. P.; BARROSO, G. C. Novel proposal for the analysis of technical losses in medium-voltage feeders from single-phase and three-phase load flow data. **Electric Power Systems Research**, Volume 211, 2022, 108239, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108239>.

2 ELEMENTOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os conceitos primordiais dos temas correlatos a esta pesquisa no que tange ao tema macro de redes de distribuição de energia elétrica.

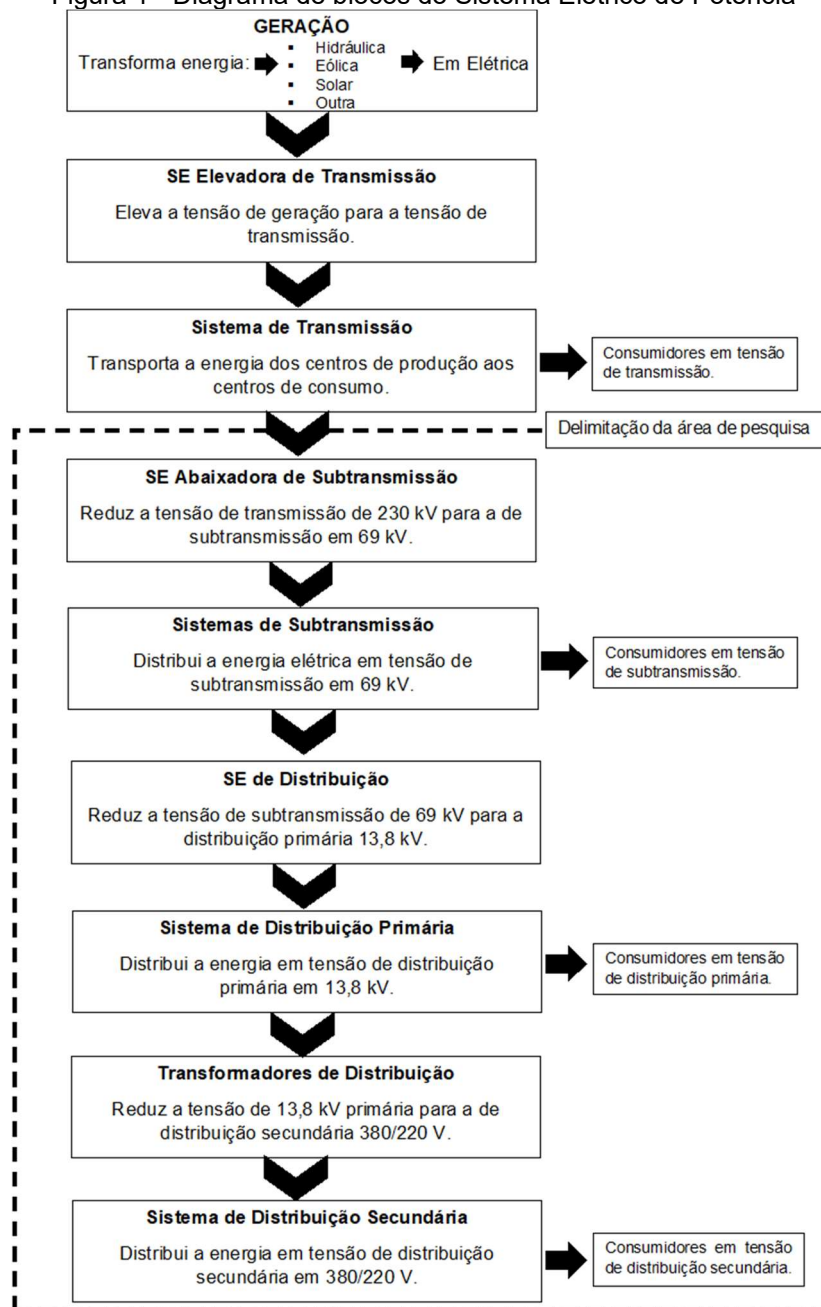
Portanto, dentro desse contexto, também estão sendo apresentados as novas perspectivas de estrutura dos alimentadores de distribuição, os controles das perdas elétricas, os novos modelos de sistemas de medição segmentado, os sistemas remotos para aquisição de dados, os estudos de fluxo de carga (FC) e os programas computacionais que podem ser utilizados. Assim, reforçando a compreensão do leitor para os estudos realizados na presente pesquisa.

2.2 Alimentadores de Distribuição

O sistema elétrico de potência (SEP) é composto por três subdivisões, a saber: Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As redes objeto de estudo deste trabalho estão interpostas entre o sistema de transmissão e o sistema de distribuição secundário (redes de baixa tensão), ou seja, referem-se às redes de distribuição a nível de subtransmissão (69 kV) e distribuição primária (13,8 kV). Na Figura 1 é apresentado o diagrama de blocos do SEP e destacada a área de delimitação de pesquisa deste trabalho.

As redes de distribuição têm a função de distribuir a energia elétrica para consumidores a nível de subtransmissão ou distribuição primária e, também, entregar o volume de energia elétrica transportada para os transformadores de distribuição secundária. Entre os elementos principais que constituem este seguimento, estão os transformadores de energia elétrica, os condutores elétricos, isoladores, disjuntores, chaves fusíveis e elétricas, religadores, medidores de energia e, na perspectiva da geração, estão as fontes renováveis de energia que estão cada vez mais se diversificando e se inserindo a nível de distribuição em redes modernas.

Figura 1 - Diagrama de blocos do Sistema Elétrico de Potência



O sistema de subtransmissão opera radialmente, podendo, desde que se tomem cuidados especiais, operar em malha e é o elo que tem a função de captar a energia oriunda das subestações de subtransmissão e transferi-las às subestações de distribuição e aos consumidores, em tensão de subtransmissão, através de linhas trifásicas. Existem quatro arranjos típicos de redes de subtransmissão, cada uma delas com suas características de confiabilidade, qualidade e custo de implementação. Em Kagan, Oliveira e Robba (2010) é mostrado o detalhamento dos esquemas dos diagramas unifilares e das estruturas das redes. O primeiro estudo feito na presente

tese foi a análise monofásica, utilizando dados de medições em nível de 69 kV que está classificada em alta tensão (AT) em nível de subtransmissão.

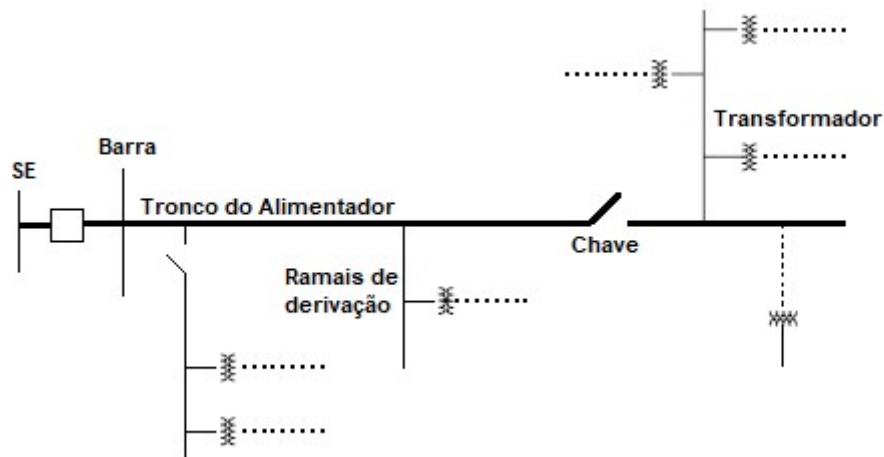
Já os sistemas de distribuição primário, também foco de estudo desta tese, operam geralmente de forma radial, e o de distribuição secundário, incluindo parte da rede de média tensão, pode operar tanto em malha como radialmente. As subestações de distribuição (SEs), que são supridas pela rede de subtransmissão, são responsáveis pela transformação de tensão de subtransmissão para a de distribuição primária, em 13,8 kV e, através dos alimentadores de média tensão, transportar a energia elétrica para os consumidores. Existem inúmeros arranjos de SEs que variam de acordo com a potência instalada na SE, estas diferentes configurações são detalhadas em (MANUEL, 2019).

No que tange às REDEEs, elas surgem das SEs de distribuição e podem ser classificadas como aéreas ou subterrâneas. As redes aéreas são mais implementadas, devido principalmente ter um menor custo de instalação. A aplicação das linhas subterrâneas é encontrada majoritariamente em área de maior densidade de carga e/ou que necessitem de restrições paisagísticas. As redes aéreas utilizam-se de condutores de alumínio com alma de aço (CAA) ou sem, nus ou protegidos.

A rede aérea é representada por um conjunto de alimentadores urbanos de distribuição, com possibilidade de transferências de blocos de carga entre circuitos. Na prática essas transferências são comuns acontecerem, devido principalmente a ocorrência de falta de energia elétrica em circuitos ou por manutenção corretiva ou preventiva. Nos troncos dos alimentadores, que emergem dos barramentos de distribuição primária dentro da SE, ficam localizados os medidores de energia elétrica que são responsáveis pelos registros de todas as grandezas elétricas neles pré-programados para envio ao centro de controle e ao setor de planejamento da rede das distribuidoras. Na análise trifásica realizada nesta tese foram utilizados os dados de medições localizadas na saída dos alimentadores de 13,8 kV.

O tronco destas redes ou o ramal principal, usualmente, emprega condutores de bitola 336,4 mil circular mil (MCM) permitindo, na faixa de tensão de 13,8 kV, o escoamento de potência máxima de 12 MVA, ficando limitada a cerca de 8 MVA para transferência de blocos de carga (MOURA, 2019). Na Figura 2 foi elaborado um esquema para ilustrar uma rede aérea simples e detalhar a localização do ramal principal na estrutura do alimentador.

Figura 2 - Circuito aéreo radial simples



Fonte: Elaborado pelo autor.

As redes radiais tem um papel especial dentro do SEP, pois elas atendem aos consumidores primários em tensões de suprimento existentes, principalmente em níveis de tensão de 13,8 kV e 69 kV e, também, tem a função de levar o bloco de energia aos transformadores de distribuição que suprem a rede secundária ou de baixa tensão. Dentre os consumidores primários destacam-se indústrias de médio porte, indústrias alimentícia e do ramo tecnológico, hospitais, conjuntos comerciais (*shopping centers*), instalações de iluminação pública, entre outros empreendimentos.

Segundo a NBR 6251 (2000), que objetiva a padronização de construção dos cabos de potência, unipolares, multipolares ou multiplexados, para instalações fixas, com isolação extrudada em tensões nominais de 1 kV a 35 kV, as REDEEs podem ser constituídas de vários tipos de cabos: cabo nu, pré-reunido, protegido e protegido compacta. Toda a normatização dos aspectos e requisitos construtivos destes cabos pode ser consultada nesta norma.

2.3 Perdas Elétricas

Nas REDEEs existem diversos fatores que impactam na sua qualidade e eficiência. Dentre eles estão as perdas de energia elétrica e o desequilíbrio de carga entre as fases da rede. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2022a), para um melhor acompanhamento destes fatores, define os percentuais regulatórios das perdas técnicas e não técnicas das concessionárias na revisão tarifária periódica, que ocorre a cada 4 ou 5 anos.

As perdas técnicas são calculadas seguindo as regras definidas no Módulo 7 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica Nacional (PRODIST) ANEEL (2022b). De forma resumida, como já explicado na Seção 2.1, o sistema de distribuição é dividido de acordo com os segmentos de rede (alta, média e baixa tensão), transformadores, ramais de ligação e medidores. Aplicam-se então modelos específicos para cada um desses segmentos, utilizando-se informações simplificadas das redes e equipamentos existentes, como por exemplo, comprimento e bitola dos condutores, potência dos transformadores e a energia elétrica fornecida às unidades consumidoras localizadas nos centros de carga.

Desta forma, com base nessas informações, estima-se o percentual de perdas técnicas relativas à energia injetada na rede, por isso novos estudos com análise mais realista é de interesse de todos. Os custos das perdas técnicas são considerados na tarifa de energia elétrica por serem inevitáveis em qualquer rede de distribuição no mundo. Os valores regulatórios das perdas técnicas das distribuidoras são calculados pela ANEEL, que observa os níveis eficientes dessas perdas conforme as características da rede elétrica de cada concessionária (ANEEL, 2022c).

As perdas ocorrem em forma de calor e são proporcionais ao quadrado da corrente total no condutor, como é representado na sua forma geral monofásica na Equação 2.1. Por causa do desequilíbrio de carga existente entre as fases da rede, provocado principalmente por cargas monofásicas e pelas derivações feitas da rede trifásica por ramais monofilar com retorno por terra (MRT), a corrente aumenta seu valor nos condutores elétricos e assim estabelece uma relação direta entre o incremento das perdas, causando o aumento no aquecimento de condutores e outros fatores agravantes que podem interferir na distribuição da energia, como por exemplo, o rompimento de condutores impactando na qualidade do fornecimento de energia.

$$P = R \cdot I^2 \quad 2.1$$

Em que:

P é a perda de potência watts (W);

R é a resistência elétrica do condutor ohms (Ω);

I é a corrente elétrica que se estabelece no condutor em ampères (A).

Existem duas formas de equacionar o cálculo das perdas nos condutores elétricos em circuitos trifásicos. Na primeira é levado em conta o sistema equilibrado

e, na segunda abordagem, o fator de desequilíbrio de carga é considerado. O modo de calcular para ambas as formas são mostradas nas Equações 2.2 e 2.3, respectivamente.

$$P_T = 3 \cdot R \cdot I^2 \quad 2.2$$

Em que:

P_T é a perda total do circuito trifásico equilibrado em watts (W);

R é a resistência elétrica do condutor em ohms (Ω);

I é a corrente elétrica que se estabelece no condutor em ampères (A).

$$P_T = P_A + P_B + P_C \quad 2.3$$

Em que:

P_T é a perda total do circuito trifásico desequilibrado em Watts (W);

P_A é a perda de potência da fase A em watts (W);

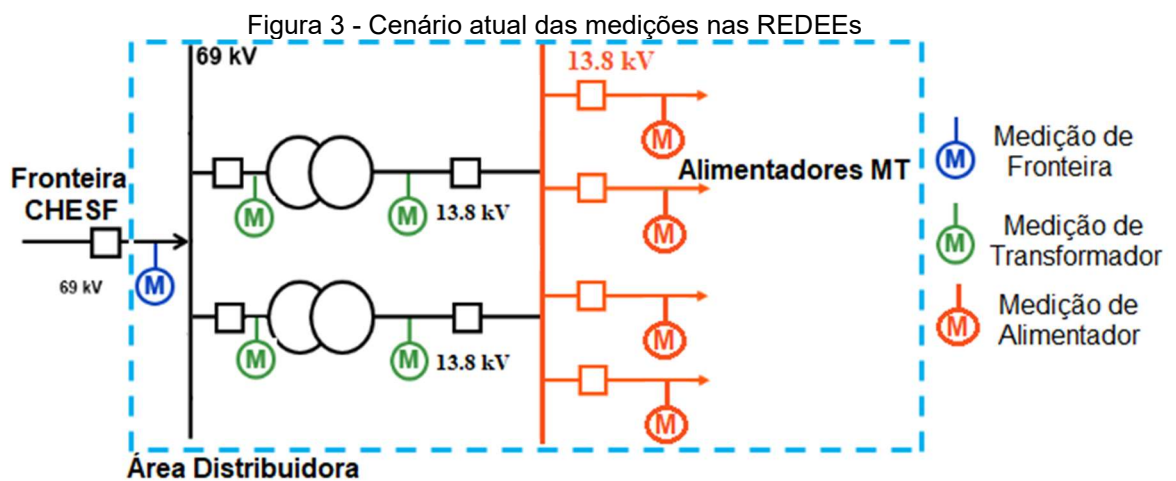
P_B é a perda de potência da fase B em watts (W);

P_C é a perda de potência da fase C em watts (W).

Para exemplificar as consequências de redes desequilibradas nas perdas elétricas, considere uma rede elétrica simétrica trifásica com uma resistência de linha de 2Ω em cada uma das fases (A, B e C), através da qual flui uma corrente de fase RMS de 3 A. As perdas elétricas trifásicas resultantes na rede e sua representação monofásica são de 54 W e 18 W, respectivamente. Agora, considerando que a rede é assimétrica, enquanto possuem correntes de 1 A, 3 A e 5 A passam nas fases R, S e T, respectivamente, as perdas totais, somadas as três fases, são de 70 W, correspondendo a um aumento de 16 W ou 22,86% quando comparado com o caso anterior. Uma vez que esta é a principal vantagem da análise trifásica, nos estudos de caso propostos será levado em consideração este fator.

2.4 Sistemas de Medição e Aquisição de Dados

O sistema de medição utilizado nesta proposta de tese são os inerentes ao sistema de distribuição. Um modelo atual de estudo do parque de medição da rede de distribuição é mostrado na Figura 3. Apesar do modelo representado ainda não estar amplamente consolidado nas redes de distribuição, já existe distribuidora com projeto piloto implementado e em fase de teste, como é o caso da Enel Distribuição Ceará (ENEL-CE). A configuração atual do parque de medição consolidada nas REDEEs é mostrada na Figura 3, com exceção das medições no primário do transformador de 69/13,8 kV que ainda não estão massivamente instaladas, porém existe projeto piloto implementado.



Para estudos elétricos voltados para o SEP, ter equipamentos de medição e uma base de dados consistente e precisa, traz contribuições importantes para as análises em redes elétricas. Entre os estudos mais importantes estão o de FC e investigação de perdas elétricas. Nas REDEEs os medidores eletrônicos são responsáveis pelos registros das informações elétricas, tais como energia e potência ativa e reativa, fator de potência, corrente, tensão, frequência, harmônicos, entre outras medidas. Portanto, faz-se necessário medi-las e organizar as informações num mesmo referencial de forma a poder analisá-las e compará-las.

Houve significativas evoluções nos medidores de energia ao longo do tempo. Inicialmente, as tecnologias de medidores de energia elétrica eram baseadas em indução, devido à sua simplicidade, robustez, precisão e desempenho ao longo dos anos. Geralmente, esses medidores eram instalados em clientes de baixa tensão,

que possuíam configurações de circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos, dependendo de sua construção.

No contexto dos alimentadores de média tensão, a tecnologia de medidores empregados é do tipo eletrônica, que é chamado atualmente de medidores inteligentes de energia elétrica. Na Figura 4 (A) é mostrado um medidor E750 modelo A2E3, correspondente à segunda geração de medidores eletrônicos de energia elétrica do fabricante Landys+Gyr, recomendado para medição em consumidores industriais, comerciais de grande porte e medição de fronteira, a nível de média tensão e alta tensão.

Segundo a Landys+Gyr (2022) esta geração de medidor traz novas funcionalidades como a possibilidade de até quatro interfaces de comunicação simultâneas, um número maior de canais de dados na memória de massa (arquivo com os registros das medições) para levantamento das características de consumo, monitores de eventos para acompanhamento das condições de uso, indicadores de qualidade de energia e a reinicialização dos registros sem a necessidade de nova carga de programa operacional.

Todas as funcionalidades permitem aplicações com maior flexibilidade na gestão dos dados de curva de carga, de faturamento, na monitoração do uso do medidor e no arranjo das interfaces conforme utilização. Como aplicação adicional à medição tradicional e ao uso em sistemas de média tensão exteriorizado, junta-se a aplicação em redes inteligentes utilizando como comunicação o módulo RF Mesh Landis+Gyr. O medidor E750, segue o princípio de amostragem digital com taxa de 256 amostras/ciclo e conversão analógica digital em 24 bits. O medidor traz um mostrador gráfico permitindo exibir um maior número de informações numa mesma tela e a possibilidade de avançar ou retroceder as telas, agilizando a operação de leitura local.

Já na Figura 4 (B) é mostrado um medidor eletrônico de energia elétrica de faturamento de fronteira de modelo PowerLogic ION8650 do fabricante Metrum. Este medidor possui uma alta precisão, única faixa de corrente (2 vezes mais precisos do que o existente ANSI/IEC Classe 0.2 padrões de 0.010A-20A). O ION8650 tem desempenho melhor do que 0,05% de precisão em condições normais; Monitoramento da qualidade de energia de acordo com as normas (IEEE 519, EN50160 Ed. 4, IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, CBEMA/ITIC); Detecção da direção

da perturbação (DDD) funcionalidade; 1024 amostras/medições de ciclo para todas as tensões/canais de corrente; Captura de forma de onda de tensão simultânea em baixa resolução (32 amostras/ciclo) e alta resolução (1024 amostras/ciclo); Até 5 portas comunicando simultaneamente: Ethernet, modem, RS-232/485, RS-485, porta óptica frontal ANSI; e Protocolos padrão da indústria selecionáveis pelo usuário para serial e Ethernet, incluindo: Itron MV-90, Modbus, Modbus Master, DNP 3.0, DLMS e IEC (METRUM, 2022).

Figura 4 - Medidores inteligente de energia E750 modelo A2E3 e PowerLogic ION8650



(A)

Fonte: Landys Gyr (2022).

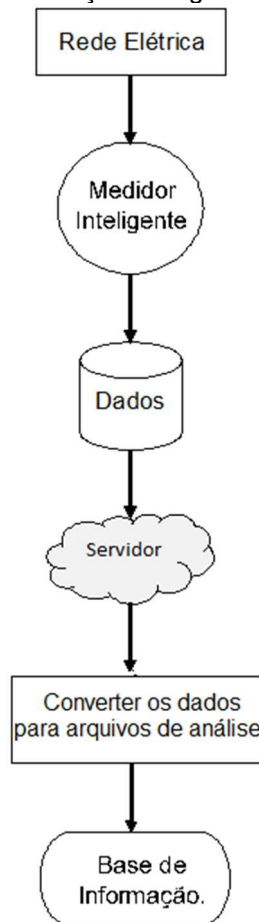


(B)

Fonte: Metrum (2022).

A partir da ampla utilização dos medidores inteligentes de energia elétrica nas REDEEs, surgiu a necessidade de desenvolver redes elétricas mais integradas, com um nível de automação mais robusto e com outros elementos de rede também inteligentes. O sistema de medição inteligente é apenas um dos diversos sistemas que integram o conceito de *Smart Grid*. Usualmente, o sistema de medição inteligente aparece com grande destaque nos projetos de redes elétricas inteligentes em decorrência de alguns fatores que impactam, de forma mais intensa, as operações das concessionárias, tanto no tocante a benefícios nas análises quanto a custos agregados. Na Figura 5 é ilustrado um esquema real de uma rede com medição inteligente e sistema de aquisição de dados.

Figura 5 - Fluxo do processo de aquisição de dados de uma rede elétrica real com sistema de medição inteligente



Fonte: Elaborado pelo autor.

A base de informação mencionada no final do fluxograma da Figura 5 é utilizada, principalmente, para fins de faturamento nas distribuidoras. Contudo, esta base possui informações valiosas para estudo de SEP e pouco é explorada dentro das distribuidoras.

Entre os benefícios que as redes inteligentes podem trazer juntamente com os medidores eletrônicos, pode-se citar:

1) Para as distribuidoras, os medidores de energia têm como função primordial a consolidação das informações para faturamento. A sua função principal, independente de outras funções avançadas e adicionais, é a de sempre gerar dados para faturamento. Por isso que os dados são pouco explorados para elaboração de novas metodologias no âmbito de pesquisa em estudos elétricos;

2) Os medidores representam a fronteira tanto entre as redes elétricas da distribuidora e a da transmissora, como entre a rede elétrica da distribuidora e a unidade consumidora. Assim, os medidores eletrônicos inteligentes podem servir

como canal de interação entre a distribuidora e a transmissora e a distribuidora e seus clientes;

3) Medidores de energia são fundamentais para viabilizar ações de eficiência energética e gestão pelo lado da demanda; e

4) Como cada ponto de fronteira entre transmissora/distribuidora e distribuidora/unidade consumidora possui um medidor de energia para controle dos dados, investimentos na modernização destes equipamentos são expressivos em relação a outros componentes da rede elétrica (UNESP, 2022).

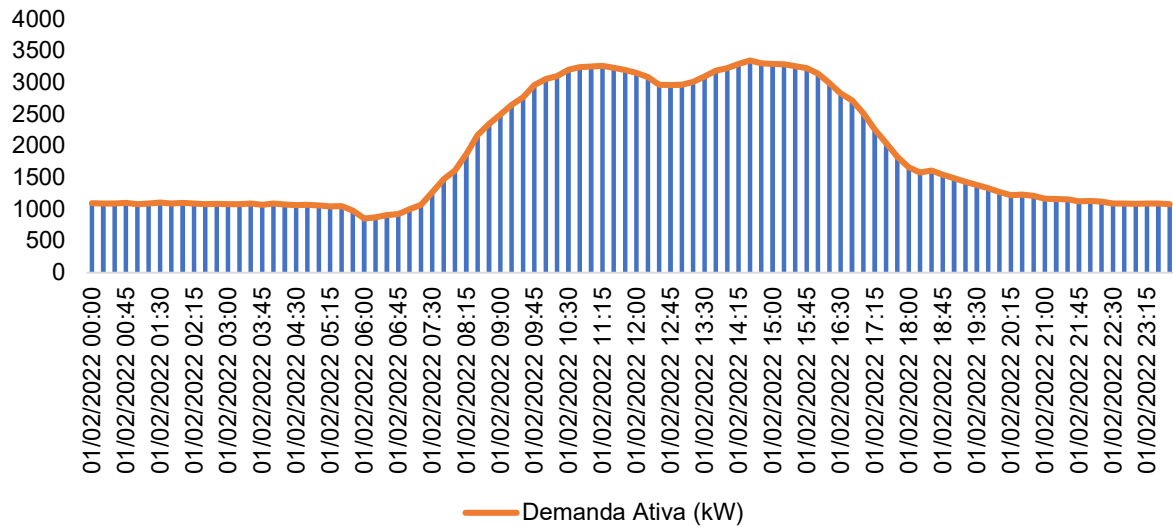
Os medidores de energia estão presentes em todos os níveis de tensão da rede, porém o sistema de remoto de comunicação de dados ainda não é amplamente implementado na rede de baixa tensão na maioria das distribuidoras. O sistema de comunicação de dados remoto é amplamente implementado nas redes de alta e média tensão. Portanto, estes medidores são muito úteis para se construir metodologias de análise de dados e implementar sistemas de automação e controlar sistemas de geração por fontes renováveis.

2.5 Curva de Carga

Existem dois principais perfis de curvas de carga no sistema de distribuição. A curva de carga a nível de consumidores, os quais podem ser conectados em padrão de tensão em AT, MT ou BT e a curva de carga dos alimentadores de distribuição, que é composta pela integração das curvas de carga das unidades consumidores a ele conectados. Nos estudos de caso realizados na presente proposta de tese as curvas de carga analisadas referem-se às REDEEs. Logo, análise a nível de cliente não é abordada. As curvas diárias dos consumidores são medidas, por período de 15 a 30 dias em média, já para os alimentadores de média tensão fica a critério do tipo de análise a ser feita, já que não são utilizadas para fins de faturamento e, sim, para o uso do planejamento da rede e os estudos elétricos. Para cada dia registra-se uma curva com os valores da potência média (kW) em cada intervalo de integração de 15 minutos (96 pontos). Junto com a curva, vem identificado o dia, mês, ano da semana.

No Gráfico 1 é mostrado um exemplo de uma curva de carga diária de um alimentador de MT. Os registros de potência ativa (kW) são feitos em intervalos integrativos de 15 minutos ocorridos durante o dia primeiro de fevereiro do ano de 2022 (01/02/2022).

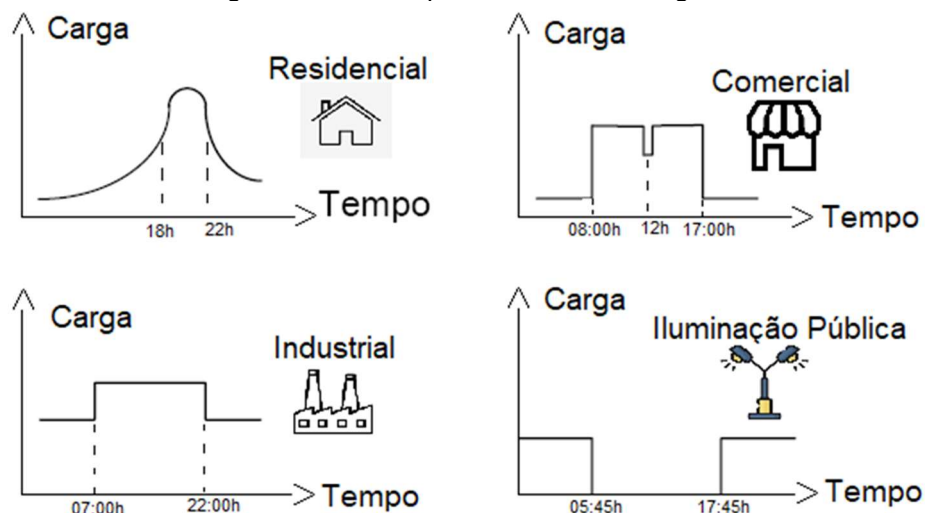
Gráfico 1 - Exemplo de curva de carga de um alimentador real em kW



Fonte: Elaborado pelo autor.

O perfil típico da curva é formado pela integração dos perfis das cargas que estão conectados no alimentador, conforme foi explicado anteriormente. Assim, o perfil que mais converge para a rede exemplificada é o do perfil comercial. Neste tipo de perfil, o comportamento da carga é pesada entre os horários das 07:00 e 18:00 horas, leve entre às 00:00 e 06:00 horas e média entre 18:00 e 23:45 horas. Vale ressaltar que para este tipo de categoria existe uma redução na demanda entre os horários de 12 às 14 horas devido ao horário de almoço. Como complemento para o entendimento de análise de curva de carga em alimentadores de distribuição, na Figura 6 são mostrados outros perfis de curva de carga que levam à predominância do comportamento dos perfis dos alimentadores.

Figura 6 - Outros tipos de curvas de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os fatores que normalmente são aplicados na caracterização na curva de carga são a demanda máxima, potência média, energia consumida, fator de carga, fator de demanda, fator de utilização, demanda máxima diversificada, demanda máxima não coincidente, fator de diversidade, fator de coincidência, fator de contribuição. Contudo, existem outros fatores mais específicos, como o fator de perda, as horas equivalentes e a curva das demandas acumuladas, que para a boa compreensão dos estudos realizados nesta tese é importante equacionar.

O fator de perda e horas equivalentes surgem a partir da energia consumida por um dado elemento (ΔE) que é calculada utilizando-se a Equação 2.4.

$$\Delta E = r \cdot i^2 \cdot t \quad (2.4)$$

Em que:

r é a resistência interna do elemento ohms (Ω);

i é a corrente em ampères (A); e

t é o tempo em horas (h).

Considerando que a tensão seja constante, então a energia perdida é proporcional ao produto de k , o quadrado da demanda e o tempo, veja Equação 2.5.

$$\Delta E = k \cdot D^2 \cdot t \quad (2.5)$$

Em que:

k é a quantidade de registros de medição adimensional;

D é a demanda em watts (W); e

t é o tempo em horas (h).

Desta forma, pode-se expressar a energia perdida em um dia (ΔE_{dia}) pela Equação 2.6.

$$\Delta E_{dia} = k \sum_1^{96} D^2 \left(\frac{15}{60}\right) = k \left(\frac{15}{60}\right) \sum_1^{96} D^2 \quad (2.6)$$

Assim, a potência média (ΔP) é dada pela Equação 2.7.

$$(\Delta P) = \frac{\Delta E_{dia}}{24} = \left(\frac{k}{96}\right) \sum_1^{96} D^2 \quad (2.7)$$

Portanto, o fator de perda (FP) é resultante da Equação 2.8 e calculado pela Equação 2.9.

$$FP (D_{max})^2 = \frac{1}{96} \sum_1^{96} D^2 \quad (2.8)$$

$$FP = \frac{1}{96} \sum_1^{96} \left(\frac{D}{D_{max}} \right)^2 \quad (2.9)$$

Por fim, conclui-se que as horas equivalentes de perdas (HP) são dadas pelas Equações 2.10 e 2.11.

$$HP (D_{max})^2 = \frac{1}{96} (\sum_1^{96} D^2) 24 \quad (2.10)$$

$$HP = \left[\frac{1}{96} \sum_1^{96} \left(\frac{D}{D_{max}} \right)^2 \right] 24 = FP 24 \quad (2.11)$$

Já a curva média é considerada uma curva de 96 pontos (conforme o Gráfico 1), a cada 15 minutos é feito um registro de medição para a potência média $P_m(t)$, obtida pela média dos pontos naquele horário de todas as curvas diárias, conforme a Equação 2.12.

$$P_m(t) = \frac{\sum_1^N P_d(t)}{N} \quad t = 1 \dots 96 \quad 2.12$$

Em que:

$P_d(t)$ são os valores das potências nos vários dias no instante t ; e

N o número de dias de registro de medição.

Destaca-se que, as definições contemplaram a curva diária para a grandeza elétrica referente à potência ativa. Na prática, é de interesse que estes fatores sejam referidos à potência aparente e, para isso, deve-se substituir D (kW), por S (kVA) nas equações descritas anteriormente. As deduções são destinadas para um período de 1 dia, contudo pode-se considerar para 1 mês ou 1 ano, levando a fatores similares, tais como fator de carga mensal e fator de carga anual.

2.6 Fluxo de Carga em Redes de Distribuição

Nesta proposta de tese o FC é amplamente utilizado nos estudos de caso apresentados nos Capítulos 4 e 5. Contudo, sua utilização nas análises realizadas nesta tese é feita de uma forma diferente do tradicional, que usualmente realizam as análises de estudos elétricos de FC de maneira genérica com uso de redes e dados teóricos. Desta forma, os resultados não retratam o que é praticado nas operações de redes elétricas reais. Nos experimentos feitos no presente trabalho, é utilizada uma nova metodologia baseada na utilização de dados trifásicos para um melhor

desempenho dos cálculos das perdas elétricas das REDEEs utilizando o FC monofásico e trifásico. Portanto, para se entender o processo de funcionamento dos simuladores que são utilizados neste presente trabalho, é de suma importância compreender a importância e as técnicas utilizadas na modelagem dos FC.

O FC é uma ferramenta fundamental para a análise de sistemas elétricos. Através do cálculo do FC são obtidas as condições em regime permanente do sistema (níveis de tensão nas barras, FC nas linhas, perdas, etc.). Nos sistemas reais, devido ao fato da demanda estar variando constantemente, a ocorrência de eventos, tais como oscilação na frequência fundamental da rede elétrica, *Sag* ou *Swell* de tensão e/ou corrente, ocorrem com bastante frequência. Entre estes eventos pode ser citado ainda as perdas não técnicas de energia elétrica, contingências, manutenção dos elementos do sistema, entre outros, torna ainda mais complexo determinar o estado do sistema em um determinado instante (PAREJA, 2009).

Ao longo dos anos surgiram diversos métodos de FC. Um dos primeiros desenvolvidos foi o de Gauss-Seidel, qualificado pela clareza no entendimento e a facilidade de programação do algoritmo. Contudo, este método necessita de várias iterações para sua convergência, assim exigindo um esforço computacional maior e um tempo de resposta mais demorado. Já o método iterativo de Newton-Raphson (NR) inicialmente é realizado na forma geométrica e, posteriormente, consiste em um algoritmo iterativo para cálculo de raízes de funções. É geralmente o método mais utilizado para resolver problema de FC, devido agilidade no tempo de convergência no processamento, principalmente para redes malhadas como a de sistemas de transmissão.

Além disso, segundo Mishra e Das (2008), os métodos tradicionais de cálculo de FC em redes de transmissão, tais como os métodos de NR, Desacoplado Rápido Modificado (DRM), não apresentam desempenho adequado no caso de redes de distribuição radiais. Esse fato resulta de características particulares das redes de distribuição, tais como a baixa relação X/R (reatância/resistência) dos parâmetros dos alimentadores, trechos com impedâncias relativamente baixas (representação de chaves, reguladores de tensão e trechos pequenos de linha entre cargas muito próximas) associadas a outros com valor de impedância relativamente alto.

Tais características podem afetar a convergência dos métodos de solução exigindo grande número de iterações ou, até mesmo, causando divergência do processo iterativo. Além disso, o esforço computacional associado a esses métodos

(fatoração de matrizes, solução de sistemas de equações, etc.) é desnecessariamente alto no caso de redes de distribuição radiais.

Vários métodos eficientes para solução do problema de FC em redes de distribuição radiais estão disponíveis na literatura especializada. Esses métodos estão divididos em duas grandes categorias: o Método da Soma das Correntes (SDC) ou Soma das Potências (SDP), conhecido como “Varredura Direta e Inversa (VDI)”;

 e os métodos baseados na “Impedância Nodal Implícita” (SRINIVAS, 2000).

A primeira categoria é recomendada principalmente para sistemas puramente radiais, embora possa ser adaptada para redes com algumas poucas malhas (fracamente malhados). O método é constituído por duas versões, a primeira possui uma formulação em termos de corrente, conforme mostra Shirmohammadi et al., 1988, enquanto a segunda utiliza uma formulação baseada em potência, conforme é mostrado em (BROADWATER et al., 1988).

Nesses métodos, a rede é representada por uma árvore orientada, em que a raiz corresponde à subestação, o tronco ao ramal principal e os ramos estão associados aos ramais secundários que partem do tronco. A varredura inversa consiste em, partindo-se dos nós extremos e usando uma estimativa inicial das tensões nodais, calcular as correntes ou fluxos nas linhas até o nó raiz. A partir do resultado da injeção de corrente ou potência do nó raiz, e do valor conhecido da tensão nessa barra, procede-se à varredura direta, a qual consiste em recalculer os valores de tensão das barras da rede até os nós extremos. Esse processo é repetido até que os valores de tensão de duas iterações consecutivas não variem mais que um valor de tolerância pré-estabelecido (SILVA, 2019).

Em Teng (2002) um método de Gauss-Seidel modificado que unifica o método implícito Z_{bus} com o método de Gauss-Seidel, visando contornar os problemas de eficiência no uso da matriz Z_{bus} , é apresentado. Os métodos baseados na matriz impedância nodal implícita utilizam uma formulação mais adequada para sistemas malhados. Baseiam-se na formação e fatoração da matriz de admitância nodal (Y_{barra}) e injeções de corrente equivalentes para resolver a rede. Nesse método, o efeito da fonte e das cargas é representado separadamente por superposição.

O método da Soma das Potências ou VDI tem apresentado melhores resultados para redes de distribuição radiais em termos de precisão dos resultados, tempo total de computação e facilidade de modelagem dos componentes do sistema de distribuição. É um método iterativo composto basicamente pelas seguintes etapas:

Cálculo das potências equivalentes em cada barra, no sentido das barras terminais para a barra fonte; Cálculo das tensões nodais em cada barra, no sentido da barra fonte para as barras terminais (a tensão da barra fonte é conhecida); Verificação da convergência: módulo da diferença entre tensões em iterações sucessivas menor que tolerância especificada; Se não houver convergência, cálculo das perdas nos ramos, no sentido das barras terminais para a barra fonte, retorne à primeira etapa.

Já em termos de FC para REDEEs desequilibrados, mostra-se relevante o trabalho de Cheng e Shirmohammadi (1995), que é uma extensão do método proposto em Shirmohammadi et al. (1988). No trabalho de Cheng e Shirmohammadi (1995), está incluída a modelagem de linhas, capacitores, cargas e barras PV (barra de tensão controlada) trifásicas. Baseado no método de Teng (2002), Teng (2003) também apresenta um importante estudo de FC com uma nova abordagem topológica de rede, em que a solução do FC se dá pela multiplicação de duas matrizes: *Bus Injection to Branch Current* (BIBC) e *Branch Current to Bus Voltage* (BCBV).

2.7 Programas Computacionais

Para mitigação das análises em sistemas de distribuição, os programas computacionais são de grande relevância para uma resposta mais precisa e realista para uma tomada de decisão a partir de experimentos de estudos elétricos, como por exemplo, os estudos de FC. Desta forma, nesta seção é feita uma breve explanação sobre os simuladores escolhidos para aplicação da metodologia proposta.

Para análises em regime permanente em alta tensão utilizando o equivalente monofásico (rede equilibrada), a ferramenta de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE) é amplamente utilizada tanto pela comunidade científica, na sua versão estudante, quanto pelo ambiente profissional, em distribuidoras de energia elétrica. O ANAREDE é o programa mais utilizado no Brasil para análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente.

Este programa possui os seguintes recursos disponíveis: Programas de FC: Desacoplado Rápido (DR), Newton (NEWT), Newton / Partida DR (NEWT PART), Modelo Linear (LFDC), Modelo Linear / Perdas (LFDC / PERD), Newton / Partida Linear (NEWT INDC) e Newton / Inicializar Ângulos (NEWT IANG); Programa de Equivalente de Redes; Programa de Análise de Contingências; Programa de Análise de Sensibilidade de Tensão; Programa de Análise de Sensibilidade de Fluxo;

Programa de FC Continuado; Programa de Definição das Redes Complementar e Simulação; Programa de Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência e Programa de Avaliação de Região de Segurança Estática e Dinâmica (MOURA et. al., 2019).

Por fim, a ferramenta INTERPLAN que é aplicada para estudos em redes elétricas de média tensão, com a possibilidade de integração aos sistemas de distribuição secundária (baixa tensão) e, possui uma grande vantagem comparado aos demais, a integração total com o PERTEC (programa para cálculo de perdas técnicas) que é um dos focos principais de resultados finais da presente proposta de tese. O simulador foi desenvolvido no ano 2015 pela Daimon Engenharia Ltda, com a finalidade das distribuidoras de energia realizarem estudos de planejamento de médio e curto prazo. O mesmo possibilita a visualização, edição gráfica e a definição de configurações de rede otimizadas para atender objetivos previamente fixados (DAIMON, 2022). A estrutura para análise de FC deste programa é a *backward-forward sweep* ou a VDI conforme detalhado na Seção 2.6.

2.8 Conclusões parciais

Com o objetivo de apresentar os elementos principais do sistema de distribuição para ajudar na compreensão da presente proposta de tese, neste capítulo, foram apresentados os temas mais relevantes para o entendimento da proposta deste trabalho. Entre as principais características estão a estrutura atual dos alimentadores de distribuição, o contexto das perdas elétricas nas REDEEs, o entendimento sobre os sistemas de medição e aquisição de dados, estudo sobre curva de carga, FC em REDEEs e os programas computacionais que são utilizados para aplicação da metodologia de análise proposta.

3 TEORIA DE INVESTIGAÇÃO DE PERDAS E SUA UTILIZAÇÃO NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA

3.1 Introdução

Sabe-se que novos modelos de análise para investigar o estado do sistema de distribuição são necessários e investigar perdas elétricas é uma delas, sua minimização traz eficiência para a rede e contribuição significativa para os modelos de análise. Por isso, neste capítulo são investigadas as metodologias de análise de perdas elétricas nas REDEEs através da utilização de várias técnicas aplicando a análise de FC monofásico ou trifásico. Para isso, realizou-se uma revisão sistemática da literatura utilizando *string* de busca através do uso das palavras-chaves descritas no resumo desta proposta de tese, nas fontes de pesquisa dos sites Scopus, IEEE *xplore*, *Science Research* e Google Acadêmico.

Os seguintes critérios de inclusão foram utilizados: artigos publicados nos últimos 6 anos (período que contempla entre os anos de 2015 e 2021); trabalhos redigidos preferencialmente nas linguagens Inglês, Espanhol e Português; estudos correlatos que disponham de metodologias de análise de FC em REDEEs para investigar perdas elétricas; e trabalhos que abordam investigação de perdas elétricas nas redes de distribuição.

Os critérios de exclusão utilizados foram: trabalhos que tratam de FC em sistemas de transmissão; estudos que não apresentam técnica de análise trifásica; estudos que não estejam no período de amostragem supracitado; estudos que não estejam nas linguagens pré-definidas; estudos que apresentam análise de FC na distribuição, mas não abordam a penetração de fontes renováveis; estudos que não apresentam técnicas de investigação de perdas técnicas; pesquisa em formato de *review* ou *summary*.

Assim, após a busca nas bases de dados foram encontrados 523 artigos que passaram por várias etapas de leitura, sendo excluídos os estudos que não estavam de acordo com os critérios citados acima. Dessa forma, após a leitura completa foram selecionados 15 artigos que são descritos nesse capítulo.

3.2 Trabalhos correlatos que investigam perdas técnicas na distribuição

3.2.1 *Ferreira, Trindade e Vieira (2020)*

Nessa pesquisa é proposto pelos autores uma abordagem inovadora baseada em FC que usa dados de medição de medidores inteligentes para detectar e localizar perdas não técnicas (PNT). Contudo, análises para perdas técnicas não são abordadas. O foco deste estudo, apesar de usar dados de medidores de energia elétrica, é para a identificação de cargas conectadas ilegalmente ao sistema de distribuição. É necessário a utilização de medições potencialmente disponíveis em medidores inteligentes, tais como: magnitude de tensão, potências ativas e reativas.

Para a aplicação da abordagem baseada em FC, no estudo é proposto que as barras de carga sejam modeladas como barras Reativa-Tensão (QV), ou seja, barras nas quais os valores de potência reativa e magnitude de tensão são especificados e, os barramentos que foram identificados com uma divergência perceptível entre os valores das potências ativas medidas e calculadas, são indicativos de possíveis localizações de PNT para tomada de decisão. O método proposto foi testado em sistemas de distribuição desbalanceados e os resultados são promissores principalmente considerando sua aplicação em sistemas de distribuição secundários, assim o estudo teve ênfase para as redes de MT.

3.2.2 *Cassio Gerez et al. (2019)*

Os autores começam o trabalho destacando os conceitos de SEP e das perdas elétricas nas REDEEs. Na sequência é destacada a importância da minimização das perdas técnica e de quem é a responsabilidade para combatê-las. Uma metodologia de técnica de reconfiguração ou de mudança de estado (aberto ou fechado) das chaves seccionadoras é descrita com o objetivo de propor uma otimização econômica para reduzir as perdas ôhmicas. Desta forma, este trabalho tem como objetivo principal obter uma alternativa para resolver o problema de reconfiguração da rede de distribuição (RRD), visando a minimização das perdas reais de potência. Aqui, a metodologia é estruturada em uma técnica baseada na metaheurística do vagalume, denominada algoritmo seletivo do vagalume, onde o posicionamento desses insetos é comprimido em uma faixa seletiva de valores.

Toda a implementação e adequação ao problema estudado são apresentadas, com o algoritmo aplicado ao RRD. Para definir o espaço de busca, a metodologia apresentada inicialmente considerou um conjunto de chaves possíveis para abertura com base na análise de malha dos sistemas escolhidos para os estudos. Para reduzir essas possibilidades, os autores propuseram um refinamento através de um critério de análise de FC. Este FC considera as perdas reais de potência em cada ramal para uma configuração com todas as chaves fechadas, selecionando então possíveis chaves para eliminação do conjunto previamente programado. Para demonstrar o comportamento e a viabilidade do FC, foi aplicado a um sistema de 5 barras e 7 ramais.

3.2.3 Shouxiang Wang, Qi Liu e Xingquan Ji (2018)

O trabalho ressalta a importância da metodologia de análise de sensibilidade em sistemas elétricos e do alto desenvolvimento das GDs. Alguns modelos de sensibilidade para as REDEEs são citados pelos autores. No entanto, é ressaltado que a aproximação linear existente do modelo de sensibilidade para perda de linha não é suficientemente precisa quando as saídas ou a carga da DG variam consideravelmente. Na metodologia é descrito uma equação que calcula a perda total da linha aérea P_{loss} de uma REDEE, como pode ser vista na Equação 3.1.

$$P_{loss} = \sum_{j \in T} R_j + \left((P_j^2 + Q_j^2) / U_j^2 \right) \quad (3.1)$$

Em que:

P_j , Q_j e U_j são a potência ativa, potência reativa e magnitude de tensão na extremidade de envio da linha j , R_j é a resistência da linha j , T representa o conjunto de todas as linhas.

Desta forma, o trabalho de Shouxiang Wang, Qi Liu e Xingquan Ji (2018) propõe um método de sensibilidade rápida para determinar a perda de linha e as tensões de nó em uma REDEE ativa. São estabelecidos, inicialmente, com base em um cálculo de FC, um modelo de sensibilidade quadrática de saída de GD ou carga para perda de linha e um modelo de sensibilidade linear de saída GD ou tensão de carga para nó. Usando esses modelos, os autores perceberam uma variedade de

perda de linha e tensões de nó da rede de distribuição pode ser determinada diretamente com a variação da saída GD ou demanda de carga. Como conclusões finais, foi expresso que o modelo de carga para perda de linha proposto é mais conciso e preciso em comparação ao modelo convencional de sensibilidade linear. E o modelo de tensão de carga para nó proposto também é mais conciso que o convencional.

Por fim, é abordado a questão propondo um modelo de sensibilidade quadrática mais preciso. E os parâmetros nos modelos de sensibilidade propostos são facilmente obtidos a partir do traçado de caminhos considerando a topologia radial da REDEE sem a necessidade da formação de matriz Jacobiana.

3.2.4 Han Wu, Yue Yuan e Kang Ma (2020)

Os autores afirmam que apesar de ser essencial para a eficiência das REDEEs, calcular a perda de energia, para a maioria das grandes redes ainda é uma tarefa difícil devido à ausência de monitoramento completo. Partindo do pressuposto que a corrente de linha segue uma distribuição normal, a soma de seu quadrado é uma combinação linear de variáveis independentes de qui-quadrado, que segue uma distribuição de qui-quadrado não central generalizada. Os pesquisadores nesse trabalho, desenvolveram um novo método analítico baseado em probabilidade para estimar eficientemente as perdas de energia da REDEE.

Segundo descrito no artigo, o método analítico proposto requer apenas o conhecimento da média e variância da corrente de linha, bem como a resistência da linha, enquanto fornece uma equação que possui as características de probabilidade de perda de energia. O método é demonstrado em uma rede radial de três alimentadores.

Com base na técnica proposta, o trabalho apresentou um novo método probabilístico de estimativa de perda de energia em REDEEs. Segundo os autores uma vantagem significativa do método proposto é a conveniência de se obter a perda de energia esperada imediatamente a partir do método proposto com um pequeno número de parâmetros de entrada, como média e variância da corrente de linha e resistência da linha. Este recurso permite estimar com rapidez e precisão a perda de energia nas REDEEs com medição incipiente ou inadequado.

Ao aplicar este método, os planejadores de REDEEs podem obter informações importantes de probabilidade de perda de energia e, assim, tomar uma melhor decisão de expansão da rede após avaliar cuidadosamente o risco econômico. Pesquisas futuras podem empregar o modelo misto gaussiano e assim melhorar a acurácia do método.

3.2.5 Bindeshwar Singh e Deependra Kumar (2018)

O estudo de Singh e Mishra (2018) fez um levantamento sobre a melhoria do desempenho de SEP por meio de GDs otimamente posicionadas em REDEEs. São considerados nesse estudo como questão principal nas REDEEs o desempenho do sistema de distribuição de energia, que pode ser analisada através da minimização da perda de potência real ativa e reativa, da melhoria do perfil de tensão, da capacidade de corrente de curto-circuito, do índice de duração média de interrupção do sistema (SAIDI), do índice de duração média de interrupção do cliente (CAIDI), da oscilações do sistema de energia, da capacidade de transferência de energia disponível do sistema, da capacidade de carga do sistema, da confiabilidade e segurança do sistema, estabilidade do sistema de energia etc.

Com o auxílio da modelagem matemática, os autores mostram o posicionamento ótimo de uma GD, como também descreveram revisões taxonômicas sobre o planejamento de GD no ponto de vista do desempenho do sistema elétrico, para isso utilizaram 178 artigos publicados e verificaram que, dos principais métodos convencionais para avaliar o impacto de GD a maioria utilizou o Método modal e o FC ideal. Em relação às técnicas de Inteligência Artificial foram mais utilizados os algoritmos genéticos. No caso de métodos de otimização para avaliar o impacto de GDs otimamente posicionados, a maioria dos artigos utilizam o método de programação não linear trazendo resultados positivos.

Foi relatado sobre o índice de perfil de tensão, em que está relacionado com a queda de tensão máxima entre cada nó e o nó raiz. Os valores mais baixos deste índice indicam melhor desempenho da rede. Além disso, foi mostrado o Índice de capacidade de linha. Os FC podem diminuir em alguns trechos da rede e liberar mais capacidade com a energia fornecida próxima à carga. Este índice fornece informações importantes sobre o nível de fluxos/correntes de energia através da rede

em relação à capacidade máxima das REDEEs. Dessa forma, valores mais baixos deste índice indicam mais capacidade disponível.

3.2.6 Omid Sadeghian et al. (2021)

Inicialmente o trabalho aborda o avanço da utilização das fontes renováveis nas REDEEs e a grande contribuição que estas fontes tem para a motivação da redução de emissão de carbono. Contudo, é enfatizado a natureza intermitente e incerta das destes tipos de geração de energia, são colocados vários problemas no planejamento e operação de sistemas de energia, entre os quais os problemas nos cálculos de FC. Desta forma, motivado a isto, os métodos tradicionais de FC determinísticos podem não ser mais apropriados, pois esses métodos dificilmente levam em consideração as incertezas nos parâmetros do sistema.

Assim, os métodos probabilísticos adequados são necessários para resolver o problema de FC sob condições altamente imprevisíveis. Portanto, a contribuição do estudo é a criação de uma metodologia eficiente baseada no agrupamento da potência de saída de turbinas eólicas para obter a localização e tamanho ótimos das turbinas em redes radiais de distribuição. Os objetivos comuns, como a perda de potência da rede, perfil de tensão da rede e carga computacional são investigados. Os autores afirmam que pouco é relatado nas publicações da literatura científica o uso do método de agrupamento de dados para tratar com geração estocástica de turbinas eólicas.

As contribuições deste artigo podem ser discriminadas da seguinte forma:

- 1) Propor uma metodologia eficaz usando agrupamento de dados para investigar a localização ideal e o número de turbinas eólicas dentro de um parque eólico;
- 2) Considerar o efeito esteira na geração dos parques eólicos para modelar a mudança na velocidade do vento causada pelo impacto dos aerogeradores uns sobre os outros;
- 3) Aplicar uma restrição técnica para eliminar os estados não importantes do tamanho do parque eólico para reduzir a carga computacional mantendo um alto grau de precisão;
- 4) Investigar o impacto do método de FC na precisão dos resultados e na carga computacional;
- e 5) Comparar os resultados obtidos com métodos simples de simulação de Monte Carlo e função de densidade de probabilidade para ilustrar a eficácia da metodologia proposta.

Através da aplicação da metodologia proposta foi observado o perfil de tensão e a redução das perdas elétricas na rede, estes são os objetivos principais de variáveis de análise para o posicionamento ideal dos parques eólicos. A metodologia proposta foi examinada em várias redes integrando a geração dos aerogeradores nas redes. Para acelerar o procedimento, foi aplicada uma restrição técnica para reduzir os requisitos de cálculo. Além disso, dois algoritmos FC denominado de FC direto e de FC de varredura indireta para trás/para frente foram desenvolvidos para mostrar o efeito dos métodos de FC na carga computacional e na precisão do problema proposto.

Os resultados demonstraram que o método proposto mantém um nível de aproximação favorável com uma menor carga de tempo do que os métodos de função de densidade de probabilidade e de simulação de Monte Carlo. Além disso, os resultados constataram a eficácia do algoritmo de FC direto proposto e a restrição técnica do ponto de vista da redução do tempo de computação e preservação da precisão. No futuro, a abordagem simulação de Monte Carlo baseada em agrupamentos de dados pode ser aplicada com outras análises probabilísticas para lidar com outras incertezas envolvidas na operação do sistema, como topologia de rede, cargas e erros de medição.

3.2.7 Meisam Mahdavi et al. (2021)

Os autores descrevem que a reconfiguração da REDEE pode ser formulada como um problema de otimização combinatória em larga escala com restrições que muitas vezes podem conter não linearidades. Dessa forma, este artigo apresenta uma formulação matemática eficiente para a REDEE, utilizando um modelo de programação cônica de inteiro misto convexo (PCIM) eficiente para reconfiguração de sistemas de distribuição radial usando uma Linguagem de programação denominada AMPL, sendo simples de implementar e caracterizada por alta precisão e curto tempo computacional. A robustez e a eficácia do modelo são testadas em diferentes tipos de REDEEs utilizando o *software* CPLEX em AMPL, apresentando resultados positivos.

A formulação da proposta se mostra eficiente e eficaz para reconfiguração de todos os tipos de sistemas de distribuição (planares ou não planares) com diferentes tamanhos (desde pequenos a grandes sistemas de distribuição), com várias subestações, diversos números de barramentos e muitos nós de transferência.

Assim, os resultados da simulação revelam que o modelo proposto não só reduz efetivamente as perdas de potência, como também melhora o perfil de tensão do sistema. O tempo de computação da abordagem proposta é menor do que outras técnicas de reconfiguração que poderiam encontrar as soluções ótimas precisas, quando comparada a outras abordagens de reconfiguração propostas na literatura.

3.2.8 Jianqiang Liu, Xiaoguang Huang e Zuyi Li (2020)

Nesta pesquisa é proposto de início uma análise topológica típica em uma REDEE urbana de MT de corrente contínua (CC) utilizando uma configuração avançada com recursos distribuídos, incluindo sistema de armazenamento de energia elétrica eólica e fotovoltaica. Na sequência, é proposta uma estratégia de FC ótimo multi-escala para REDEE de MT em CC em diferentes modos de funcionamento, incluindo os modos de funcionamento *on-grid* e *off-grid*.

Nas análises no modo com sincronismo com a rede elétrica, o foco do trabalho é a otimização do dia seguinte minimizando tanto a energia nos recursos de energia distribuídos quanto a perda de energia da rede. Além disso, no modo não sincronizado à rede, o propósito foi a otimização do dia seguinte na priorização e satisfação das cargas, reduzindo o corte de energia dos recursos distribuídos e a perda de energia elétrica na rede.

Um método de ponderação dinâmica é proposto para empregar a transformação do problema de otimização multiobjetivo em um problema de programação, que é resolvido por meio de métodos padrões. É analisado durante a programação intradiária a otimização da priorização de modo a garantir o desvio mínimo entre os valores reais e previstos do estado de carga da bateria e, em seguida, é priorizado a redução da energia dos recursos distribuídos e a perda de energia na rede.

Um controle de modelo preditivo é usado para corrigir os desvios de acordo com os resultados da previsão de carga de curto prazo. Além disso, um algoritmo aprimorado de otimização de enxame de partículas (PSO) é aplicado para otimização global intradiária, o que efetivamente aumenta a taxa de convergência para obter respostas. Para mostrar a eficácia e eficiência da proposta, foi realizada simulação no programa computacional MATLAB, a qual indicou uma aplicação da estratégia de otimização.

3.2.9 Siyang Sun (2020)

Sabe-se que Veículos Elétricos Plug-in (VEPs), bem como geradores distribuídos (GDs), tornaram-se predominantes nos últimos anos devido às preocupações mundiais de escassez de energia e emissões de gases poluentes. Dessa forma, é apresentada no estudo de Sun et al. (2020) uma abordagem coordenada para o planejamento de instalações de carregamento de VEPs e GDs, incluindo tanto as localizações quanto as capacidades, considerando os acoplamentos transporte-rede de energia.

Os acoplamentos da rede de transporte e da rede de distribuição de energia podem ser ilustrados na Figura 7, onde a rede de distribuição de energia e a rede de transporte são conectadas por alguns nós/barras comuns, que são considerados pontos importantes da rede.

Figura 7 - A ilustração dos acoplamentos da rede de transporte-energia



Fonte: Adaptado pelo autor de Sun et al. (2020).

Foi analisada a demanda de carregamento do VEP, primeiramente caracterizada explicitamente por uma análise temporal-SoC (*State of Charge*) através da simulação de Monte Carlo. As características das saídas diárias da GD também são analisadas pelo método de agrupamento *K-means* para derivar as curvas diárias representativas através dos dados históricos. O modelo de filas *M/M/s/N* formulou a dinâmica das estações de carregamento VEP e, em seguida, obtiveram a capacidade ideal da estação, incluindo o número do carregador VEP e o número do espaço de espera.

Por fim, um índice multiobjetivo, incluindo ativos de perdas de potência, principalmente as causadas pela potência reativa e desvio de tensão nas REDEEs de energia, é minimizado para otimizar as localizações e capacidades da GD. O estudo de caso do alimentador de teste IEEE 53-barras acoplado a uma rede de transporte de 25 nós mostrou que a solução proposta permite que as perdas de potência ativa e reativa, bem como o desvio de tensão, sejam reduzidos em 37,6%, 44,3% e 33,6%, respectivamente, após a integração ótima das estações de carregamento VEP e GDs.

3.2.10 Ahmet Nur e Asim Kaygusuz (2021)

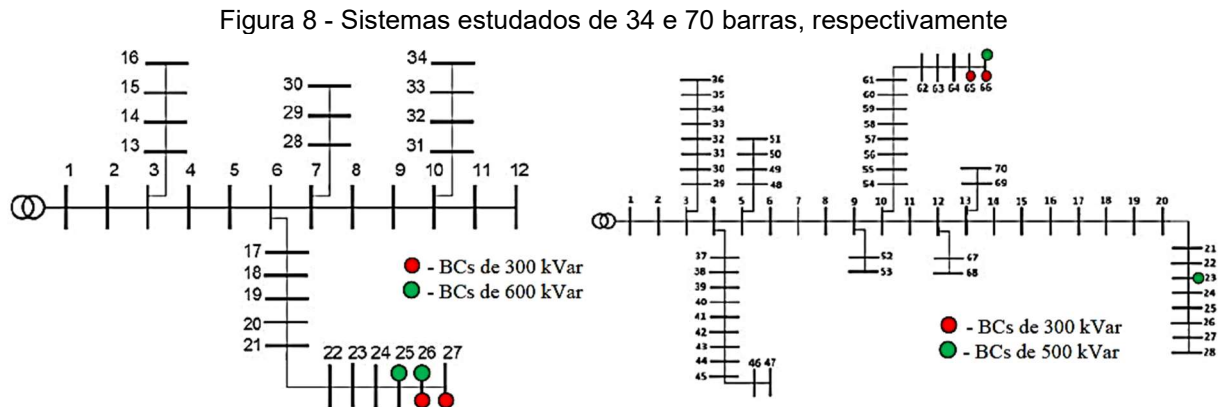
Neste estudo, o objetivo principal é realizar uma análise de FC com Newton-Raphson e Métodos de Gauss-Seidel em um sistema híbrido AC/DC. Dessa forma, é adicionado um sistema CC ao sistema de teste da REDEE radial de 33 barras do IEEE usando conversores fonte de tensão (CFTs), e um sistema híbrido CA/CC foi projetado. Após isso realizaram uma análise de FC na plataforma MATLAB, a qual é utilizado os métodos de Gauss-Seidel e Newton-Raphson, que são utilizados em análises de FC. São realizadas comparações desses métodos de acordo com o número de iterações, perdas totais de linha e potências ativas e reativas geradas e consumidas em termos de diferentes valores de tolerância.

Os resultados desse estudo são obtidos através da análise de FC, das potências produzidas pelo gerador que são calculadas o mais próximo possível entre si de acordo com as demandas de carga para ambos os métodos. Porém, é visto que a menor quantidade de iterações e o menor valor de perda de potência são obtidos pelo método de Newton-Raphson. Portanto, é comprovado através dos resultados obtidos, que a aplicação do algoritmo de FC utilizado no sistema híbrido AC/DC, é aplicado na solução de um problema do SEP. Além disso, os resultados mostram que o sistema projetado é confiável.

3.2.11 W. M. da Rosa et al. (2016)

Nesse artigo é apresentada uma metodologia de análise com enfoque, principalmente, na minimização das perdas reais de potência. A proposta é baseada na alocação de banco de capacitores em sistemas de distribuição utilizando

algoritmos genéticos e análise de sensibilidade. Esta análise de sensibilidade é usada para avaliar as soluções possíveis diretamente em vez de usar um FC ou um FC ótimo, que são métodos iterativos. Na Figura 8 são mostrados os sistemas que são utilizados para a aplicação da metodologia, o primeiro (localizado do lado esquerdo) contendo 34 e o segundo (localizado do lado direito) 70 barras.



Fonte: Adaptado pelo autor de W. M. da Rosa et al. (2016).

Para cada sistema são alocadas duas unidades de banco de capacitores. A validação é feita através da comparação com uma técnica de busca exaustiva implementada e o ganho em tempo de processamento computacional é mostrado. Como principal resultado, são obtidas as melhores localizações para colocação de unidades dos bancos de capacitores considerando a minimização das perdas reais de potência e, conseqüentemente, uma melhoria no perfil de tensão do sistema.

3.2.12 W. da Rosa, C. Gerez, e E. Belati (2018)

A inserção das fontes renováveis, como por exemplo, eólica, solar, biomassa, entre outras, classificadas como fontes que não emitem dióxido de carbono no processo de geração de energia, tem uma presença cada vez maior em quase todos os sistemas de distribuição de energia elétrica. Isso posto, os autores introduzem o trabalho, destacando a importância das fontes limpas de energia e os efeitos positivos que a GD pode trazer para as REDEEs, tais como, a possibilidade de implementação em vários pontos da rede elétrica e uma postergação de investimentos em reforços na estrutura da rede.

Uma técnica de otimização de partículas utilizando um método de FC linearizado chamado de FC CA linearizado aplicado à alocação de GD objetivando a redução ativa de perdas elétricas é proposta. O FC CA linearizado é baseado no FC CA com uma linearização específica aplicada às equações de balanço de potência. A introdução deste método de FC evita um processo iterativo, no que resulta em uma alternativa rápida em comparação com os métodos tradicionais de FC linearizado. A otimização de enxame de partículas é desenvolvida para determinar as barras ideais para inserção das unidades de GD, minimizando assim as perdas de potência nas linhas da REDEE sujeitas às restrições do problema.

O processo de validação da metodologia e o do FC CA linearizado ocorre a partir da realização de um conjunto de testes utilizando uma busca exaustiva, tanto no FC CA linearizado quanto no fluxo linearizado tradicional. Os testes são realizados em sistemas de distribuição de 34, 70, 126 e 476 barras. Os resultados mostram claramente um grande ganho em tempo de processamento com o uso de FC CA linearizado associado ao algoritmo de otimização de enxame de partículas para alocação de GD, principalmente nas redes mais complexas (126 e 476 barras), favorecendo a utilização da metodologia aqui apresentada em sistemas de redes reais.

3.2.13 Meifu Chen, Mingchao Xia e Qifang Chen (2019)

A REDEE convencional tem gerenciamento passivo do FC, o que leva a uma capacidade limitada de consumir energia renovável. Assim, o conceito de REDEE ativa é proposto. REDEE ativa é um tipo de redes de distribuição convencional avançado com um sistema de gerenciamento de FC flexível e pode fazer o pleno uso de recursos distribuídos para facilitar a integração de GD em uma rede existente. Desta forma, roteadores de energia podem ser colocados nos barramentos críticos para obter um gerenciamento flexível do FC na rede de distribuição ativa e oferecer mais flexibilidade para realizar a interação entre fonte e carga.

Nesse artigo, os roteadores de energia são principalmente catalogados como dois tipos de configuração, o tipo fonte e o carga. É proposta uma nova estratégia de interação fonte-carga distribuída para as REDEEs ativas baseada em roteador de energia, que apenas requer a troca de informações entre roteadores

vizinhos dentro da topologia de gerenciamento. A estratégia de interação inclui três partes: a estratégia para roteadores de energia do tipo fonte, a estratégia para roteadores de energia do tipo carga e a estratégia de cooperação para vários roteadores do tipo fonte e do tipo carga.

Além disso, na seção II subitem “B” do trabalho, um novo método de cálculo de perda de potência é proposto para tornar as estratégias aplicáveis considerando o FC *backward* e *forward*. A correção e eficácia das estratégias propostas são verificadas por comparação com os caminhos de roteamento ótimos derivados do algoritmo típico do autor Dijkstra centralizado no estudo de caso. Os roteadores de energia baseados em tecnologia de eletrônica de potência podem ter interfaces de corrente alternada e contínua. Sua interface em sinal alternado pode gerenciar a potência reativa de forma flexível para atender sua demanda de potência reativa, e a potência ativa é considerada apenas para a interface com sinal contínuo. Para simplificar a análise, os efeitos de potência reativa e desvio de tensão são desprezados. Assim, os autores propõem uma simplificação para calcular a perda de linha.

As principais contribuições desta pesquisa são as seguintes: 1) Um novo método de cálculo de perda de potência é proposto; 2) Uma estratégia de interação distribuída entre fontes de geração e cargas dentro de uma REDEE ativa baseado em roteadores de energia, que é de grande significância prática para a geração da GD; 3) O roteador de energia atuando como tipo de fonte ou tipo de carga tem direitos iguais para estabelecer contratos de venda ou compra de eletricidade e manter o equilíbrio energético dentro da rede de distribuição ativa; 4) Situações para múltiplos roteadores de energia tipo fonte e tipo carga são consideradas; 5) A alteração de função dinâmica como origem ou carga para um roteador de energia de uma duração de despacho para a próxima é permitida. O efeito adverso da limitação da capacidade instalada de recursos renováveis é atenuado; e 6) O efeito na direção do FC das fontes renováveis instaladas é levado em consideração na estratégia de interação proposta.

De acordo com os resultados do estudo de caso, as principais conclusões tiradas são: 1) Quando existem vários roteadores de energia coexistindo na REDEE ativa, a estratégia de cooperação pode resolver o problema do congestionamento. O valor máximo pode ser calculado em cada ação de correspondência apenas por meio de informações dos roteadores vizinhos. 2) Quando o excesso de energia ocorre dentro de um roteador, a estratégia de interação para o roteador do tipo fonte pode

ajudá-lo a derivar o caminho de roteamento ideal e o roteador do tipo de carga de destino. Apenas a informação do roteador vizinho é necessária para isso. 3) Diferentes direções de FC coexistentes na rede de distribuição ativa não afetarão a eficácia da estratégia proposta, e a nova estratégia proposta baseada em peso pode derivar o caminho de roteamento ideal para minimizar as perdas elétricas e o roteador de destino. 4) Ao usar a estratégia de interação proposta, ER pode mudar seu modo de operação como fonte ou carga dinamicamente uma duração de despacho para a próxima. Isso ajuda a alcançar interação entre fontes e cargas.

3.2.14 Ishan Bhand e Sanjoy Debbarma (2021)

A problemática do trabalho é destacada logo de início e da ênfase nos efeitos negativos causados por sistemas desequilibrado em REDEEs. É citado que para um sistema de três fases a quatro fios desbalanceado, embora a penetração de GDs reduza as perdas nos condutores fase, ao mesmo tempo, aumenta as perdas no condutor neutro. Um exemplo é posto no trabalho para esclarecer situações em que a rede fica em situação de desequilíbrio: a integração de GDs monofásicos atendendo cargas trifásicas em redes radiais de distribuição aumentará os desequilíbrios gerais do alimentador e causará um aumento de fluxo de energia através do condutor neutro, embora reduza as perdas elétricas de fase da rede elétrica em que se origina o fluxo de energia pelo barramento principal. Com isso posto, a ideia geral da pesquisa é estudar um método de alocação de perdas baseado em grafos para um sistema de 33 barras penetrado com unidades de GDs na plataforma de estrutura de energia.

O sistema de energia transativa está posicionado para oferecer esse mercado de energia na zona de varejo que facilita as transações de energia entre entidades locais por meio de contratos *peer-to-peer*. Nesse acordo, o prossumidor (aquele que produz e consome sua própria energia) pode vender seu excesso de energia aos consumidores participando da comercialização de energia. No entanto, perdas significativas ocorrerão na rede de distribuição devido ao transporte de energia entre compradores e vendedores. Isso exige uma estrutura de alocação de perdas eficiente e justa. Além disso, o mecanismo de alocação adotado deve considerar a natureza desequilibrada do FC aliada ao sistema de distribuição para uma efetiva recuperação.

Em particular, este artigo objetiva preencher uma lacuna existente no estado da arte, apresentando um estudo detalhado sobre disposição de perdas em REDEEs radiais desequilibradas usando estratégia baseada em grafos em mercados de energia transativa com cargas e saídas de GDs variáveis em intervalos de registros por hora. Com essa visão, as contribuições da pesquisa são descritas em: 1) desenvolver uma técnica de distribuição das perdas baseada em grafos para REDEEs desbalanceadas na presença de unidades e cargas de GD; 2) Alocar as perdas incorridas nas camadas de fase e neutro de uma rede de distribuição radial desbalanceada sob contratos ponto a ponto (P2P) em diferentes condições de operação; 3) Comparar a precisão e eficiência do método de alocação de perdas com o método de alocação de perda baseada na decomposição de corrente de ramificação.

Através da aplicação do método proposto, resultados são colhidos e entre eles estão o desempenho e a distribuição das perdas de forma justa entre os participantes da rede durante todas as transações. Constatou-se também que devido à natureza desequilibrada do FC em uma REDEE, uma quantidade significativa de perdas é incorrida na camada do condutor neutro. Assim, a alocação das perdas entre as fases assumindo apenas carga balanceada dispensará resultados errôneos e impactará o processo geral de recuperação. A partir dos resultados encontrados, a precisão na alocação das perdas elétricas incorridas pelo método baseado em grafos é maior em comparação com o método de alocação de perda baseada na decomposição de corrente de ramificação.

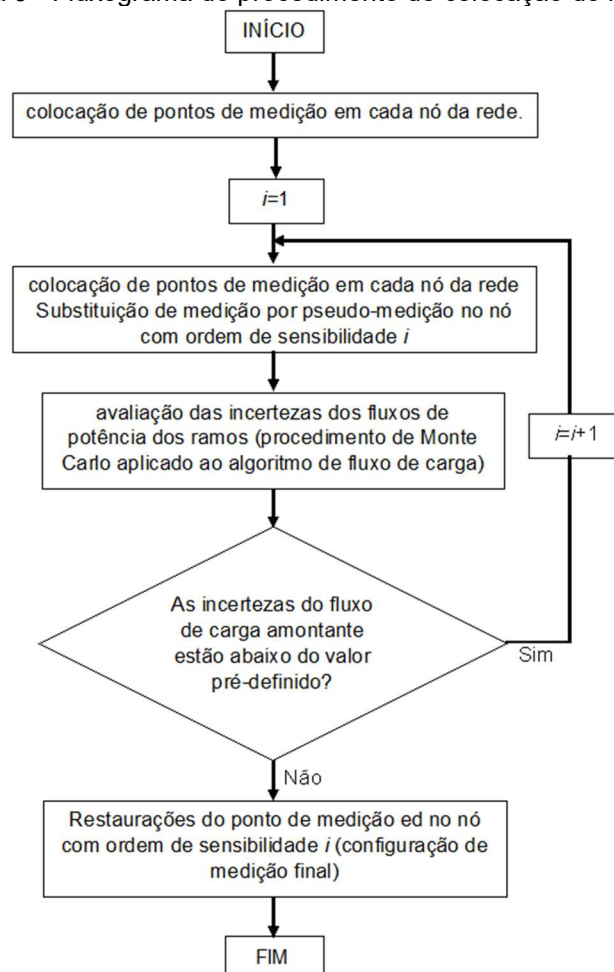
3.2.15 Antonio Cataliotti et al. (2016)

As questões que são tratadas nesse artigo estão relacionadas ao posicionamento de dispositivos de medição para análise de FC em REDEEs de MT. Os autores destacam as grandes mudanças que estão ocorrendo na estrutura e gestão das REDEEs. Dito isto, o texto continua ressaltando as modernas alterações que estão ocorrendo e, é posto que, as redes inteligentes atuais são caracterizadas por FC bidirecionais e um número crescente de sistemas e dispositivos de monitoramento, comunicação e gerenciamento, que podem garantir inúmeras funcionalidades, como regulação de tensão e frequência, proteção de anti-ilhamento,

localização e isolamento de falhas, restauração do serviço, monitoramento da qualidade de energia e diagnóstico do sistema.

O estudo proposto é baseado na utilização de um algoritmo de medição inovador desenvolvido para análise de FC. Ele é estruturado em medições de potência de carga de BT aplicadas em um algoritmo *backward/forward* para a resolução do FC. O objetivo final é identificar o número e a localização mais adequados dos pontos de medição de BT para limitar a incerteza na estimativa do FC a um valor definido (ver na Figura 9 o fluxograma do procedimento proposto para determinação do posicionamento dos medidores). A abordagem proposta é fundamentada na avaliação da incerteza dos FC estimados; uma análise de sensibilidade é realizada para avaliar a contribuição da incerteza de cada medição de potência de BT para o FC estimado a montante de cada alimentador de MT da REDEE. A colocação do dispositivo de medição de BT é apresentada e discutida em um estudo de caso real, ou seja, a REDEE da localidade da Ilha Ustica, na Itália.

Figura 9 - Fluxograma do procedimento de colocação do medidor



Fonte: Adaptado pelo autor de Cataliotti et al. (2016).

A eficácia da solução de posicionamento de medidores proposta é discutida considerando diferentes aspectos, como o impacto da variação dos pontos de medição nas incertezas do FC e a influência da precisão das pseudomedidas e medições dos analisadores de qualidade de energia nos resultados de posicionamento dos medidores. É demonstrado que a contribuição da qualidade das pseudomedidas é mais significativa do que a da precisão dos instrumentos de medição. De fato, um conhecimento profundo de todas as cargas não medidas é necessário para reduzir o número de pontos de medição e/ou obter uma redução significativa nas incertezas do FC. Por outro lado, a adição de apenas um medidor pode permitir obter uma qualidade adequada dos FCs estimados. Por fim, é concluído que, a possibilidade de alcançar um equilíbrio entre a redução dos pontos de medição e a precisão da estimativa do FC, confirma a confiabilidade do algoritmo de FC desenvolvido para sua implementação prática em REDEEs de MT.

3.3 Conclusões parciais

Através desta revisão sistemática, foi possível constatar as lacunas existentes para a proposição de novas metodologias de análise para investigar perdas elétricas, principalmente nas REDEEs modernas, que possuem cada vez mais um alto nível estratégico de monitoramento e, assim, disponibilizando dados históricos que reduzem as incertezas nos métodos de análises em SEP. A Tabela 1 foi criada para centralizar os trabalhos que foram selecionados na revisão de literatura e, baseado nisso, destacar as principais contribuições da presente proposta de tese no que tange a temática de investigação de perdas elétricas com dados reais aplicando FC. Inicialmente, nesta pesquisa é proposta uma técnica de FC reverso para validação das medições elétricas e, na sequência, desenvolve uma nova metodologia de análise por meio do uso de dados de medições de fronteira, para o refinamento das análises dos casos propostos em diferentes cenários de operação.

Tabela 1 - Tabela consolidada com os artigos encontrados e a proposto desta tese

Autor (Ano)	Contribuições
Ferreira, Trindade e Vieira (2020)	Cria uma abordagem inovadora baseada em FC que usa dados de medição de medidores inteligentes.
Cassio Gerez et al. (2019)	Modela um método de reconfiguração da rede de distribuição (RRD).
Shouxiang Wang, Qi Liu e Xingquan Ji (2018)	Propõem um novo método probabilístico de estimativa de perda de energia em REDEEs.
Han Wu, Yue Yuan e Kang Ma (2020)	Desenvolve um novo método analítico baseado em probabilidade para estimar eficientemente as perdas de energia da REDEE.
Bindeshwar Singh e Deependra Kumar (2018)	Cria uma modelagem matemática que mostra o posicionamento ótimo de GD.
Omid Sadeghian et al. (2021)	Propõe um método baseado em agrupamento de dados para a localização e dimensionamento ótimos.
Meisam Mahdavi et al. (2021)	Apresenta um modelo matemático eficiente para minimização de perdas na reconfiguração da REDEE considerando o perfil de tensão do sistema.
Jianqiang Liu, Xiaoguang Huang e Zuyi Li (2020)	Foi desenvolvido um novo esquema iterativo, chamado de fluxo de distribuição corrigido (CoDistFlow), para resolver o problema de um FC ideal baseado em cenário em redes radiais.
Siyang Sun (2020)	Apresenta uma abordagem coordenada para o planejamento de instalações de carregamento de veículos elétricos plug-in e GDs.
Ahmet Nur e Asim Kaygusuz (2021)	Apresenta um novo algoritmo de FC criado para o sistema híbrido AC/DC pode ser aplicado com sucesso na solução de um problema do SEP para analisar perdas.
W. M. da Rosa et al. (2016)	Uma técnica de otimização de partículas utilizando um método de FC linearizado chamado de FC CA linearizado aplicado à alocação de GD objetivando a redução ativa de perdas elétricas é proposta.
W. da Rosa, C. Gerez, e E. Belati (2018)	Um novo método de cálculo de perda de potência foi proposto, favorecendo na estratégia de interação distribuída para fontes e cargas dentro de uma REDEE ativa baseado em roteadores de energia.
Meifu Chen, Mingchao Xia e Qifang Chen (2019)	Foi proposto um novo método de cálculo de perda de potência, sendo de grande significância prática para o consumo de GD.
Ishan Bhand e Sanjoy Debbarma (2021)	Desenvolveu um método que trouxe várias possibilidades de análise que se baseia no funcionamento sob diferentes carregamentos e aloca as perdas de forma justa entre os participantes da rede durante todas as transações.
Antonio Cataliotti et al. (2016)	Um algoritmo de medição inovador desenvolvido para análise de FC e identificar o número e a localização mais adequados dos pontos de medição de BT para limitar a incerteza na estimativa do FC a um valor definido.
Na Presente proposta de Tese (2023)	Propõe uma técnica de validação de medição utilizando FC reverso e uma nova metodologia de análise monofásica e trifásica usando dados reais de medições elétricas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os trabalhos mencionados na Tabela 1 trazem boas contribuições para analisar perdas no sistema de MT, no entanto em nenhum deles foi proposto uma metodologia de análise que leva em consideração diversos aspectos que, em conjunto, são encontrados em situações reais de operação da rede, como os fatores de integração de GD, desequilíbrio de carga, tratativas de dados reais para minimizar as incertezas do FC e o fator de carregamento de carga utilizado no FC (demanda máxima, média ou mínima), proposto neste trabalho. Por exemplo, os autores Ferreira, Trindade e Vieira (2020), realizam um estudo com o uso de medições, mas investigam apenas perdas não técnicas. Cassio Gerez et al. (2019), Bindeshwar Singh e Deependra Kumar (2018) e Meisam Mahdavi et al. (2021) analisam a rede levando em conta, principalmente, a reconfiguração, porém os outros aspectos de operação real não são observados. Shouxiang Wang, Qi Liu e Xingquan Ji (2018) e Han Wu,

Yue Yuan e Kang Ma (2020) propõem métodos probabilísticos para a modelagem de seus estudos, assim não fazem o uso de dados reais.

Já Omid Sadeghian et al. (2021) propõem um método baseado em agrupamento de dados, contudo o foco da pesquisa é a localização e dimensionamento ótimos de parques eólicos em REDEEs radiais. Meisam Mahdavi et al. (2021) propõem uma modelagem matemática, mas o objetivo é apresentar um modelo matemático eficiente para minimização de perdas através da reconfiguração da REDEE considerando o perfil de tensão do sistema. Jianqiang Liu, Xiaoguang Huang e Zuyi Li (2020) traz uma ideia de FC para despacho futuro, não centraliza as análises em condições reais de operações e situação de carga desequilibrada. Na Tabela 2 são mostrados os principais tópicos relacionados às contribuições da presente tese e comparado com as contribuições individuais de cada trabalho publicados na literatura.

Tabela 2 - Comparativo das principais contribuições desta tese com a literatura

Contribuições	Autor (Ano)															
	<i>Ferreira, Trindade e Vieira (2020)</i>	<i>Cassio Gerez et al. (2019)</i>	<i>Wang, Liu e Xingquan Ji (2018)</i>	<i>Wu, Yuan e Kang (2020)</i>	<i>Singh e Kumar (2018)</i>	<i>Omid Sadeghian et al. (2021)</i>	<i>Meisam Mahdavi et al. (2021)</i>	<i>Liu, Huang e Zuyi Li (2020)</i>	<i>Siyang Sun (2020)</i>	<i>Nur e Kaygusuz (2021)</i>	<i>W. M. da Rosa et al. (2016)</i>	<i>Rosa, Gerez e Belati (2018)</i>	<i>Chen, Xia e Qifang (2019)</i>	<i>Bhand e Debbarma (2021)</i>	<i>Antonio Cataliotti et al. (2016)</i>	<i>Na Presente proposta de Tese (2023)</i>
Propõe uma metodologia de análise baseado em dados reais?	✓			✓		✓										✓
Investiga perdas?		✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Propõe uma técnica de validação dos dados?																✓
Usa o FC monofásico?	✓	✓						✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Usa o FC trifásico?					✓	✓										✓
Investiga perdas elétricas com fontes renováveis?		✓			✓	✓	✓						✓	✓		✓
Investiga perdas elétricas sem fontes renováveis?			✓	✓	✓		✓									✓
Cria uma modelagem matemática?			✓	✓	✓		✓									

Fonte: Elaborada pelo autor.

Por fim, Siyang Sun (2020) e Ahmet Nur e Asim Kaygusuz (2021) não levam em consideração os níveis de carregamento da rede (carga pesada, média ou leve). Antonio Cataliotti et al. (2016) desenvolve um algoritmo para posicionar pontos de medição para reduzir a incerteza na estimativa do FC, porém não aplica a técnica para investigar perdas ôhmicas. Assim, por meio deste levantamento bibliográfico, é possível constatar que o uso da metodologia de análise proposta nesta tese para a investigação de perdas técnicas em REDEEs é uma proposta inovadora.

4 PROPOSTA PARA VALIDAÇÃO DE MEDIÇÕES ELÉTRICAS E ANÁLISE DE PERDAS ELÉTRICA MONOFÁSICA COM O USO DE DADOS

4.1 Introdução

A análise de FC desempenha um papel fundamental no planejamento do sistema elétrico, assim como na definição das condições de operação adequadas para o controle e supervisão das redes existentes. Em sistemas de energia modernos, é crucial determinar o estado da rede, e isso é frequentemente realizado por meio do FC ou da análise do fluxo de energia (FE). Esses métodos permitem determinar os valores de tensão, módulos e ângulos em todos os barramentos e nós. O FC é a ferramenta essencial para a análise do SEP, sendo utilizada desde a fase de planejamento até a operação em tempo real (CENGIZ et al., 2019).

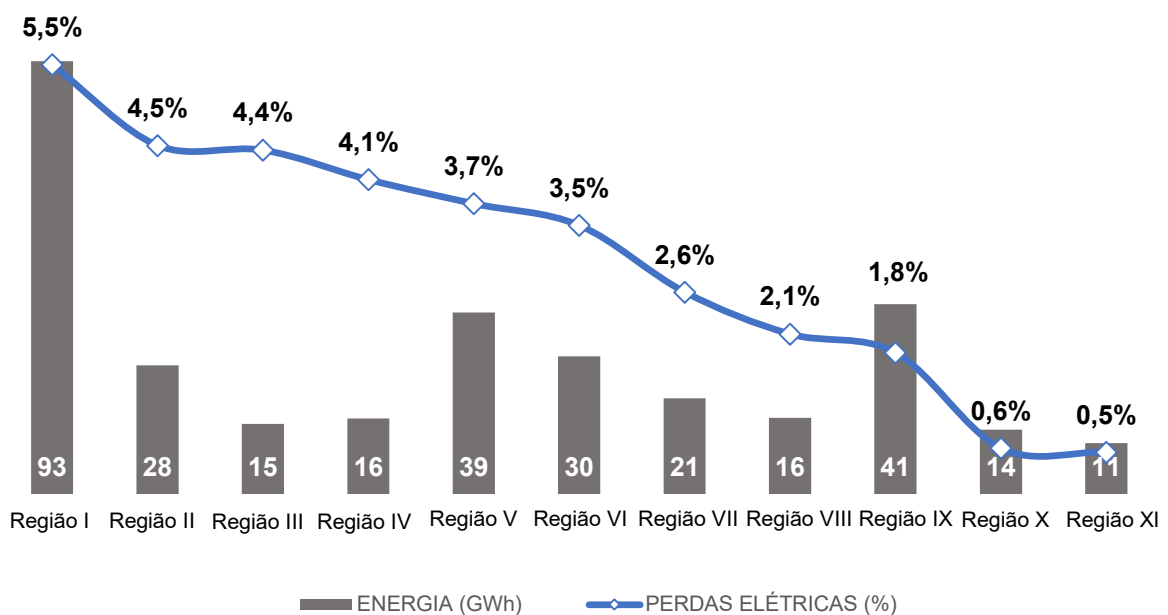
As pesquisas relacionadas às perdas elétricas muitas vezes consideram que o carregamento do transformador e do condutor possam ser representados em termos de um valor total equivalente monofásico (o estudo é realizado em uma única fase e replicado para as demais fases do sistema), sem a identificação de aspectos individuais por fase, como é feito na análise trifásica em que são considerados, por exemplo, o desbalanço de carga e a inserção de GD para estudar o crescimento do consumo de energia elétrica e as perdas elétricas. As perdas técnicas são relativamente conhecidas e monitoradas, uma vez que decorrem das correntes que circulam pelos componentes do sistema elétrico calculadas sistematicamente em estudos relacionados ao planejamento da operação (OLIVEIRA et al., 2016).

Neste capítulo é apresentada uma metodologia para validar as medições elétricas usando dados elétricos aplicados a um FC reverso e na sequência usar estas informações para realizar a análise de perdas monofásicas. Para o estudo monofásico é utilizado o *software* ANAREDE para calcular o FC monofásico reverso com o uso de medições reais de fronteira e assim obter as perdas técnicas nas linhas primárias e secundárias em AT da localidade selecionada. As análises baseiam-se, também, em uma proposta de técnica usando a demanda média de um dia representativo, e observar quais os trechos possuem as maiores perdas técnicas de forma segmentada de uma regional elétrica denominada Região I (RGI), localizada no interior do estado do Ceará, Brasil, a qual foi escolhida para aplicar a metodologia criada.

4.2 Metodologia para análise monofásica de perdas elétricas com o uso de dados

Inicialmente, o que motivou a escolha da região I (RGI) para as análises realizadas nesta tese, são as altas perdas técnicas acumuladas apresentadas durante o ano de 2016 quando comparado às outras demais 10 regionais elétricas existentes de uma concessionária de distribuição de energia elétrica. Segundo a ANEEL (2022d) a localidade RGI apresentou uma perda global de energia elétrica de 92,9 GWh, correspondendo a um valor percentual de 5,53% para uma entrada de 1678 GWh, valor este muito superior às demais localidades, conforme é mostrado no Gráfico 2. Desta forma, tal índice sinaliza que existem anomalias a serem tratadas na rede elétrica, pode-se citar, por exemplo, sobreaquecimento nos condutores elétricos e desequilíbrio de carga entre as fases do SEP, contribuindo para valores altos de perdas elétricas.

Gráfico 2 - Indicadores de perdas técnicas acumuladas nas 11 localidades

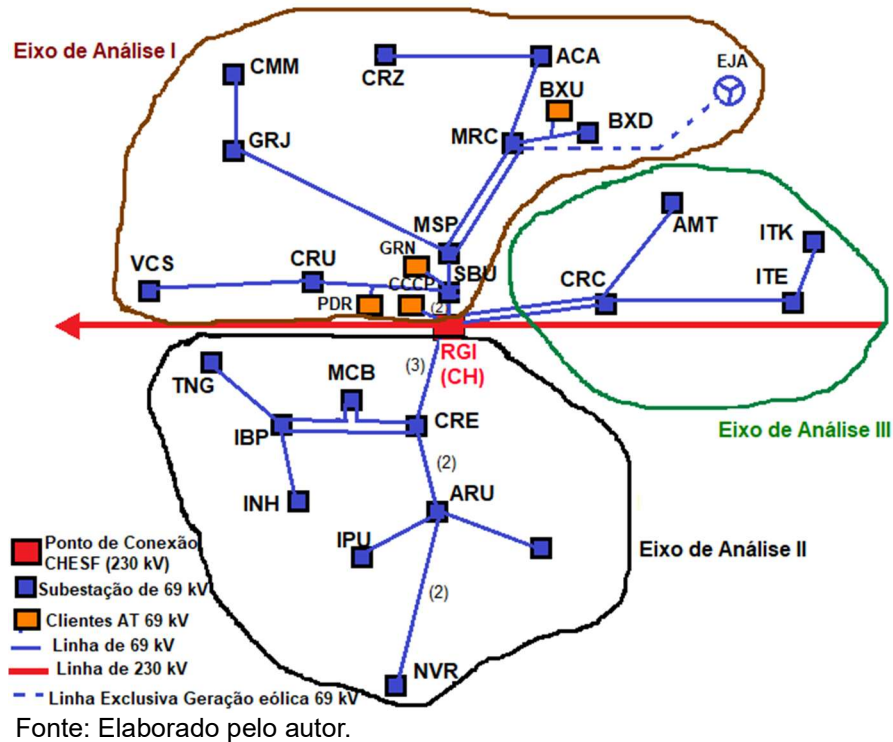


Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL (2016).

Na sequência, são consideradas todas as medições de fronteira das linhas de distribuição (LD) primária de 69 kV que alimentam o regional RGI e as respectivas medições de saída dos transformadores de 69 kV/13,8 kV ligados ao secundário. As linhas primárias de 69 kV são RGI - 02J1, RGI - 02J2, RGI - 02J3, RGI - 02J4, RGI - 02J5, RGI - 02J6, RGI - 02J7 e RGI - 02J8, enquanto que o eixo secundário incorpora

todas os trechos aos quais as linhas estão conectadas. As perdas nas linhas secundárias são calculadas por simulação de FC, oriunda de dados reais, para uma análise mais aprofundada, que são segmentadas em três eixos: Eixo de Análise I, Eixo de Análise II e Eixo de Análise III, conforme é mostrado na Figura 10 com seus respectivos circuitos e subestações agregadas.

Figura 10 - Diagrama do mapa da rede elétrica da região RGI



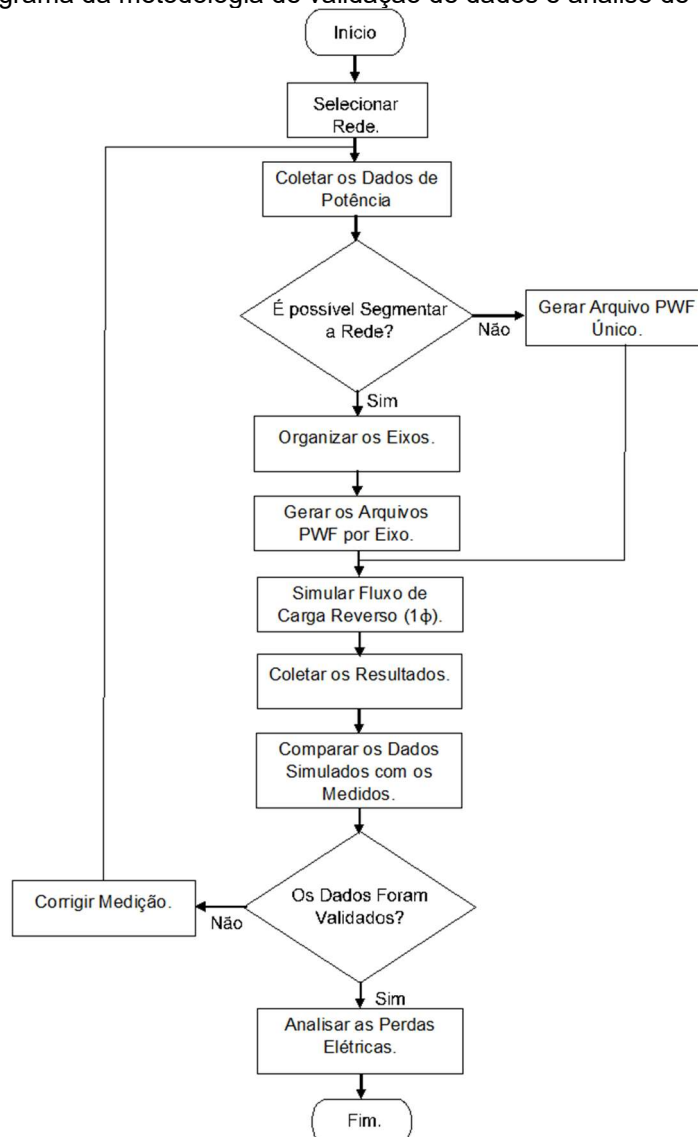
Após escolher a região para a realização do estudo, foi necessário obter os dados elétricos do sistema para realizar as comparações entre as potências medidas e as potências simuladas (através do FC reverso) das medições de fronteira e também para a análise segmentada das perdas técnicas por eixo. As medições de fronteira primárias das LD's (entrada do sistema 69 kV) foram adquiridas através do sistema de telemetria PIM (Plataforma Integrada de Medição), enquanto que os dados medidos de demanda (saída do sistema - saída dos transformadores) são adquiridos pela plataforma Enterprise, ambos são sistemas de aquisição de dados (telemetria).

As simulações realizadas nos *softwares* ANAREDE e FORM, sendo esta última ferramenta (FORM) um módulo que fornece resultados de FC do ANAREDE. Ambas as ferramentas são amplamente utilizadas no planejamento e operação de sistemas por empresas distribuidoras de energia, conforme foi explanado na Seção

2.7. As análises são centralizadas apenas na localidade RGI devido às altas perdas técnicas apresentadas no lado de AT.

Para este presente estudo, foram escolhidos dois dias representativos que mais se aproximassem da demanda média dos meses de agosto e setembro. Assim, o dia 1º de agosto de 2016 e 4 de setembro de 2016 são os escolhidos. Após definir estes dias, foi criada uma planilha para gerar os casos na forma de arquivos de entrada PWF que é exigido pelo programa ANAREDE para executar o FC. Na Figura 11 é mostrado o fluxograma da metodologia de validação dos dados para a análise de perdas monofásica segmentada por eixo. A metodologia parte de um pressuposto que a rede já possui medidores inteligentes e que dados podem ser coletados e utilizados para as análises.

Figura 11 - Fluxograma da metodologia de validação de dados e análise de perdas monofásica



Fonte: Elaborado pelo autor.

A seguir, na Seção 4.3, são mostrados os resultados da técnica proposta através dos relatórios extraídos do *software* ANAREDE a partir das simulações feitas com as medições de entrada do lado secundário dos transformadores de 69 kV/13,8 kV. Os resultados mostram que não existe incompatibilidade entre o resultado do FC e os dados reais medidos, assim validando as medições de fronteira das linhas do lado primário (aplicando o FC reverso) e as medições do lado secundário dos transformadores e, por fim, garantindo que não tenha resultados com valores distorcidos na metodologia monofásica das perdas elétricas nos trechos.

4.3 Coleta e análise dos resultados para a metodologia monofásica

Para a análise das perdas elétricas nas linhas de distribuição primária é necessário realizar simulações com os dados de dois meses (agosto de 2016 e setembro de 2016), conforme já mencionado. Este procedimento metodológico visa garantir que as medições de fronteira das respectivas linhas não apresentem problemas relacionados ao registro de demanda e assim não interfiram/distorçam nos/os resultados simulados no FC das linhas secundárias. Desta forma, as análises seguiram conforme os passos descritos na metodologia mostrada no fluxograma da Figura 11. Assim, sendo possível observar de forma detalhada que a região de RGI apresenta altas perdas técnicas em algumas linhas secundárias. Pode-se então demonstrar que a metodologia proposta é capaz de fornecer resultados que garantem o uso de dados, sem distorções de medição e seja possível uma análise de perdas elétricas real monofásica e segmentada, conforme os resultados que são mostrados nesta seção.

O sistema de AT das distribuidoras de energia elétrica estão cada vez mais diversificados, por exemplo, o sistema da ENEL-CE é composto por 173 terminais de medição no lado secundário dos transformadores de 69 kV/13,8 kV, 11 parques eólicos conectados diretamente ao barramento de 69 kV das subestações, além de consumidores alimentados em 69 kV. O diagrama unifilar mostrado anteriormente na Figura 3, resume a localização dos terminais de medição no sistema de AT e MT.

Na Tabela 3 são mostrados os primeiros resultados do FC ativo obtido do ANAREDE durante os meses escolhidos para as análises nas linhas primárias de RGI. Os valores são estipulados a partir dos dados medidos das cargas de saída

associadas às respectivas linhas, para posteriormente, através do FC reverso, fazer as comparações e validações das potências.

Tabela 3 - Comparação entre o resultado do fluxo de potência (reverso) obtidos pelo software ANAREDE e as medições de fronteira das linhas primárias

ANAREDE					Medição	
Barra "De"	Barra "Para"	LDAT	Número do Circuito	Fluxo de potência ativa entre os barramentos K e M [MW]	Fronteira AT [MW]	Variação [%]
RGI-69	CRE - 69	02J1	1	22,7064	23,3336	2,76%
RGI -69	SBU - 69	02J3	2	38,0687	37,5697	-1,31%
RGI -69	SBU - 69	02J4	1	37,9237	37,5417	-1,01%
RGI -69	MSP - 69	02J5	1	20,6363	20,8529	1,05%
RGI -69	Drv1.CRE- 69	02J6	1	20,8600	20,8325	-0,13%
RGI -69	CRE - 69	02J7	2	20,7503	20,5004	-1,20%
RGI -69	CRC - 69	02J2	2	14,5574	14,7071	1,03%
RGI -69	CRC - 69	02J8	1	14,5008	14,3553	-1,00%

ANAREDE					Medição	
Barra "De"	Barra "Para"	LDAT	Número do Circuito	Fluxo de potência ativa entre os barramentos K e M [MW]	Fronteira AT [MW]	Variação [%]
RGI -69	CRE - 69	02J1	1	24,4020	24,9917	2,42%
RGI -69	SBU - 69	02J3	2	34,8409	33,7492	-3,13%
RGI -69	SBU - 69	02J4	1	34,9719	33,7284	-3,56%
RGI -69	MSP - 69	02J5	1	21,3640	21,5639	0,94%
RGI -69	Drv1.CRE- 69	02J6	1	22,4178	22,3058	-0,50%
RGI -69	CRE - 69	02J7	2	22,2998	21,9778	-1,44%
RGI -69	CRC - 69	02J2	2	14,5526	14,6620	0,75%
RGI -69	CRC - 69	02J8	1	14,4979	14,6620	1,13%

Fonte: Elaborada pelo autor.

O eixo de análise I (ver Figura 10) compreende as linhas primárias de RGI 02J3, 02J4 e 02J5 na fronteira com a CHESF. As linhas secundárias são analisadas detalhadamente em uma abordagem trecho por trecho, conforme é mostrado na Tabela 4. Os trechos secundários cujos índices de perdas foram registrados abaixo de 3% (relação entre as perdas e o valor da demanda de entrada), são considerados aceitáveis, enquanto que os índices de perdas registrados com valores acima de 3%, são avaliados pelas distribuidoras como inadequados. O trecho MSP → GRJ chamou a atenção pelas perdas percentuais de 4,62% (0,6 MW) e 5,95% (1,0 MW) nos meses analisados. Uma possível explicação para este comportamento são as fases desbalanceadas e cabeamento antigo.

Tabela 4 – Relatório das perdas fornecido pelo software ANAREDE compreendendo o fluxo de potência ativa nas linhas primária e secundária do eixo de análise I

Eixo de Análise I				AGOSTO 2016			SETEMBRO 2016		
CIRCUITO	LT - Fronteira	LT - 69	LT - 69	ENTRADA [MW]	SAÍDA [MW]	PERDA (%)	ENTRADA [MW]	SAÍDA [MW]	PERDA (%)
2	----> RGI - 02J3	----->	SBU	38,1	38,0	0,26%	35,0	34,9	0,29%
3	----> RGI - 02J4	----->	SBU	37,9	37,8	0,26%	34,8	34,8	0,00%
4	----> RGI - 02J5	----->	MSP	18,9	18,6	1,59%	21,4	20,9	2,34%
14		CRU ----->	VCS	3,4	3,4	0,00%	3,7	3,7	0,00%
15		Dev2.PDR ----->	CRU	6,5	6,4	1,54%	7,7	7,6	1,30%
16		Dev2.PDR ----->	PDR	0,1	0,1	0,00%	0,1	0,1	0,00%
17		Dev1.PDR ----->	Dev2.PDR	6,5	6,5	0,00%	7,8	7,7	1,28%
18		Dev1.SBQ ----->	Dev1.PDR	6,6	6,5	1,52%	7,8	7,8	0,00%
19		Dev1.SBQ ----->	SBQ	3,3	3,3	0,00%	4,8	4,8	0,00%
20		SBU ----->	Dev1.SBQ	9,8	9,8	0,00%	12,6	12,6	0,00%
21		SBU ----->	GRN	12,8	12,8	0,00%	4,2	4,2	0,00%
22		SBU ----->	MSP	18,9	18,6	1,59%	20,3	19,9	1,97%
23		MSP ----->	GRJ	13,0	12,4	4,62%	16,8	15,8	5,95%
24		GRJ ----->	CMM	7,1	6,9	2,82%	7,6	7,3	3,95%
25		MSP ----->	MRC	9,9	9,6	3,03%	8,1	7,9	2,47%
26		MSP ----->	MRC	10,4	10,2	1,92%	8,6	8,4	2,33%
27		MRC ----->	ACA	17,2	16,7	2,91%	19,9	19,2	3,52%
28		ACA ----->	CRZ	4,7	4,6	2,13%	6,2	6,1	1,61%
29		MRC ----->	Dev2.BXD	6,3	6,3	0,00%	5,8	5,8	0,00%
30		EJA ----->	MRC	8,7	8,5	2,30%	13,4	12,9	3,73%
31		Dev2.BXD ----->	BXU	0,0	0,0	0,00%	0,0	0,0	0,00%
32		Dev2.BXD ----->	BXD	6,3	6,3	0,00%	5,8	5,7	1,72%

Fonte: Elaborada pelo autor.

O eixo de análise II possui as linhas primárias 02J1, 02J6 e 02J7, cujos trechos apresentaram perdas maiores que as do eixo de análise I. Os trechos mais críticos encontrados são CRE —> IBP com 5,03% (1,0 MW); e um trecho de derivação entre NVR e ARU denominado fct.NVR, com taxas de 4,17% (0,1 MW) e 5,41% (0,2 MW) nos meses de agosto e setembro, respectivamente, conforme é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Relatório das perdas fornecido pelo software ANAREDE compreendendo o fluxo de potência ativa nas linhas primária e secundária do eixo de análise II

Eixo de Análise II				AGOSTO/2016			SETEMBRO/2016			
CIRCUITO	LT - Fronteira	LT - 69	LT - 69	ENTRADA [MW]	SAÍDA [MW]	PERDA (%)	ENTRADA [MW]	SAÍDA [MW]	PERDA (%)	
1	--->	RGI - 02J1	--->	CRE	22,7	21,9	3,52%	24,4	23,5	3,69%
5	--->	RGI - 02J6	--->	Drv1.CRE	20,9	20,6	1,44%	22,4	22,1	1,34%
6	--->	RGI - 02J7	--->	CRE	20,8	20,0	3,85%	22,3	21,5	3,59%
7			--->	CRE	2,2	2,2	0,00%	2,7	2,7	0,00%
8			--->	IBP	19,9	18,9	5,03%	18,5	17,6	4,86%
9			--->	MCB	18,0	17,3	3,89%	17,3	16,6	4,05%
10			--->	IBP	12,8	12,6	1,56%	10,8	10,7	0,93%
11			--->	INH	11,1	10,9	1,80%	10,7	10,5	1,87%
12			--->	TNG	11,4	11,2	1,75%	11,3	11,1	1,77%
13			--->	Discj.VCS	0,0	0,0	0,00%	0,0	0,0	0,00%
33			--->	ARU	10,7	10,5	1,87%	13,5	13,3	1,48%
34			--->	ARU	11,4	11,2	1,75%	14,4	14,2	1,39%
35			--->	Fct.NVR	2,4	2,4	0,00%	3,7	3,7	0,00%
36			--->	NVR	2,4	2,3	4,17%	3,7	3,5	5,41%
37			--->	NVR	4,9	4,8	2,04%	6,7	6,5	2,99%
38			--->	SQT	3,2	3,2	0,00%	3,3	3,3	0,00%
39			--->	IPU	4,9	4,8	2,04%	4,9	4,8	2,04%

Fonte: Elaborada pelo autor.

O eixo de análise III é o mais curto (214,12 km). As linhas primárias que compõem este eixo são RGI 02J2 e RGI 02J8, que são conectadas diretamente ao barramento de 69 kV da subestação (SE) em CRC. A variação mais significativa em MW ocorreu em CRC —> ITE, com 1,1 MW, ou 5,39% em agosto, enquanto as variações são de 0,9 MW e 4,74% em setembro conforme é apresentado na Tabela 6. A linha secundária de maior extensão (70,54 km) no eixo de análise I apresentou as maiores perdas técnicas. No entanto, esta não foi à linha elétrica com maior volume de energia nos dois meses analisados.

Tabela 6 - Relatório das perdas fornecido pelo software ANAREDE compreendendo o fluxo de potência ativa nas linhas primária e secundária do eixo de análise III

Eixo de Análise III				AGOSTO/2016			SETEMBRO/2016			
CIRCUITO	LT - Fronteira	LT - 69	LT - 69	ENTRADA [MW]	SAÍDA [MW]	PERDA (%)	ENTRADA [MW]	SAÍDA [MW]	PERDA (%)	
1	--->	RGI - 02J2	--->	CRC	14,5	14,1	2,76%	14,5	14,1	2,76%
2	--->	RGI - 02J8	--->	CRC	14,6	14,1	3,42%	14,6	14,1	3,42%
3		CRC	--->	CRC	3,4	3,4	0,00%	3,8	3,8	0,00%
4		CRC	--->	AMT	4,5	4,4	2,22%	5,4	5,3	1,85%
5		CRC	--->	ITE	20,4	19,3	5,39%	19,0	18,1	4,74%
6		ITE	--->	ITK	12,0	11,7	2,50%	10,6	10,4	1,89%
7		ITE	--->	ITE	0,0	0,0	0,00%	0,0	0,0	0,00%
8		ITE	--->	ITE	7,3	7,3	0,00%	7,4	7,4	0,00%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados obtidos no eixo III não são os mesmos constatados no eixo II, no que tange a relação entre as perdas, tamanho e carregamento das linhas, como analisado anteriormente, pois no eixo de II no mês de análise de agosto a maior perda não ocorreu na linha mais longa e nem na linha com o maior carregamento de carga. A linha mais longa do eixo II tem 66 km, compreendendo em uma derivação do barramento fct.NVR entre ARU e NVR, a qual apresentou as maiores perdas percentuais, porém esta não é a linha com a maior demanda, conforme ocorreu no eixo de III. Já a linha secundária do eixo III que vai de CRC a ITE se destacou com as maiores perdas técnicas percentuais, sendo esta linha a mais longa do eixo com 50 km e a que agrega o maior carregamento de demanda quando comparada com as demais linhas durante os dois meses analisados.

4.4 Conclusões parciais

Neste capítulo o intuito foi apresentar uma proposta metodológica para validação das medições, que visa garantir a confiabilidade dos dados que são utilizados nos estudos de casos desta presente pesquisa de tese ou para qualquer outra aplicação que outros pesquisadores ou profissionais desejem utilizá-los em

estudos de SEP e, posteriormente, poderem ser utilizadas para análise de perdas elétricas. Estes dados são utilizados na análise de perdas monofásica, a qual foi feita neste capítulo, e para os estudos realizados na análise trifásica de perdas, feitos no Capítulo 5. A proposta é baseada na aplicação de um FC reverso inserindo dados elétricos, sendo validada em REDEEs reais. Através das análises e dos resultados obtidos nas Tabelas 3 a 6, a metodologia se mostrou satisfatória.

5 ANÁLISE TRIFÁSICA DE PERDAS ELÉTRICAS EM DIFERENTES CENÁRIOS DE OPERAÇÃO COM USO DE DADOS ELÉTRICOS

5.1 Introdução

A análise de perdas elétricas trifásicas em diferentes condições de operação é um tema fundamental no estudo de SEP. Essas perdas podem ocorrer em diversos componentes, como transformadores, linhas de transmissão, capacitores, entre outros como citado anteriormente, e são responsáveis por reduzir a eficiência energética desses sistemas.

A vantagem de utilizar a análise trifásica baseada em dados trifásicos quando comparada com a abordagem monofásica é que, por exemplo, a análise fase a fase permite medir com precisão o nível de desbalanceamento de carga entre as fases da rede elétrica. Ainda é importante destacar que a análise trifásica em relação à monofásica é verificada ao calcular as perdas elétricas do produto entre o quadrado da corrente média (RMS) e a resistência elétrica dos condutores fase por fase. Em outras palavras, as perdas são diretamente proporcionais ao quadrado das correntes nas fases e também diretamente proporcionais ao desequilíbrio de carga.

Neste capítulo, é realizada uma análise detalhada das perdas elétricas trifásicas em alimentadores de MT em diferentes condições de funcionamento, utilizando uma metodologia de análise com o uso de dados elétricos. São analisadas as perdas elétricas em diferentes patamares de carregamento de carga e, assim ser possível mensurar os impactos nos sistemas elétricos estudados, além de aplicar técnicas para minimizá-las.

Os cenários de operação considerados nas análises são os de cargas leves, médias e pesadas, desequilíbrio de carga, influência de GD, além de diferentes configurações de circuitos de alimentadores de MT trifásicos. A metodologia proposta é aplicada a esses cenários para avaliar o desempenho dos sistemas elétricos em termos de perdas elétricas e eficiência energética.

5.2 Metodologia de análise trifásica com o uso de dados elétricos

A metodologia de análise trifásica com o uso de dados elétricos é uma abordagem poderosa para avaliar e interpretar dados de sistemas elétricos de

potência. Essa metodologia envolve a análise das três fases elétricas (fase A, B e C) de um sistema trifásico, a fim de identificar possíveis problemas de qualidade de energia elétrica, como desequilíbrios de carga, perdas elétricas, variações de tensão, harmônicas e outras anomalias que podem prejudicar o desempenho do sistema.

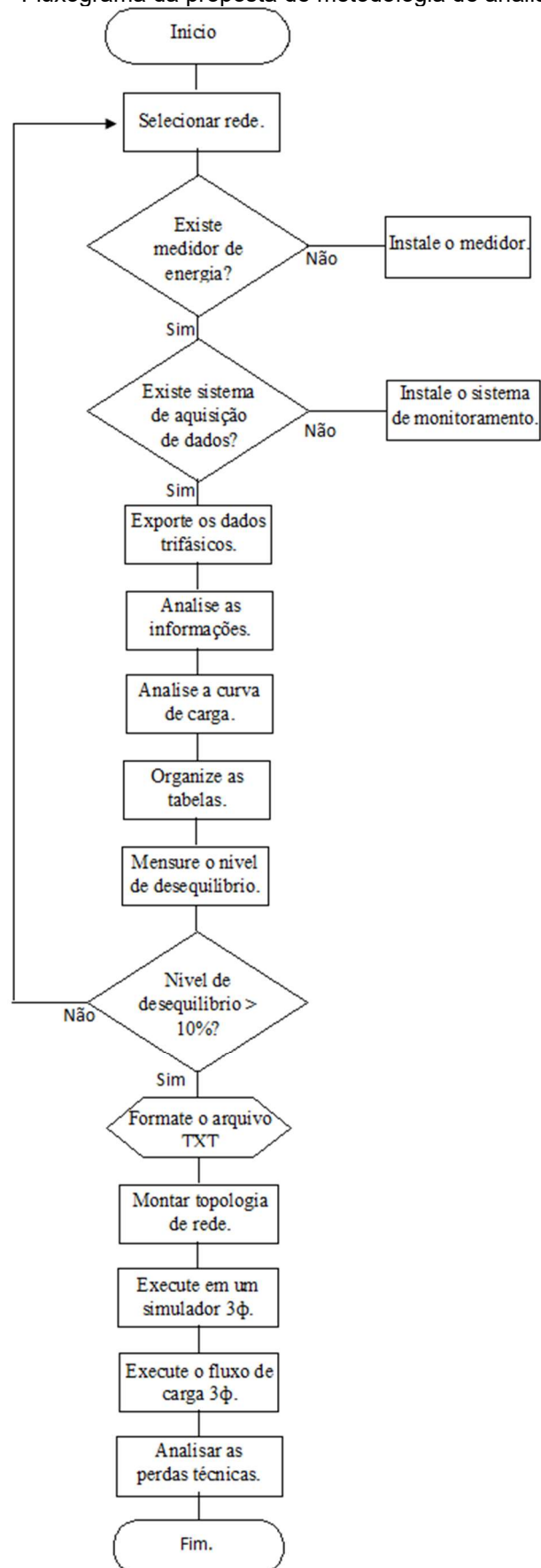
Com o uso dessa metodologia, é possível identificar e isolar as anomalias em cada fase do sistema elétrico, o que permite uma abordagem mais precisa e eficaz para resolução de problemas. Além disso, a análise trifásica permite a identificação de possíveis falhas em equipamentos elétricos, como transformadores, motores e geradores, o que pode ser crucial para a manutenção preventiva e a redução do tempo de inatividade.

No entanto, é importante ressaltar que a metodologia de análise trifásica com o uso de dados elétricos requer equipamentos de medição e análise de dados, além de conhecimentos especializados em sistemas elétricos de potência e análise de dados. A metodologia de análise trifásica proposta nesta presente tese tem ênfase na investigação das perdas elétricas e compreende as seguintes etapas:

- 1) Coletar as potências ativas e reativas trifásicas dos alimentadores e geradores escolhidos para os estudos;
- 2) Verificar os dados adquiridos em relação ao ruído ou lacunas existentes;
- 3) Analisar a curva de carga do alimentador, comparando-a também com um dia representativo escolhido do conjunto de medições no mês estudado (março de 2018);
- 4) Integrar as grandezas elétricas em uma tabela em função do número médio de horas por fase considerado na análise;
- 5) Medir o nível de desbalanceamento dos alimentadores de MT;
- 6) Formatar o caso base em arquivos texto e ajustar as demandas de acordo com as medições extraídas para rodar o FC trifásico;
- 7) Coletar dados na topologia da rede para executar o FC trifásico;
- 8) Simular os casos em um *software* de análise trifásica;
- 9) Executar o FC, coletar os resultados do FC e analisar as perdas elétricas resultantes

O fluxograma apresentado na Figura 12 visa compreender de forma detalhada a metodologia proposta para a análise trifásica, desde a escolha da rede elétrica até o cálculo das perdas elétricas.

Figura 12 - Fluxograma da proposta de metodologia de análise trifásica.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os medidores de energia elétrica responsáveis pela aquisição das grandezas elétricas são robustos e compreendem um sistema de proteção adequado capaz de manter o funcionamento contínuo em caso de falhas na rede ou interrupção do fornecimento de energia. Ou seja, tais equipamentos contam com baterias removíveis que podem ser prontamente substituídas, visto que o estado de carga é continuamente monitorado por sistema de telemetria. No entanto, apesar da robustez nos registros das grandezas elétricas dos medidores, na prática ocorrem eventos inesperados, e o sistema pode não ser capaz de registrar todas as informações adequadamente, resultando em lacunas de dados.

Essa questão também é prevista pela metodologia proposta, que compreende uma etapa de análise das informações adquiridas. Quando ocorre tal fenômeno, as lacunas são preenchidas de acordo com a curva de carga do alimentador. O sistema de aquisição faz parte da abordagem introduzida considerando os dados históricos, sendo também responsável por informar eventuais lacunas que podem ser inspecionadas visualmente na curva de carga.

Quando são identificadas lacunas, uma estimativa é obtida de acordo com os dados históricos relacionados à curva de carga. Por exemplo, se ocorrer uma lacuna na terça-feira, 7 de junho de 2022, exatamente entre 15h e 16h, significa que faltam quatro registros com intervalos integrativos de 15 minutos. Assim, verifica-se no registro histórico a ocorrência de eventos semelhantes no mesmo dia e horário da semana para que a estimativa seja a mais precisa possível. Pode-se então comparar o perfil de carga histórica com a estimativa para que os novos dados possam ser validados. Quando dados distorcidos são registrados, um procedimento semelhante é empregado, considerando que é simples verificar a inconsistência na curva de carga. Os dados anteriores são então descartados e substituídos por estimativas precisas.

5.3 Dados dos estudos de caso para análise trifásica de perdas elétricas

Esta seção descreve os dados topológicos e as informações de medições elétricas dos alimentadores usados para executar as simulações dos estudos de caso com base na metodologia descrita na Seção 5.2. No primeiro estudo de caso, o alimentador foi analisado considerando cargas balanceadas e desbalanceadas sem avaliar o impacto da geração eólicoelétrica. No segundo estudo de caso, a rede foi

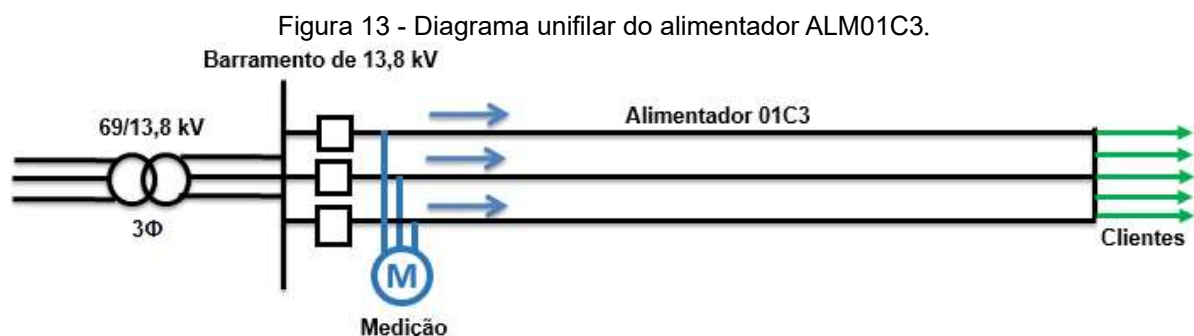
analisada com cargas balanceadas e desbalanceadas considerando a existência e ausência de parque eólico.

Vale ressaltar que existem algumas limitações e dificuldades com relação aos processos de aquisição e modelagem de dados. A análise se concentra em um mês específico, ou seja, março de 2018, no qual os dados foram registrados em intervalos de 15 minutos para gerar um extenso banco de dados. Considerando que o mês em estudo possui 31 dias, obteve-se um total de 2976 registros por fase.

Portanto, a extração dos dados requer vários *downloads* e um computador com alta capacidade de processamento para manipulá-los. Se a análise for repetida para todos os meses do ano, envolverá maior carga computacional para medir o nível de desequilíbrio. Os medidores de energia elétrica são capazes de realizar medições em intervalos integrativos de 5, 10, 15, 45 e 60 minutos, sendo que quanto menor o intervalo de registro, maior a precisão. O registro integrativo de 15 minutos foi escolhido por ser este o padrão utilizado pelas distribuidoras de energia elétrica para faturamento e arquivamento nos bancos de dados.

5.3.1 Estudo de caso I – alimentador com várias unidades consumidoras (sistema desbalanceado)

Para a análise do primeiro caso foi construído um alimentador com 6.860 clientes, de baixa e média tensão, que apresenta cargas desequilibradas. Na Figura 13 é ilustrado o diagrama unifilar do alimentador.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Este alimentador possui as seguintes informações topológicas: uma extensão do tronco trifásico de 45,38 km, tensão nominal de 13,8 kV e 756 estações

transformadores (ET's), com um total de 10.527 KVA, 10 entradas primárias (EP's) totalizando 645 KVA, 3406 trechos, 3407 barras e corrente nominal de 400 Amperes. As características dos cabos da rede são especificadas na Tabela 7, em que: I_{adm} é a corrente admissível em ampères (A), R é a resistência elétrica dos condutores em ohms (Ω), R_0 é a resistência de sequência zero em ohms por km (ohms/km), X_0 é a reatância de sequência zero em ohms por km (ohms/km), R_1 é a resistência de sequência positiva em ohms por km (ohms/km), e X_1 é a reatância de sequência positiva em ohms por km (ohms/km).

Tabela 7 - Configurações dos cabos do alimentador ALM01C3.

Cabo	Comp. (km)	I_{adm} (A)	R (ohm)	R_0 (ohm/km)	X_0 (ohm/km)	R_1 (ohm/km)	X_1 (ohm/km)
CAA 266,8 MCM	5,536	303	0,23910	0,41693	1,55591	0,23910	0,37888
CAA 4 AWG	441,244	98	1,58360	1,76134	2,02142	1,58360	0,49717
CAA 1/0 AWG	56,824	167	0,69550	0,87334	2,02192	0,69550	0,49818
AAN 6/1 4AWG	0,569	98	1,58360	1,76134	2,02142	1,58360	0,49717
CAZ 3,09 MM	89,0826	50	0,53860	10,30200	1,00000	10,30200	1,00000
FAL 3,26 MM	13,889	50	10,3020	10,30200	1,00000	10,30200	1,00000

Legenda: I_{adm} (corrente admissível). R (resistência). R_0 (resistência de sequência zero). X_0 (reatância de sequência zero). R_1 (resistência de sequência positiva). X_1 (reatância de sequência positiva).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para inserir os dados necessários para executar o FC trifásico, foi necessário criar uma metodologia de análise usando dados de medição registrados por medidores eletrônicos trifásicos no período de março de 2018. O equipamento de medição está localizado no tronco alimentador como é mostrado na Figura 13. As grandezas elétricas foram coletadas a cada 15 minutos durante o mês. O sistema abastece principalmente clientes de BT em 380 V/220 V, bem como outras unidades de MT em 13,8 kV. As potências medidas por fase não são iguais entre si, caracterizando assim um sistema desbalanceado.

A potência reativa (kVAr) e a potência ativa (kW) foram medidas durante o mesmo período incluindo finais de semana. Na Tabela 8 é mostrado a potência ativa média em cada fase classificada em períodos de carga leve (madrugada), carga média (noite) e carga pesada (manhã e tarde).

Tabela 8 - Média horária das potências ativas (kW) medidas nas fases do sistema.

	Hora	Média FASE A	Média FASE B	Média FASE C
MADRUGADA	0	591,67	373,46	768,09
	1	560,13	351,95	738,89
	2	539,82	339,74	721,75
	3	527,01	330,87	709,34
	4	517,89	325,08	699,85
	5	517,06	323,19	699,02
MANHÃ	6	388,69	218,97	573,50
	7	378,71	209,37	564,57
	8	424,62	239,50	616,34
	9	442,17	250,60	638,74
	10	463,64	262,24	658,68
	11	461,81	258,48	656,74
TARDE	12	465,86	258,92	657,18
	13	500,15	290,53	693,75
	14	524,54	312,72	720,08
	15	519,44	306,89	714,31
	16	490,09	284,86	675,90
	17	461,55	264,46	646,71
NOITE	18	605,57	366,29	785,20
	19	704,62	433,86	877,78
	20	686,76	424,46	858,29
	21	685,15	425,22	853,80
	22	689,69	431,31	861,59
	23	644,68	404,77	815,96
Total Médio		532,97	320,32	716,92

Fonte: Elaborada pelo autor.

A média horária da potência reativa (kVAr) trifásica é apresentada na Tabela 9. O desbalanceamento de carga médio encontrado através dos dados neste alimentador foi de 22,91%, impactando ainda mais no aumento das perdas elétricas.

Tabela 9 - Média horária das potências reativas (kVAr) medidas nas fases do sistema.

	Hora	Média de kVAr fase A	Média de kVAr fase B	Média de kVAr fase C
MADRUGADA	0	415,56	120,61	90,25
	1	413,08	118,48	89,75
	2	409,88	117,66	92,44
	3	404,03	111,08	86,71
	4	405,32	114,46	99,66
	5	354,95	95,74	102,27
MANHÃ	6	271,71	34,47	77,91
	7	371,59	101,56	158,40
	8	402,14	115,03	135,02
	9	411,70	112,44	122,20
	10	423,26	128,23	126,53
	11	401,94	94,57	105,12
TARDE	12	401,66	113,15	113,40
	13	447,94	164,51	190,86
	14	435,19	139,68	125,58
	15	435,21	134,51	116,79
	16	398,20	114,11	101,09
	17	405,19	109,50	139,49
NOITE	18	570,90	269,29	327,47
	19	497,43	201,92	124,70
	20	477,92	184,89	115,11
	21	474,17	181,50	122,71
	22	457,74	157,63	111,35
	23	423,79	128,51	110,30
Total Médio		421,27	131,81	124,38

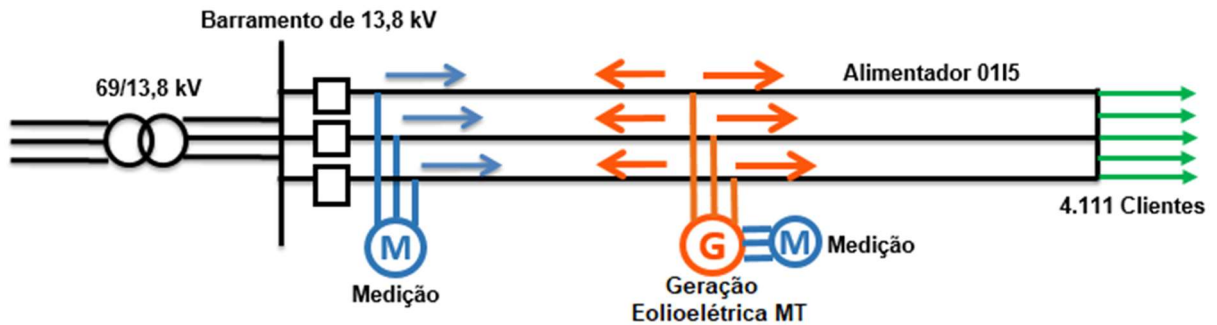
Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3.2 Estudo de caso II – Alimentador com múltiplos consumidores e geração eólicoelétrica

Esta seção analisa um alimentador de MT composto por um parque eólico com 10 aerogeradores de 0,5 MW cada, totalizando uma capacidade instalada de 5 MW. O parque injeta a energia elétrica gerada em dois alimentadores de MT. As unidades são denominadas Parque I (5 MW, alimentador 01I4) e Parque II (5 MW, alimentador 01I5). No entanto, o presente estudo inclui apenas a análise do alimentador 01I5, que agrega 4.111 consumidores atendidos nos níveis de BT e MT, incluindo também a unidade geração eólicoelétrica, conforme o diagrama unifilar da

Figura 14. Neste caso, existem dois sistemas de medição: um do lado da rede de distribuição de MT e outro que mede o parque eólico.

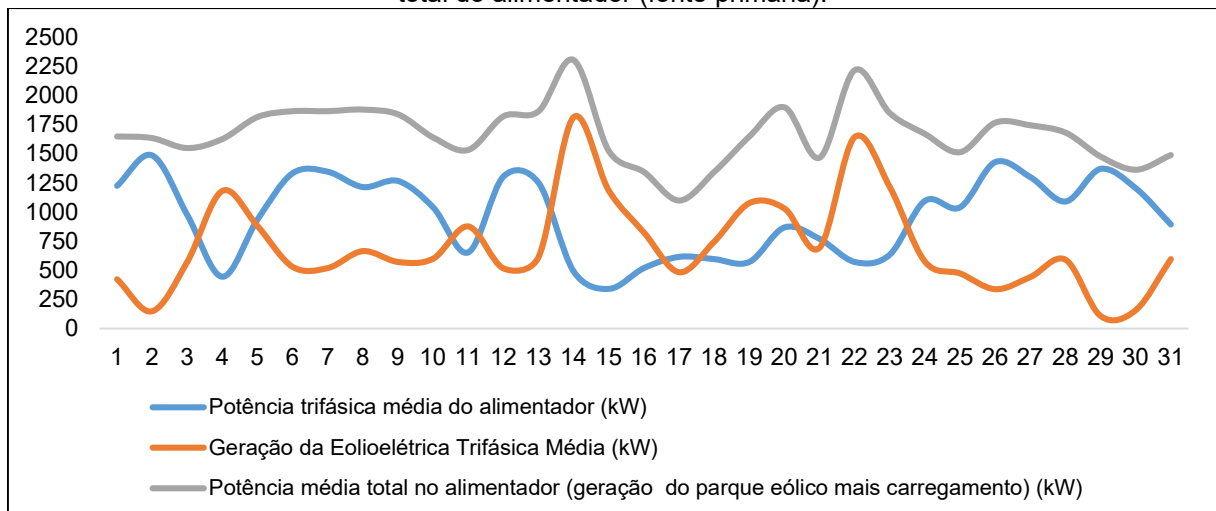
Figura 14 - Alimentador ALM0115 conectado à geração eólicoelétrica com capacidade instalada de 5 MW.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A direção do FC difere do caso anterior. Sob certas condições, a geração do parque eólicoelétrica é capaz de suprir a carga total. A geração de energia elétrica do parque eólico também pode fornecer energia elétrica para o barramento de 13,8 kV da subestação principal, denotando assim o FC reverso registrado pelo equipamento de medição. A partir da análise da direção do FC das redes elétricas mostradas no Gráfico 3, pode-se obter as curvas médias diárias de potência ativa do alimentador, do parque e de todo o sistema. A curva laranja representa a geração eólicoelétrica, que aumenta no dia 14, enquanto a geração principal diminui, conforme a curva em azul. O contrário ocorre quando a geração do parque eólico é baixa, pois a fonte principal oriunda da barra da subestação compensa a baixa geração no dia 2.

Gráfico 3 - Curvas de potência ativa média do alimentador, fonte renovável (eólica) e carregamento total do alimentador (fonte primária).



Fonte: Elaborado pelo autor.

O alimentador tem uma extensão do tronco trifásico de 2,52 km, tensão nominal de 13,8 kV, 84 estações transformadores (ET's) com um total de 4.189 KVA, 18 entradas primárias (EP's) totalizando 6.328 KVA, 498 trechos, 499 barras e corrente nominal de 400 A (amperes). Os cabos da rede são especificados na Tabela 10.

Tabela 10 - Especificações do cabo do alimentador ALM0115.

Cabo	Comp. (km)	Iadm, (A)	R (ohm)	R0 (ohm/km)	X0 (ohm/km)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)
CAA 266,8 MCM	8,098	303	0,23910	0,41693	1,55591	0,23910	0,37888
CCN 25 MM2	5,233	128	0,88800	1,06584	1,98470	0,88800	0,46045
CAA 4 AWG	12,6226	98	1,58360	1,76134	2,02142	1,58360	0,49717
CAA 1/0 AWG	2,703	167	0,69550	0,87334	2,02192	0,69550	0,49818
CCN 16 MM2	1,541	100	1,30800	1,48584	2,00447	1,30800	0,48022
CALX 50 MM2	0,621	216	0,67000	0,88350	1,88470	0,67000	0,35470
CAA 1/0 AWG	0,066	167	0,69550	0,87334	2,02192	0,69550	0,49818

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Tabela 11 são mostradas as potências ativas médias por fase sem a influência do parque eólico, sendo que os valores se referem apenas às medições dos alimentadores. O desequilíbrio de potência ativo médio entre as fases é de 10,20% no mês analisado. É possível observar que a carga registrada na fase B é a menor dentre as fases avaliadas.

Tabela 11 - Média horária das potências ativas (kW) medidas por fase do alimentador ALM0115.

	Hora	Média FASE A	Média FASE B	Média FASE C
MADRUGADA	0	300,02	244,88	353,16
	1	280,53	229,55	330,24
	2	289,51	245,55	332,91
	3	279,50	234,74	322,42
	4	296,44	247,66	342,22
	5	298,16	251,01	343,28
MANHÃ	6	256,54	221,11	294,48
	7	287,24	246,11	325,11
	8	358,44	318,98	394,16
	9	397,13	354,96	433,43
	10	377,42	337,69	407,26
	11	351,95	312,99	382,47
TARDE	12	321,59	282,47	356,31
	13	322,19	282,07	356,51
	14	359,89	314,36	396,06
	15	359,41	316,00	395,42
	16	323,43	281,81	362,75
	17	290,55	248,04	333,60
NOITE	18	343,04	289,12	388,51
	19	363,82	303,44	411,96
	20	336,85	275,37	387,32
	21	328,15	266,65	380,60
	22	321,38	261,64	377,01
	23	312,48	257,07	368,13
Total Médio		323,15	275,97	365,64

Fonte: Elaborada pelo autor.

As medições de potência reativa na Tabela 12 denotam classificações distintas nas fases do sistema. A potência reativa na fase A assumiu valores superiores às demais fases. Uma possível explicação é o elevado número de cargas monofásicas conectadas a essa fase, incluindo motores, transformadores e equipamentos de iluminação. Como a potência reativa é maior na fase A, resulta no menor fator de potência (FP). Por sua vez, a fase C apresentou a menor potência reativa e o maior FP.

Tabela 12 - Potências reativas (kVAr) médias trifásicas horária por fase do alimentador 0115.

	Hora	Média Fase A	Média Fase B	Média Fase C
MADRUGADA	0	302,11	206,85	203,27
	1	299,89	207,11	204,72
	2	293,07	203,61	201,30
	3	299,99	210,06	214,41
	4	282,71	190,63	193,95
	5	258,28	173,56	168,67
MANHÃ	6	262,45	178,05	176,41
	7	301,54	227,00	233,90
	8	321,11	255,30	259,75
	9	315,75	255,85	252,63
	10	305,54	246,59	240,39
	11	314,74	251,60	248,44
TARDE	12	303,83	233,89	234,98
	13	337,29	273,56	277,15
	14	330,51	267,18	264,12
	15	327,93	259,83	257,93
	16	304,66	231,40	232,88
	17	295,49	214,40	214,85
NOITE	18	347,88	255,02	259,15
	19	327,69	232,98	220,21
	20	325,60	230,15	225,43
	21	318,22	220,84	213,72
	22	323,72	223,15	216,96
	23	314,18	214,67	209,24
Total Médio		308,92	227,64	226,02

Fonte: Elaborada pelo autor.

Apenas as medições trifásicas equivalentes puderam ser coletadas para a análise da fonte de energia renovável (GD), sem considerar uma análise fase a fase. Na Tabela 13 é mostrado que a potência ativa injetada durante as medições é igualmente compartilhada entre as fases.

Tabela 13 - Média horária das potências ativas injetadas pelo aerogerador no alimentador ALM0115 considerando três fases balanceadas.

	Hora	Média da Geradora - Fase A	Média da Geradora - Fase B	Média da Geradora - Fase C
MADRUGADA	0	262,74	262,74	262,74
	1	252,93	252,93	252,93
	2	252,85	252,85	252,85
	3	249,30	249,30	249,30
	4	209,19	209,19	209,19
	5	195,30	195,30	195,30
MANHÃ	6	183,55	183,55	183,55
	7	182,98	182,98	182,98
	8	172,88	172,88	172,88
	9	167,26	167,26	167,26
	10	217,98	217,98	217,98
	11	240,83	240,83	240,83
TARDE	12	281,18	281,18	281,18
	13	278,36	278,36	278,36
	14	260,97	260,97	260,97
	15	262,37	262,37	262,37
	16	231,99	231,99	231,99
	17	227,28	227,28	227,28
NOITE	18	229,76	229,76	229,76
	19	255,86	255,86	255,86
	20	265,48	265,48	265,48
	21	269,73	269,73	269,73
	22	283,06	283,06	283,06
	23	273,95	273,95	273,95
Total Médio		237,82	237,82	237,82

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.4 Resultados das simulações de perda trifásica

Esta seção discute os resultados das simulações para ambos os estudos de caso supracitados seguindo a metodologia de análise proposta. Assim, são investigadas as perdas elétricas em diferentes condições reais de operação, bem como também é avaliado o impacto na rede elétrica quando combinado o desequilíbrio de carga e a geração eólicoelétrica nas perdas elétricas existentes nos alimentadores estudados.

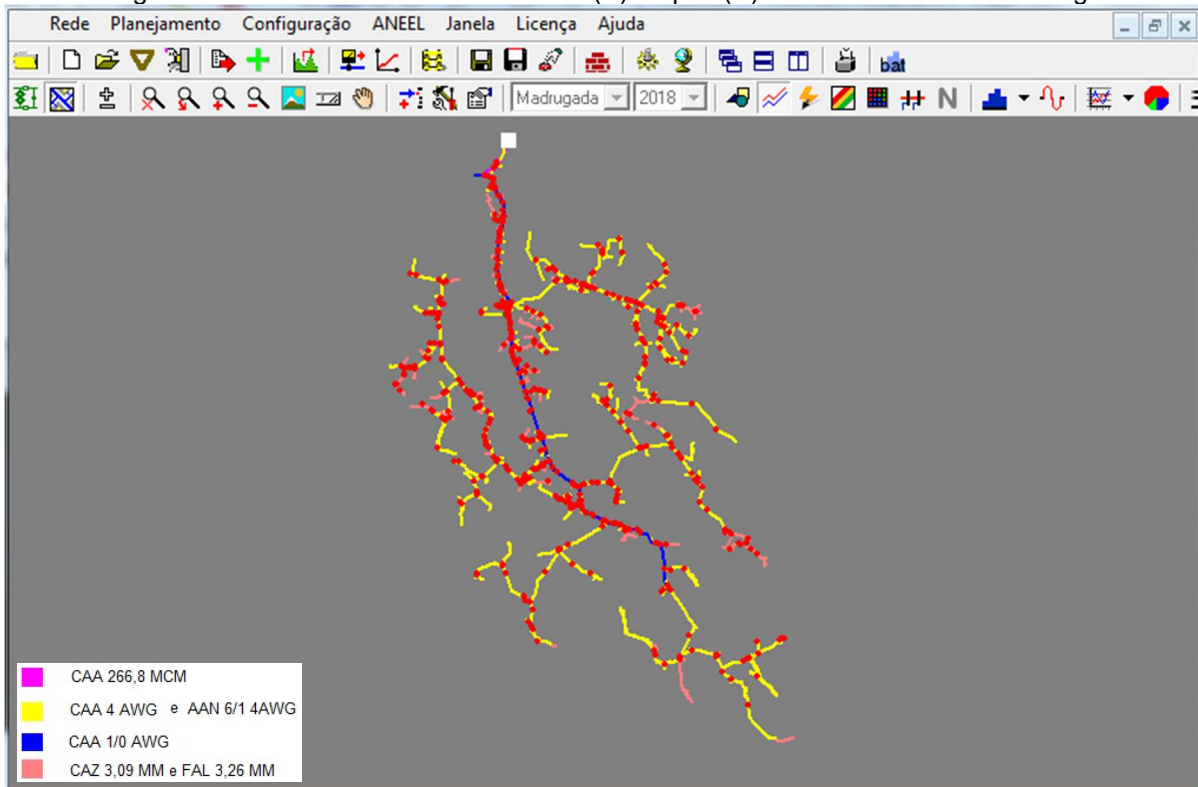
5.4.1 Resultados da simulação: caso I

Os testes de simulação do caso I foram inicialmente realizados em uma rede desbalanceada. Posteriormente, os testes foram repetidos com a rede balanceada, pois a carga associada aos consumidores monofásicos deve ser transferida para outras fases. Os dados utilizados e as características da rede elétrica foram mencionados anteriormente na Seção 5.3.

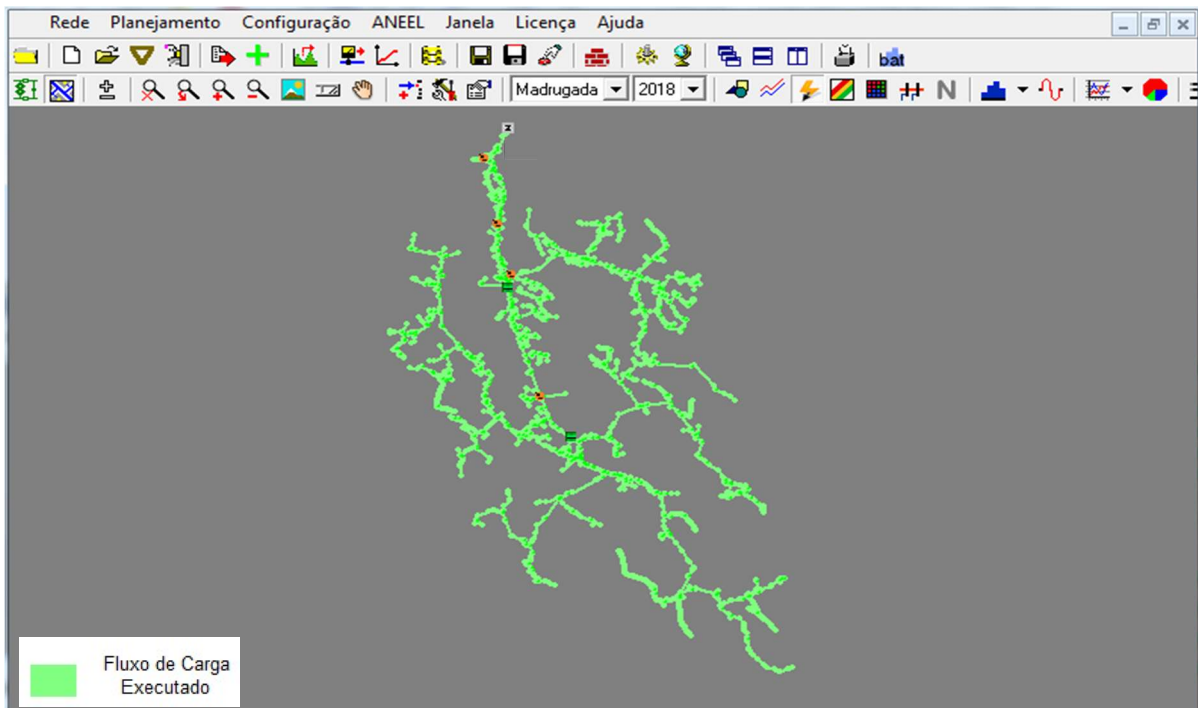
A Figura 15 (A) mostra a topologia da rede elétrica antes da simulação do FC, enquanto que a Figura 15 (B) representa a rede elétrica após executar a análise do FC sem incidentes de violação de tensão nas barras do sistema, em que os cabos e as barras correspondem aos traços verdes considerando um desequilíbrio de carga médio de 22,91%. Alguns fatores contribuíram para o aumento das perdas elétricas, como por exemplo, nível alto de desbalanceamento, o elevado número de cargas monofásicas e a extensão da rede.

Neste caso I, as perdas elétricas encontradas foram maiores e menores durante a noite e manhã, correspondendo a 57,611 kW e 33,135 kW, respectivamente. As perdas anuais e mensais de energia elétrica são de 373.937,04 kWh e 31.161,420 kWh, respectivamente, correspondendo a 5,7205%.

Figura 15 - Alimentador ALM01C3 antes (A) e após (B) de executar o fluxo de carga.



(A)



(B)

Fonte: Elaborada pelo autor.

As cargas foram divididas entre as três fases para equilibrar ao máximo o sistema. A simulação em um sistema quase equilibrado é apresentada a seguir, considerando, desta vez, um desequilíbrio de carga de apenas 2,16%. Pode-se observar uma redução de perdas de energia elétrica de 522 kWh/mês, ou seja, cerca de 2,0%, correspondendo proporcionalmente a 6.264 kWh/ano.

Na Tabela 14 são mostrados os resultados obtidos para ambos os casos (equilibrada e desequilibrada). Pode-se constatar que a maior taxa de redução ocorre no período da manhã, com valor de 2,10%, seguido da noite com 1,84%, tarde com 1,56% e madrugada com 1,22%. Ao considerar uma análise hipotética em que existe uma concessionária de energia elétrica com 600 alimentadores e uma taxa de desequilíbrio de carga médio por alimentador que foi utilizada na simulação desequilibrada, em um terço destes, o prejuízo em energia elétrica causado por ano é na faixa de 1.252,8 MWh. Levado em conta um custo de compra de energia elétrica médio de R\$ 160 por MWh, o prejuízo financeiro por ano é de R\$ 200.448,00.

Tabela 14 - Comparação entre os resultados obtidos em condições monofásicas e trifásicas.

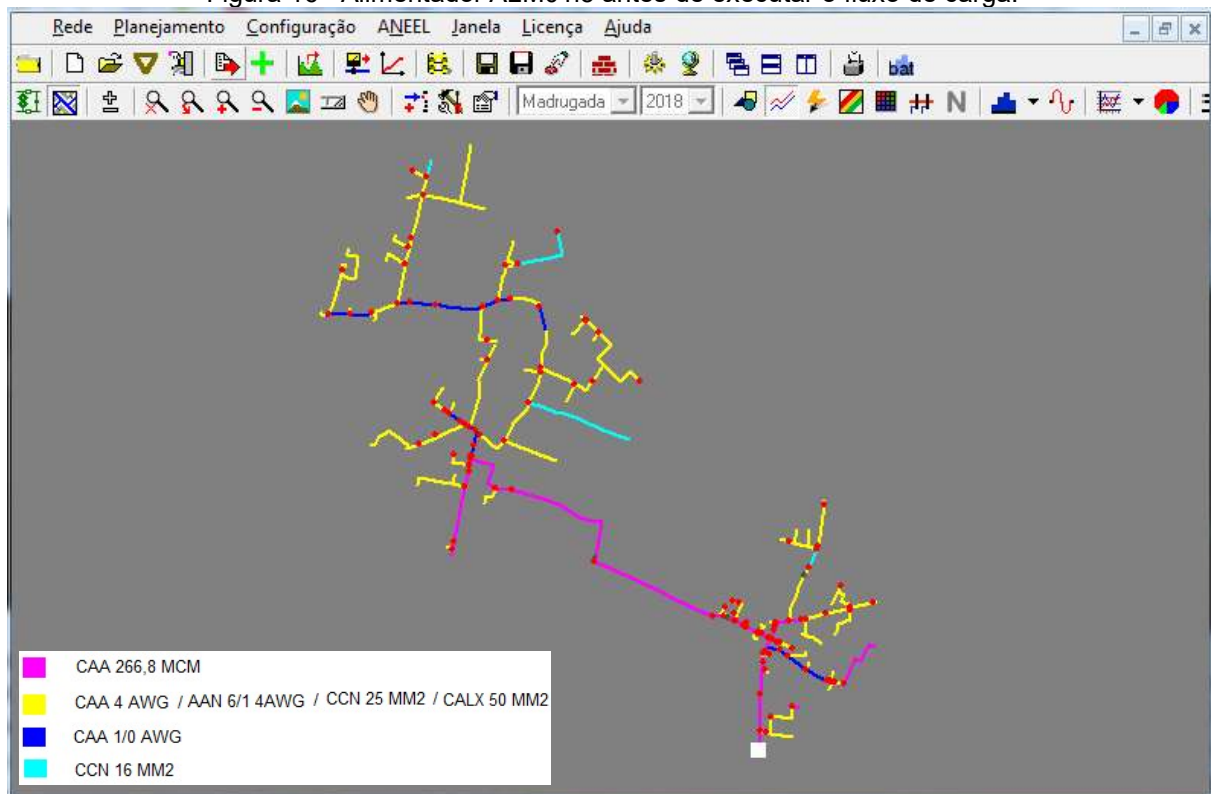
	Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)
Trifásico (Desequilibrado)	Madrugada	43,285	259,710	7791,300	5,641
	Manhã	33,135	198,810	5964,300	5,028
	Tarde	39,088	234,528	7035,840	5,428
	Noite	57,611	345,666	10369,980	6,538
	Total	173,119	1038,714	31161,420	5,721
Monofásica (Equilibrado)	Madrugada	42,755	256,530	7695,900	5,573
	Manhã	32,438	194,628	5838,840	4,937
	Tarde	38,477	230,862	6925,860	5,344
	Noite	56,549	339,294	10178,820	6,449
	Total	170,219	1021,314	30639,420	5,635
Diferença	Madrugada	0,530	3,180	95,400	0,068
	Manhã	0,697	4,182	125,460	0,091
	Tarde	0,531	3,666	109,980	0,084
	Noite	1,062	6,372	191,160	0,089
	Total	2,820	17,400	522,000	0,086
Percentual de Redução (%)	Madrugada	1,22%	1,22%	1,22%	1,21%
	Manhã	2,10%	2,10%	2,10%	1,81%
	Tarde	1,56%	1,56%	1,56%	1,55%
	Noite	1,84%	1,84%	1,84%	1,36%
	Total	1,68%	1,68%	1,68%	1,50%

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.4.2 Resultados da simulação: caso II

O caso II compreende o alimentador ALM0115 para um desbalanceamento de carga médio de 10,20% entre as fases, considerando também dados reais obtidos dos medidores de energia elétrica. Na Figura 16 é mostrada a rede elétrica estudada antes da simulação do FC. A partir das medições elétricas, em alguns momentos do mês analisado, pode-se observar que a geração do parque eólico é capaz de suprir toda a carga do alimentador e gerar fluxo reverso de potência no barramento de MT da SE a qual a rede se conecta. A direção do FC foi levada em consideração neste caso para evitar medições duplicadas.

Figura 16 - Alimentador ALM0115 antes de executar o fluxo de carga.

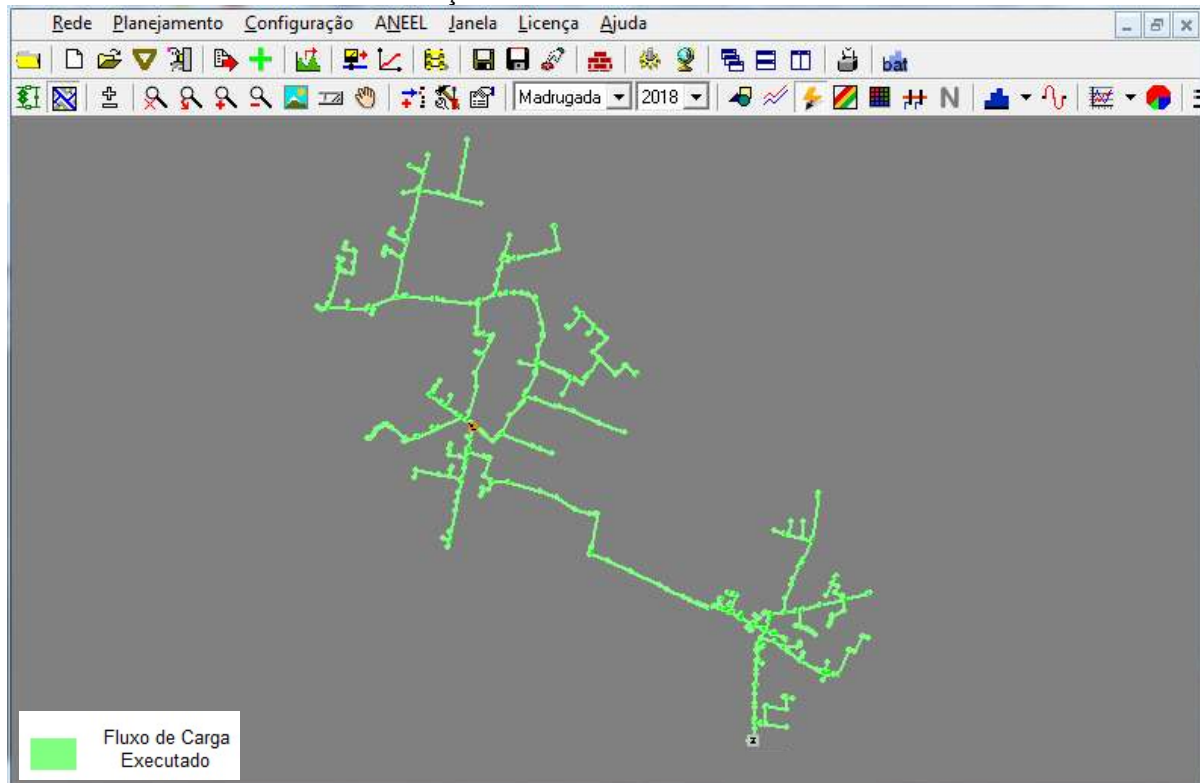


Fonte: Elaborada pelo autor.

Considerando as perdas elétricas no alimentador sem influência da geração eólicoelétrica e com desequilíbrio de carga médio de 10,20%, conforme é mostrado na Figura 17, os maiores valores ocorrem no período da tarde, correspondendo a uma perda elétrica de potência de 22,156 kW, que equivale a uma perda de energia elétrica de 132,936 kWh. As perdas de energia elétrica mensais representam 14.464,260 kWh ou 1,1344%. Um ponto relevante é que o fator de perda

é o maior entre os casos analisados. Quanto mais próximo o fator de perda estiver de 1, mais constantes as perdas elétricas se tornam, pois, a perda elétrica média se aproxima do valor máximo. Da mesma forma, fatores de perda baixos denotam que as perdas elétricas apresentam um desvio maior. Se o fator de perda for igual a zero, a perda observada em um período ocorre em um único momento.

Figura 17 - Alimentador ALM0115 após executar o fluxo de carga sem a inserção do parque eólico sem violação de tensão elétrica na rede de MT.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Tabela 15 são mostrados os resultados da simulação com e sem a inclusão da geração eólicoelétrica com um fator de desequilíbrio de 10,20%. A maior redução de perdas elétricas ocorre na madrugada, seguida da tarde, noite e manhã. A redução percentual total de perdas elétricas com o parque eólico é de 1,83%. Depois de executado o FC sem a geração do parque eólico conectada à rede, também não há violação de tensão em nenhuma seção da rede do alimentador, conforme é mostrado na Figura 17.

Tabela 15 - Comparação entre os resultados obtidos com e sem a geração eólicoelétrica com desbalanceamento de carga médio de 10,20%.

	Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)
Sem o Parque Eólico	Madrugada	17,844	107,064	3.211,920	1,057
	Manhã	20,130	120,780	3.623,400	1,190
	Tarde	22,156	132,936	3.988,080	1,194
	Noite	20,227	121,362	3.640,860	1,094
	Total	80,357	482,142	14.464,260	1,134
Com o Parque Eólico	Madrugada	10,006	60,036	1.801,080	1,116
	Manhã	12,828	76,968	2.309,040	1,084
	Tarde	12,636	75,816	2.274,480	1,183
	Noite	11,575	69,450	2.083,500	1,075
	Total	47,045	282,270	8.468,100	1,114
Diferença	Madrugada	7,838	47,028	1.410,840	-0,059
	Manhã	7,302	43,812	1.314,360	0,106
	Tarde	9,520	57,120	1.713,600	0,011
	Noite	8,652	51,912	1.557,360	0,019
	Total	33,312	199,872	5.996,160	0,021
Percentual de Redução (%)	Madrugada	43,93%	43,93%	43,93%	-5,58%
	Manhã	36,27%	36,27%	36,27%	8,91%
	Tarde	42,97%	42,97%	42,97%	0,92%
	Noite	42,77%	42,77%	42,77%	1,74%
	Total	41,46%	41,46%	41,46%	1,83%

Fonte: Elaborada pelo autor.

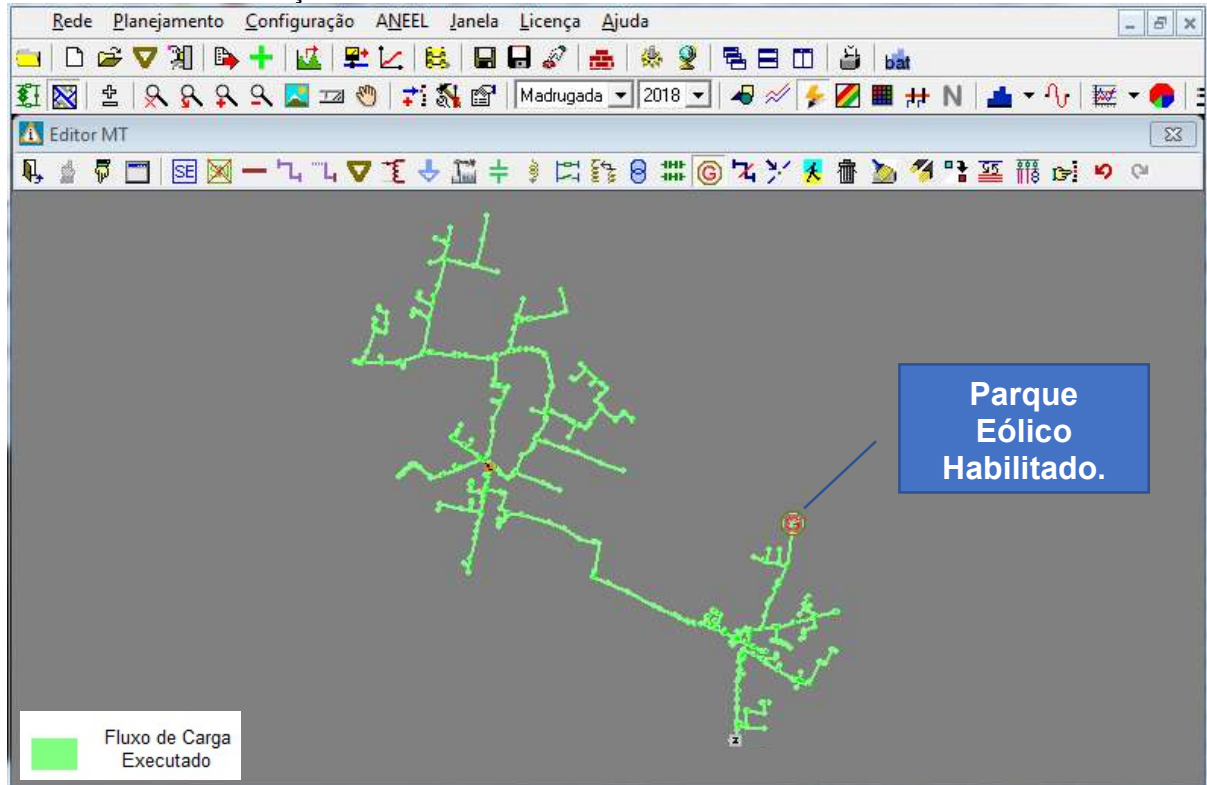
Agora, é avaliada a influência da geração do parque eólicoelétrica no sistema de MT do alimentador com fator de desequilíbrio menor. Após o parque eólico ser conectado à rede elétrica, não há violação de tensão elétrica conforme é mostrado na Figura 18.

Neste caso II, inicialmente é considerada uma rede quase balanceada sem nenhuma geração de fontes renováveis conectada ao alimentador. Desta forma, o valor do desbalanceamento de carga foi reduzido de 10,20% para 1,67%, em que resultou em uma maior redução das perdas técnicas. Após a conexão do parque eólico com um desequilíbrio de 1,67%, a redução de perdas elétricas é maior em comparação com o caso anterior. A redução das perdas de energia elétrica observada no mês é de 479,7 kWh quando comparado com o sistema desbalanceado. Assim, pode-se afirmar que a redução do desbalanceamento de 10,20% para 1,67% acarreta uma minimização significativa das perdas elétricas.

Na Tabela 16 são mostrados os resultados da simulação obtidos com e sem a conexão do parque eólico para um fator de desequilíbrio de 1,67%. Observa-se que as perdas elétricas por patamar (madrugada, manhã, tarde e noite) foram reduzidas ainda mais, ou seja, de 41,46,81% para 42,30%. A redução percentual total aumentou

de 1,83% para 3,22% quando o desequilíbrio de carga foi reduzido de 10,20% para 1,67%, respectivamente.

Figura 18 - Alimentador ALM0115 após executar o fluxo de carga com a inserção da geração eólicoelétrica e sem violação de tensão.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 16 - Comparação entre os resultados obtidos com e sem geração eólicoelétrica com desbalanceamento médio de 1,67%.

	Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)
Sem o Parque Eólico	Madrugada	17,495	104,970	3.149,100	1,035
	Manhã	19,789	118,734	3.562,020	1,171
	Tarde	21,622	129,732	3.891,960	1,169
	Noite	19,769	118,614	3.558,420	1,069
	Total	78,675	472,050	14.161,500	1,111
Com o Parque Eólico	Madrugada	9,644	57,864	1.735,920	1,074
	Manhã	12,495	74,970	2.249,100	1,057
	Tarde	12,154	72,924	2.187,720	1,155
	Noite	11,100	66,600	1.998,000	1,030
	Total	45,393	272,358	8.170,740	1,075
Diferença	Madrugada	7,851	47,106	1.413,180	-0,039
	Manhã	7,294	43,764	1.312,920	0,114
	Tarde	9,468	56,808	1.704,240	0,014
	Noite	8,669	52,014	1.560,420	0,039
	Total	33,282	199,692	5.990,760	0,036
Percentual de Redução (%)	Madrugada	44,88%	44,88%	44,88%	-3,77%
	Manhã	36,86%	36,86%	36,86%	9,74%
	Tarde	43,79%	43,79%	43,79%	1,20%
	Noite	43,85%	43,85%	43,85%	3,65%
	Total	42,30%	42,30%	42,30%	3,22%

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.5 Conclusões parciais

Este capítulo aborda a análise trifásica de perdas elétricas em diferentes cenários de operação usando dados. A metodologia utilizada na análise trifásica foi baseada no uso de dados elétricos do FC e dos medidores de energia. Os estudos de caso incluíram um alimentador com várias unidades consumidoras (sistema trifásico desbalanceado) e um alimentador com múltiplos consumidores e geração eólicoelétrica.

Os resultados das simulações de perda trifásica foram apresentados para os dois estudos de caso. Os resultados da simulação do caso I mostraram que o percentual de redução das perdas de energia elétrica foi significativamente menor em comparação com o caso II, devido por exemplo, a não consideração de GD. Por outro lado, os resultados da simulação do caso II mostraram que as perdas de energia elétrica foram reduzidas de forma mais expressiva devido a combinação do equilíbrio de carga e a inserção do parque eólico.

A análise trifásica com o uso de dados forneceu uma compreensão mais detalhada das perdas de energia elétrica em diferentes cenários de operação e pode ser útil na tomada de decisões para melhorar a eficiência energética dos sistemas elétricos.

6 CONCLUSÃO

Os estudos de FC são de grande importância para determinar as condições de operação do SEP e, através de seus resultados, constatar diversos aspectos de funcionamento do estado real de operação da rede elétrica, como por exemplo, a investigação de perdas elétricas. As REDEEs estão em constante processo de melhoria e cada vez mais novos elementos de rede surgem para ser implementados e, assim, surgindo também, a necessidade da ampliação de novas metodologias de análise ou o melhoramento das já existentes.

Nesta tese, inicialmente, é feito um contexto atual dos principais elementos que constituem o sistema de distribuição de energia elétrica e os que são mais discutidos nesta presente pesquisa, trazendo as definições tradicionais e os objetivos de cada componente. Temas relevantes e atuais são postos, por exemplo, o cenário dos parques de medições inteligente e sua disposição ao longo da rede elétrica, destacando os principais avanços e possibilidades que trazem contribuição para os estudos de SEP e por consequência de perdas elétricas. É destacado ainda, o processo de aquisição de dados, como se dá o processo de estrutura destes dados elétricos dentro das distribuidoras de energia elétrica, no que compete aos períodos de registros, metodologia de armazenamento e análise destas informações para tomada de decisões na melhoria das REDEEs e contribuições para as análises de FC.

Uma revisão sistemática é feita, resumindo os últimos trabalhos publicados na literatura correlatos a esta tese, mostrando a relevância das análises de FC com foco na eficiência da rede elétrica e destacando os pontos que esta tese traz como diferencial e inovador. Um comparativo é feito (ver Tabela 2) para destacar as principais contribuições de cada estudo selecionado e enfatizar as contribuições propostas desta pesquisa.

O propósito principal desta proposta de tese é fazer o melhoramento das análises de perdas elétricas em REDEEs quando é utilizado o FC monofásico e trifásico para este fim. Por isso, no seguimento do desenvolvimento do trabalho, foi criada uma metodologia de análise baseada na obtenção de dados elétricos e aplicado aos FC monofásico e trifásico. No entanto, ainda foi proposto um novo método para validação de medições elétricas, o qual foi denominado de FC reverso, utilizando dados elétricos reais. A variação média entre a comparação de todas as medições elétricas reais dos medidores de energia elétrica e os resultados do FC foi

de -0,37% para o mês de agosto e -0,42% para o mês de setembro, erros considerados aceitáveis. Assim, foi comprovado que valores registrados pelas medições estão corretos e validados através da técnica de análise proposta.

Os primeiros resultados da presente pesquisa são observados e importantes contribuições para a análise de perdas elétricas monofásica são descritas. A proposta inicial, aplicada à análise monofásica, mostra que com o uso de dados aplicado ao FC é possível fazer uma segmentação da região estudada, assim reduzindo as imprecisões e tornando a identificação de possíveis problemas na rede elétrica mais fáceis de se identificar. Além disso, através da segmentação e o uso de dados no FC monofásico, foi possível pontuar os trechos exatos em que a rede estudada possui piores índices de perdas elétricas. Desta forma, ajudando a tomada de decisões mais precisas em projetos e estudos de/em REDEEs do SEP.

Na análise trifásica foram considerados fatores importantes no contexto de análise de FC em redes elétricas modernas. O indicador de desequilíbrio de carga entre as fases e a conexão do parque eólico foram os principais elementos levados em consideração para investigação das perdas de energia elétrica nos sistemas estudados. Para o estudo de caso I, que é analisado apenas considerando o fator de desequilíbrio de carga, observa-se uma redução no percentual de perdas elétricas totais de 1,50% quando comparado à rede equilibrada e desequilibrada, chegando a um valor máximo de redução das perdas de energia de 2,10% no período da manhã.

Já para o caso II, considerando a rede com e sem o parque eólico para valor de desequilíbrio entre as fases de 10,20% (trifásico), uma redução total das perdas elétricas de 1,83% foi encontrada. Ainda analisando a mesma rede elétrica, agora levando em conta um valor de desequilíbrio de carga de 1,67% com e sem a conexão da GD, foi observado uma redução total das perdas elétricas de 3,22%, que é uma redução maior que o caso anterior quando analisada de forma equilibrada, a diferença encontrada entre os casos foi de 1,39%. Constatou-se ainda que, para os casos I e II, a redução máxima por segmento de horário madrugada, manhã, tarde e noite, foram observados no período da madrugada de 43,93% e 44,88%, respectivamente. Percebe-se que na análise com a divisão por turno de horários, o impacto da conexão do parque eólico é mais significativo, visto que a potência de geração eolielétrica permanece em regime permanente independente da redução do fluxo de potência no alimentador pelos períodos de carga leve, média e pesada.

Portanto, a metodologia de análise de perdas elétricas através do uso de dados e fluxo de carga monofásico e trifásico é uma ferramenta importante para a gestão eficiente dos sistemas elétricos, permitindo a validação de medições elétrica, a identificação de pontos de maior perda de energia elétrica e possibilitando a tomada de decisões mais assertivas para a otimização do sistema elétrico.

6.1 Indicação de trabalhos futuros

O autor desta tese sugere alguns temas de pesquisas futuras corretados ao presente estudo:

1. Análise de tendências de consumo de energia é uma linha de pesquisa correlata a esta pesquisa. Analisar as tendências de consumo de energia nos alimentadores de média tensão, a fim de identificar padrões que possam ajudar a reduzir as perdas de energia. Isso poderia envolver o uso de dados históricos de consumo de energia, bem como a análise de dados em tempo real para identificar padrões de consumo.
2. Desenvolvimento de algoritmos mais sofisticados de análise de dados. Uma vez que a proposta envolve a análise de dados para avaliar as perdas elétricas, uma área natural de expansão seria a criação de algoritmos de análise de dados mais avançados, tais como técnicas de aprendizado de máquina, inteligência artificial e análise de *big data*.
3. Investigação das implicações econômicas da redução das perdas elétricas. Outra possível linha de pesquisa seria avaliar o impacto econômico da redução das perdas elétricas nos alimentadores de média tensão, com ênfase nos custos envolvidos na implementação das medidas de redução das perdas e nas economias resultantes.
4. Análise de risco e segurança da rede elétrica. Uma vez que as perdas elétricas podem ser um indicador de problemas na rede elétrica, uma possível linha de pesquisa seria explorar como as perdas elétricas podem ser usadas para identificar e mitigar riscos de segurança, tais como surtos de carga ou problemas de conexão.
5. Desenvolvimento de tecnologias de redução de perdas. Com base nos resultados da análise de dados, seria possível desenvolver tecnologias mais eficazes para reduzir as perdas elétricas em alimentadores de média tensão. Por exemplo,

tecnologias de redes inteligentes e gerenciamento de carga podem ser usadas para reduzir as perdas de energia.

REFERÊNCIAS

ABPAYAKOM, N.; SIRISUMRANNUKUL, S. Power losses reduction and reliability improvement in distribution system with very small power producers. **Energy Procedia**, 2016, 100, 388–395.

ANEEL, M.; DAHALE, S. and NATARAJAN, B. Voltage Violation Prediction in Unobservable Distribution Systems. **2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)**, Denver, CO, EUA, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9916805.

(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Distribuição**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao>>. Acesso em: 3 ago. 2022d.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Perdas de energia**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia>>. Acesso em: 3 ago. 2022a.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Perdas de energia**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia>>. Acesso em: 3 ago. 2022c.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST): Módulo 7–Cálculo de Perdas na Distribuição**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Acesso em: 3 ago.2022b.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Relatório de Perdas de Energia**. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/perdasenergias#!>>. Acesso em: 10 set. 2023e.

BAGHAEE, H. R.; PARIZAD, A.; SIANO, P.; SHAFIE-KHAH, M.; OSÓRIO, G. J. and CATALÃO, J. P. S. **Robust Probabilistic Load Flow in Microgrids considering Wind Generation, Photovoltaics and Plug-in Hybrid Electric Vehicles**. 2018 IEEE 16th International Conference on Industrial Informatics (INDIN), Porto, 2018, pp. 978-983, doi: 10.1109/INDIN.2018.8472010.

BHAND, I. and DEBBARMA, S. Transaction-Tracing Based Loss Allocation in Distribution Networks Under TE System. **IEEE Systems Journal**, vol. 15, no. 4, pp. 5664-5673, Dec. 2021, doi: 10.1109/JSYST.2020.3038037.

BROADWATER, R. P.; CHANDRASEKARAM, A.; HUDDLESTON, C. T.; KHAN, A. H. Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems. **Electric Power System Research**, v. 14, 1988.

CATALIOTTI, A.; COSENTINO, V.; DI CARA, D. e G. TINÈ. Posicionamento de Dispositivos de Medição LV para Análise de Fluxo de Carga em Redes Inteligentes

de MV. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, vol. 65, não. 5, pp. 999-1006, maio de 2016, doi: 10.1109/TIM.2015.2494618.

CENGIZ, E.; YILMAZ, C.; ILMAZ, E.N. Y. and TOLGA KAHRAMAN, H. **Importance of Power Flow and Load Analysis in Pre-Installation Power Systems**. In: 2019 3rd International Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies (ISMSIT), 2019, pp. 1–4.

CHEN, M.; XIA, M.; CHEN, Q. Research on Distributed Source-Load Interaction Strategy Considering Energy Router-Based Active Distribution Network. **IEEE Access**, v.7, 2019.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for realtime distribution systems analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n.2, p.671-679, 1995.

DAIMON ESPECIALISTAS EM ENERGIA. **Análise de redes e estudos de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica**. Disponível em: <<http://www.dai-mon.com.br/interplan.html>>. Acesso em: 3 ago. 2022.

FERREIRA, T. S. D.; TRINDADE, F. C. L.; VIEIRA, J. C. M. Load Flow-Based Method for Nontechnical Electrical Loss Detection and Location in Distribution. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.35, n.5, 2020.

GEREZ C.; SILVA, L. I.; BELATI, E. A.; FILHO, S. A. J. and COSTA, E. C. M. Distribution Network Reconfiguration Using Selective Firefly Algorithm and a Load Flow Analysis Criterion for Reducing the Search Space. **IEEE Access**, v.7, 2019.

GHAHDERIJANI, M. M.; CAMACHO, A.; MOREIRA, C.; CASTILLA, M. and GARCÍA, de Vicuña, L. Imbalance-Voltage Mitigation in an Inverter-Based Distributed Generation System Using a Minimum Current-Based Control Strategy. In **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 35, no. 3, pp. 1399-1409, June 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2945472.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução ao Sistemas de Distribuição de Energia elétrica**. 2ª edição, São Paulo: Blucher, 2010. ISBN: 9788521205395.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 4. ed. [S.l.]: CRC Press, Published Sept, 2017, ISBN 9781498772136.

LANDYS GYR. **Commercial and Industrial Meters**. Disponível em: <https://www.landisgyr.com.br/product/e750_g2/>. Acesso em: 08 ago. 2022.

LIU, J.; HUANG, X.; Li, Z. Multi-time Scale Optimal Power Flow Strategy for Medium-voltage DC Power Grid Considering. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v.8, n.1, 2020.

MAHDAVI, M.; ALHELOU, H. H.; HATZIARGYRIOU, N. D. and AL-HINAI, A. An Efficient Mathematical Model for Distribution System Reconfiguration Using AMPL. **IEEE Access**, v.9, 2021.

MANUEL, Bolotinha. **Distribuição de Energia Elétrica em Média e Baixa Tensão**. 2ª edição, Engebook, 2019, ISBN: 978-9898927149.
MISHRA, S.; DAS, D. Distribution system load flow methods: A review. **Icfai University Press (IUP) Journal of Electrical and Electronics Engineering**, v. 1, p. 7–25, 04 2008.

MOURA, Ailson P. de; ADRIANO Aron F. de Moura; ROCHA, Ednardo P. da. **Engenharia de sistemas de potência: transmissão de energia elétrica em corrente alternada**. Fortaleza: Edições UFC, 2019.

MURUGANANTHAM, B.; GNANADASS, R.; PADHY, N. P. **Unbalanced load flow analysis for distribution network with solar PV integration**. Power Systems Conference (NPSC) National, p. 1-6, 2016.

NORMA BRASILEIRA (NBR) NÚMERO 6251 DA ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **Cabos de potência com isolamento extrudada para tensões de 1 kV a 35 kV - Requisitos construtivos**. Válida a partir de 29.12.2000.

NUR, A.; KAYGUSUZ, A. Load Flow Analysis With Newton–Raphson and Gauss–Seidel Methods in a Hybrid AC/DC System. **IEEE Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering**, v.44, n.4, 2021.

OLIVEIRA, R. C.; MANITO, A. R. A.; VIEIRA, J. P. A.; SOARES, T. M.; BEZERRA, U. H.; TOSTES, M. E. L.; JUNIOR, P. R. A. V. e NUNES, M. V. A. Metodologia para cálculo de perdas comerciais em redes de distribuição através de estudos de fluxo de carga. **Curitiba**, XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI) (2016) 1–11. Disponível em: <http://abradee03.org/sendi2016/categoria/tecnico/>. Acesso em: 26 set. 2021.

PAREJA, L. A. G. **Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas**. 2009. 156 f. Tese (Doutorado em Automação) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.

RAMON, R. C. A.; O'NEILL-CARRILLO, E. **Optimal Use of Distributed Resources to Control Energy Variances in Microgrids**. 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC), Waikoloa Village, HI, 2018, pp. 1471-1476, doi: 10.1109/PVSC.2018.8547620.

ROSA, G. M. DA; ROSSONI, P.; TEIXEIRA, J. C.; BELATI, E. A. and ASANO, P. T. L. Optimal Allocation of Capacitor Banks using Genetic Algorithm and Sensitivity Analysis. **IEEE Latin America Transactions**, v.14, n.8, 2016.

ROSA, W.; GEREZ, C. BELATI, E. Optimal Distributed Generation Allocating Using Particle Swarm Optimization and Linearized AC Load Flow. **IEEE Latin America Transactions**, v.16, n.10, 2018.

SADEGHIAN, O.; OSHNOEI, A.; TARAFDAR-HAGH, M. and KHERADMANDI, M. A Clustering-Based Approach for Wind Farm Placement in Radial Distribution Systems Considering Wake Effect and a Time-Acceleration Constraint. **IEEE Systems Journal**, v.15, n.1, 2021.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A. and LUO, G. X. A Compensation Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753-762, 1988.

SILVA, F. J. R. da. **Análise de perdas técnicas em alimentadores de média tensão usando fluxo de carga monofásico e trifásico**. 2019. 115 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.

SINGH, B.; MISHRA, D. K. A survey on enhancement of power system performances by optimally placed DG in distribution networks. **Energy Reports**, v. 4, 2018.

SRINIVAS, M. S. Distribution Load Flows: A Brief Review. **Proceedings of the 2000 IEEE PES Summer Meeting**, Singapore, v. 2, p. 942-945, 2000.

SUN, S.; YANG, Q.; MA, J.; FERRÉ, A. J. and YAN, W. Hierarchical planning of PEV charging facilities and DGs under transportation-power network couplings. **Renewable Energy**, v.150, 2020.

TENG, J.-H. A modified gauss–seidel algorithm of three-phase power flow analysis in distribution networks. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 24, n. 2, p. 97 – 102, 2002. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061501000229>>.

TENG, J. H. Uma abordagem direta para soluções de fluxo de carga do sistema de distribuição. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 18, não. 3, pp. 882-887, julho de 2003, doi: 10.1109/TPWRD.2003.813818.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA (UNESP). Sistema de Distribuição. Disponível em: https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/apostila_sdee_01>. Acesso em: 10 ago. 2022.

VANCO, W.E.; SILVA, F.B.; MONTEIRO, J.R.B.A.; OLIVEIRA, C.M.R.; GOMES, L.C. and CARVALHO, D.P. Feasibility analysis of the use of the generation of induction in the distributed generation. **IEEE Latin America Trans.** 16 (7) (2018) 1921–1927, <https://doi.org/10.1109/TLA.2018.8447358>.

VIEIRA, O. L.; SILVA, F. J. R.; MACHADO, L. A.; CORREIA, A. N. F.; VITORIANO, C. T.; OLIVEIRA, A. H.; FRANKLIN, Rodrigo P. D.; MENEZES, J. C. F.; APOLINÁRIO, M. F.; NASCIMENTO, J. W. F. and CARVALHO, Paulo C. M. Comparison of

Photovoltaic Plant Performance Estimation Models: A Case Study for Fortaleza, Brazil. In **IEEE Latin America Transactions**, 2018, 16, (7), pp. 1898-1906.

WANG, S.; LIU, Q. and JI, X. A Fast Sensitivity Method for Determining Line Loss and Node Voltages in Active Distribution Network. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 33, nº. 1, pp. 1148-1150, janeiro de 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2735898.

WU, H.; YUAN, Y. and MA, K. A Novel Probabilistic Method for Energy Loss Estimation Using Minimal Line Current Information. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 35, não. 6, pp. 4928-4931, novembro de 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3020719.

YANG, F.; LI, Z. **Effects of balanced and unbalanced distribution system modeling on power flow analysis**. IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2016, p. 1-5, doi: 10.1109/ISGT.2016.7781195.

YANG, N. C. Three-phase power flow calculations using direct ZBUS method for large-scale unbalanced distribution networks. **IET Gener. Transm. Distrib.**, vol. 10, n. 4, p. 1048-1055, March 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0822.