

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 1136

**EQUIVALENTE DE REDES ELÉTRICAS APLICADO NA SUPERVISÃO DE
REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA**

Gustavo Diniz da Corte

DATA DA DEFESA: 01/08/2019

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**EQUIVALENTE DE REDES ELÉTRICAS APLICADO NA
SUPERVISÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM INSERÇÃO
DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA**

Gustavo Diniz da Corte

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Maria Helena Murta Vale
Coorientador: Prof. Fernando Henrique Silveira

Belo Horizonte - MG

Agosto de 2019

C827c

Corte, Gustavo Diniz da.

Equivalente de redes elétricas aplicado na supervisão de redes de distribuição com inserção de microgeração fotovoltaica distribuída [recurso eletrônico] / Gustavo Diniz da Corte. – 2019.

1 recurso online (ix, 86 f. : il., color.) : pdf.

Orientadora: Maria Helena Murta Vale.

Coorientador: Fernando Henrique Silveira.

Dissertação (mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Apêndices: f. 85-86.

Bibliografia: f. 75-84.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Sistemas de energia elétrica - Teses. 3. Energia elétrica - Distribuição - Teses. 4. Redes elétricas - Teses. 5. Geração de energia fotovoltaica - Teses. I. Vale, Maria Helena Murta. II. Silveira, Fernando Henrique. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621.3(043)

**"Equivalente de Redes Eléctricas Aplicado Na Supervisão de
Redes de Distribuição Com Inserção de Microgeração
Fotovoltaica Distribuída"**

Gustavo Diniz da Corte

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 01 de agosto de 2019.

Por:

Maria Helena Murta Vale

Prof. Dr^a. Maria Helena Murta Vale
DEE (UFMG) - Orientadora

Fernando Henrique Silveira

Prof. Dr. Fernando Henrique Silveira
DEE (UFMG) - Coorientador

Carmela Maria Polito Braga

Profa. Dra. Carmela Maria Polito Braga
DELT (UFMG)

Rosilene Nietzsche Dias

Profa. Dra. Rosilene Nietzsche Dias
DEE (CEFET/MG)

**"Equivalente de Redes Elétricas Aplicado Na Supervisão de
Redes de Distribuição Com Inserção de Microgeração
Fotovoltaica Distribuída"**

Gustavo Diniz da Corte

O convidado especial abaixo indicado é favorável à aprovação da
Dissertação de Mestrado.

Aprovada em 01 de agosto de 2019.

Por:

Fábio Donisete Silva

**Eng. Me. Fábio Donisete Silva
LRC (UFMG)**

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me dar a oportunidade de realizar e concluir este trabalho.

Agradeço também à instituição de ensino e aos meus orientadores, Maria Helena Murta Vale e Fernando Henrique Silveira, que me proporcionaram esse sentimento de realização e sucesso.

À professora Maria Helena, pela orientação carinhosa e dedicada, cujos ensinamentos vão além deste trabalho. Ao professor Fernando Henrique, pela disponibilidade e auxílio em momentos difíceis.

Agradeço especialmente à Gissele por ter enfrentado junto a mim as dificuldades e os desafios, por todo o amor e incentivo dados para que se tornasse possível a conclusão deste trabalho.

Aos meus pais, Wilson e Margaret, família e amigos por todo suporte e por me acompanhar até o fim desta jornada.

Aos professores do LRC pelas disciplinas ministradas e por todo o aprendizado. À professora Carmela Maria Polito Braga por toda ajuda e direcionamento que possibilitaram a realização deste trabalho.

Aos amigos no LRC, pela companhia, por toda ajuda em momentos difíceis e pelas agradáveis discussões nos almoços e cafés da tarde. Em especial, ao Fábio, Frederico e Felipe.

A CAPES pelo auxílio financeiro que viabilizou a conclusão deste trabalho.

RESUMO

Esta dissertação aborda o tema Supervisão de Redes Elétricas de Baixa Tensão em tempo real. De forma específica, o trabalho propõe uma nova metodologia que permite o monitoramento de grandezas elétricas em pontos de interesse das redes de distribuição. Tal metodologia se baseia na construção de equivalentes de redes de baixa tensão projetados para representar circuitos que possuem características especiais. Dentre estas, destacam-se a presença de Microgeração Fotovoltaica Distribuída na rede, o desbalanceamento do sistema de distribuição de baixa tensão e a falta de medições localizadas próximas aos consumidores.

A operação em tempo real do sistema elétrico não é trivial, principalmente no contexto da distribuição, onde as medições se concentram, em geral, nas subestações, implicando dificuldade em se obter o estado da rede. A presença da geração fotovoltaica introduz uma nova dinâmica para o comportamento da carga do sistema, exigindo novas formas para representá-la. O desbalanceamento das fases dos circuitos de distribuição de baixa tensão requerem técnicas diferenciadas para a solução das redes. Ressalta-se, também, a grande dimensão dos sistemas de distribuição brasileiros.

A metodologia proposta no trabalho considera as questões levantadas acima. O equivalente desenvolvido permite representar a rede completa por meio de Unidades Consumidoras/Geradoras Equivalentes, viabilizando a modelagem conjunta da carga e da geração fotovoltaica, e de Redes Equivalentes, as quais representam a topologia da rede.

A formulação do equivalente é inovadora e se baseia no uso de algoritmos para solução de Fluxo de Potência adaptados. O método proposto é testado sob diferentes condições operativas da rede, validando a abrangência do uso da metodologia proposta. Os resultados positivos alcançados mostram o potencial de aplicação da metodologia para supervisão em tempo real de redes de baixa tensão.

Palavras-Chave: Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica; Microgeração Fotovoltaica Distribuída; Equivalente de Redes Elétricas; Supervisão em Tempo Real.

ABSTRACT

This thesis approaches the Low Voltage Electrical Networks Supervision topic. More specifically, this work proposes a new methodology which allows monitoring of electrical variables in points of interest. Such methodology is based on the construction of equivalent low voltage networks designed to represent circuits with special features. Among those characteristics, the presence of Distributed Photovoltaic Microgeneration, unbalance of low voltage distribution systems and lack of measurements located near consumers are highlighted.

Real time operation of electrical systems is not trivial, particularly in distribution ones, where measurements are commonly centered at substations. This implies in difficulty for obtaining the network state. The presence of photovoltaic generation introduces a new dynamic for systems load behavior, therefore demanding new ways to represent it. Alternative network solution techniques are needed for phase unbalanced circuits. Also, it is important to emphasize that Brazilian distribution systems are extensive.

The methodology proposed in this work takes into account the remarks mentioned above. The equivalent developed allows the full network representation using an Equivalent Load/Generation Unit, which enables the joint modelling of loads and photovoltaic generation, and Equivalent Networks, representing the system topology.

The equivalent formulation is innovative and is based on the use of adapted Load Flow solution algorithms. The proposed method is tested under different operative network conditions, validating its comprehensive usage. The positive results show the application potential of this methodology for real time low voltage networks supervision.

Keywords: *Electrical Distribution Systems; Distributed Photovoltaic Microgeneration; Electrical Networks Equivalent; Real time Supervision.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Aumento da MFD no Brasil até 2024	7
Figura 2.2. Aumento da MFD no Mundo	7
Figura 2.3. Exemplo de <i>Duck Curve</i>	8
Figura 2.4. Comportamento do Recurso Solar Durante o Dia.....	9
Figura 2.5. Panorama das Atividades do SEP	11
Figura 3.1. Circuito π -Equivalente	15
Figura 3.2. Diagrama de Impedância de Sequência Positiva e Negativa	16
Figura 3.3. Fluxograma Compacto do Método Básico.....	19
Figura 3.4. Extremidade Lateral de Carga da Rede.....	23
Figura 3.5. Seção de uma Rede.....	24
Figura 3.6. Extremidade Supervisionada da Rede.....	24
Figura 3.7. Funcionamento do Método <i>Forward-Backward</i>	25
Figura 4.1. Divisão da Rede por Ward	31
Figura 4.2. Circuito Equivalente do tipo Ward.....	32
Figura 4.3. Circuito Equivalente do tipo REI.....	34
Figura 5.1. Representação da Rede (a) Completa e (b) Compacta	37
Figura 5.2. Fluxograma Operacional da Metodologia Desenvolvida.....	38
Figura 5.3. Construção do Sistema Equivalente	38
Figura 5.4. Identificação das Técnicas Desenvolvidas nos Módulos da Metodologia	39
Figura 5.5. Separação do Circuito em Fases.....	40
Figura 5.6. Exemplo de um Sistema Equivalente.....	43
Figura 5.7. Valor de Admitância Equivalente	44
Figura 5.8. Exemplo - Apresentação de Informações Obtidas por Meio do Uso da Metodologia Proposta.....	48
Figura 6.1. Perfis Residenciais	50
Figura 6.2. Perfis Industrial e Universitário	51
Figura 6.3. Perfis Comerciais	51
Figura 6.4. Topologia da Rede de Estudo.....	52
Figura 6.5. Comparação da Tensão para o Cenário 07	58
Figura 6.6. Comparação da Potência Ativa para o Cenário 07.....	59
Figura 6.7. Comparação da Potência Reativa para o Cenário 07	59
Figura 6.8. Comparação da Potência Ativa para o Cenário 05.....	60

Figura 6.9. Comparação da Potência Reativa para o Cenário 05	61
Figura 6.10. Comparação da Tensão para o Cenário 05	61
Figura 6.11. Desvios de Tensão para o Cenário 08	62
Figura 6.12. Desvios de Potência Ativa para o Cenário 06	62
Figura 6.13. Desvios Percentuais de Potência Ativa para o Cenário 06.....	62
Figura 6.14. Desvios de Potência Reativa para o Cenário 06.....	63
Figura 6.15. Desvios Percentuais de Potência Reativa para o Cenário 06	63
Figura 6.16. Desvios Percentuais de Potência Ativa para o Cenário 05.....	63
Figura 6.17. Comportamento da Fase C do Alimentador T1 no Cenário 05.....	64
Figura 6.18. Desvios Percentuais de Potência Ativa no Cenário 05 Removendo-se a Fase C do Alimentador T1	65
Figura 6.19. Desvios Percentuais de Potência Reativa para o Cenário 05	65
Figura 6.23. Comparação dos Métodos FB e NR	67
Figura 6.24. Tempo de Simulação dos Cenários 01-09;11-13	69
Figura 6.25. Tempo de Simulação do Cenário 10	70
Figura 6.20. Impacto da Inserção de MFD nas Tensões Vistas do Alimentador T3	71
Figura 6.21. Impacto da Inserção de MFD no Balanceamento das Tensões.....	72
Figura 6.22. Impacto do Fator de Potência no Balanceamento das Tensões.....	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1. Definição da Corrente Injetada	23
Tabela 6.1. Distribuição das Sub-redes	53
Tabela 6.2. Dados da Sub-rede T1	54
Tabela 6.3. Dados da Sub-rede T2.....	55
Tabela 6.4. Dados da Sub-rede T3.....	55
Tabela 6.5. Dados da Sub-rede T4.....	56
Tabela 6.6. Dados dos Cenários Simulados.....	57
Tabela 6.7. Detalhamento dos Pontos de Erro Máximo em Potência para Todos os Cenários	66
Tabela 6.8. Detalhamento dos Pontos de Erro Máximo em Tensão para Todos os Cenários	66
Tabela 6.9. Tempo de Simulação dos Cenários.....	68
Tabela A.1. Dados da Sub-rede Balanceada T1	85
Tabela A.2. Dados da Sub-rede Balanceada T2	86
Tabela A.3. Dados da Sub-rede Balanceada T3	86
Tabela A.4. Dados da Sub-rede Balanceada T4	86

SUMÁRIO

1	Introdução.....	1
2	Contextualização do Trabalho.....	5
2.1	Considerações Iniciais.....	5
2.2	Geração Distribuída em Redes de Distribuição.....	5
2.2.1	Aspectos Gerais.....	5
2.2.2	Dicotomia Carga/Geração.....	8
2.3	Redes de Transmissão e de Distribuição – Aspectos Comparativos.....	9
2.4	Contextualização da Operação em Tempo Real.....	11
2.5	Considerações Finais.....	13
3	Fluxo de Potência – Revisão de Modelagens de Interesse.....	14
3.1	Considerações Iniciais.....	14
3.2	Modelo Utilizado para os Componentes da Rede.....	14
3.2.1	Modelo de Linhas.....	14
3.2.2	Modelo de Transformadores.....	16
3.2.3	Modelo de Carga.....	17
3.3	Metodologia Básica de Solução do Fluxo de Potência.....	17
3.4	Método Básico com Rotação de Eixos.....	20
3.5	Solução por Injeção de Corrente.....	21
3.6	Método <i>Forward-Backward</i>	23
3.7	Considerações Finais.....	26
4	Equivalentes de Redes – Formulações de Interesse.....	27
4.1	Considerações Iniciais.....	27
4.2	Equivalentes Desenvolvidos no LRC/PPGEE/UFMG.....	27
4.3	Equivalentes Aplicados a Redes de Distribuição.....	29
4.4	Equivalentes de Base para a Metodologia Proposta.....	30
4.4.1	Redução de Kron.....	30

4.4.2	Equivalente do Tipo Ward	31
4.4.3	Equivalente do Tipo REI.....	33
4.5	Considerações Finais	35
5	Metodologia Proposta.....	36
5.1	Considerações Iniciais	36
5.2	Visão Geral da Metodologia	36
5.3	Determinação da Rede-Equivalente.....	40
5.3.1	Montagem da Matriz de Admitância Nodal.....	40
5.3.2	Redução de Kron Adaptada	42
5.3.3	Obtenção de Z_{th} Adaptada.....	42
5.3.4	Determinação por Caixa Preta	42
5.4	Determinação da UCG-Equivalente	44
5.5	Cálculo dos Fasores de Tensão	45
5.5.1	Cálculo por Meio do Método <i>Forward-Backward</i> Adaptado.....	45
5.5.2	Adaptação do Método Tradicional de Newton-Raphson.....	46
5.6	Suporte à Supervisão em Tempo Real.....	47
5.7	Considerações Finais	48
6	Aplicação e Validação da Metodologia Proposta.....	49
6.1	Considerações Iniciais	49
6.2	Definição das Curvas de Carga Utilizadas.....	50
6.3	Rede de Estudo	51
6.4	Cenários de Estudo	56
6.5	Validação da Metodologia	58
6.6	Comentários Sobre as Técnicas de Solução e o Desempenho Computacional da Metodologia 67	
6.6.1	Avaliação do Desempenho da Metodologia de Solução da Rede.....	67
6.6.2	Considerações Sobre o Tempo de Simulação	67

6.7	Aplicação da Metodologia – Exemplos Específicos.....	70
6.7.1	Estudo com a Crescente Inserção de MFD Considerando FP Unitário na UCG	70
6.7.2	Estudo do Desbalanceamento na Rede Proveniente da MFD.....	71
6.7.3	Estudo de Redes com Baixo Fator de Potência da UCG	72
6.8	Considerações Finais	73
7	Conclusões.....	74
	Referências Bibliográficas.....	75
	Apêndice I Parâmetros de Sequência Positiva da Rede Balanceada.....	85

1

INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um Sistema Elétrico de Potência (SEP) que engloba atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Tradicionalmente, a conversão de fontes em energia elétrica, em especial de origem hidráulica, é feita de forma centralizada, por meio de usinas de grande porte.

Este cenário vem se alterando rapidamente com a instalação de novos tipos de fontes geradoras de menor porte, localizadas de forma mais distribuída pelo sistema. Nesta nova perspectiva, vários consumidores finais se tornam responsáveis por suas próprias unidades geradoras de energia, conectando-as às redes de distribuição. Disto resulta uma maior descentralização por parte do sistema de geração. De acordo com a ANEEL, as unidades geradoras de porte reduzido presentes nos sistemas de distribuição são denominadas Geração Distribuída (GD) (ANEEL, 2014).

De especial interesse para este trabalho é a conexão de GD proveniente da geração fotovoltaica instalada em consumidores conectados às Redes de Distribuição de Baixa Tensão (BT) que, conforme definido pela ANEEL (ANEEL, 2014) e pelo ONS (ONS, 2019a), compreendem redes com tensões abaixo de 1kV. De forma mais específica, a pesquisa desenvolvida nesta dissertação é voltada para a chamada Microgeração Fotovoltaica Distribuída (MFD).

Constitui-se como microgeração, pela ANEEL, a geração de energia elétrica a partir de qualquer fonte com capacidade instalada menor que 75kW (ANEEL, 2015). A MFD utiliza como fonte para geração o recurso solar e, devido a desenvolvimentos tecnológicos e menores custos de investimento, apresenta, cada vez mais, maior importância nos SEP. Observa-se, ainda, aumento e projeção de crescimento exponencial globalmente deste tipo de geração, conforme registrado em (ANEEL, 2017a; IEA, 2014; REN21, 2019).

A análise sobre os impactos da geração fotovoltaica pode ser realizada sob diferentes óticas. Por exemplo, embora seja considerada uma fonte renovável e limpa de energia, a produção dos painéis fotovoltaicos trazem sérios impactos ambientais. No âmbito desta dissertação, o interesse é a influência que a inserção da GD pode trazer para o comportamento das grandezas elétricas das redes de distribuição de BT brasileiras.

Esta influência tem sido tema de inúmeros estudos e investigações. Citando apenas as pesquisas desenvolvidas no LRC/PPGEE/UFMG¹, tem-se (MOREIRA, 2018; ROQUETTE, 2016; SOUZA, 2014). Diversos aspectos positivos e negativos são abordados, tais como o impacto nos valores das grandezas elétricas (tensão nos barramentos, carregamentos nos ramos, perdas, etc.). Conforme discutido detalhadamente em (MOREIRA, 2018; OLIVEIRA, 2017), a MFD traz consigo uma dinâmica única e sujeita a diversas incertezas, tais como aquelas relacionadas à sujidade, à condição operativa dos painéis solares e às condições climáticas.

A inserção da MFD faz com que unidades que eram exclusivamente consumidoras se tornem também geradoras de sua própria energia, configurando as chamadas Unidades Consumidoras e Geradoras (UCG) (SOUZA, 2014). Esta condição, denominada em (MOREIRA, 2018) por dicotomia carga/geração, traz uma nova dinâmica para o comportamento do SEP, exigindo maior conhecimento sobre o recurso solar.

Diante deste cenário, procedimentos adotados pelo setor elétrico precisam ser revistos e alterados, de forma a incorporar tal dicotomia. Um excesso na geração pode levar partes da rede para níveis acima do operacionalmente permitido, causando danos, não somente para a rede, mas também para o consumidor. A dinâmica da UCG pode acentuar variações na potência injetada nas barras e, conseqüentemente, acentuar as rampas de variações das tensões no sistema.

Dentre as atividades relacionadas ao SEP, há aquelas de Supervisão e Controle em tempo real, atividade esta de especial interesse para este trabalho. Para a execução desta atividade, são utilizados dados provenientes de medições coletadas diretamente do sistema elétrico. Nas redes de distribuição de baixa tensão, diferentemente das redes de alta tensão, a supervisão não conta com número redundante de medições distribuídas pelo sistema. Normalmente, as medições são realizadas nas Subestações (SE) e em apenas determinados pontos da rede.

Sendo assim, a dicotomia carga/geração torna ainda mais complexa a atividade de supervisão e controle das redes de BT, pois leva à necessidade de conhecimento de uma parcela mais ampla do sistema, de forma a possibilitar a tomada de decisão sobre ações de controle adequadas, em tempo real. Ressalta-se, ainda, que, em aplicações de tempo real, é necessário

¹ UFMG: Universidade Federal de Minas Gerais.
PPGEE: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
LRC: *Lightning Research Center* – Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas – Convênio UFMG-CEMIG.

que o comportamento da rede seja conhecido de forma rápida o suficiente para acompanhar toda a dinâmica do SEP.

Adicionalmente, as redes brasileiras de distribuição de BT, diferentemente das de outros países, se caracterizam por sua grande dimensão. Nesta condição, a solução da rede completa pode não ser viável, fazendo-se necessário o uso dos chamados Equivalentes de Redes Elétricas.

A construção de equivalentes não é trivial, sendo altamente dependente da aplicação proposta e das características da rede onde será utilizado. No caso da supervisão em tempo real de redes de distribuição de BT, as características particulares da aplicação do equivalente tornam sua concepção um problema ainda mais complexo. Vale ressaltar que, além de ser capaz de acompanhar a dinâmica da UCG, na ausência de medições distribuídas, o equivalente deve considerar, também, o desbalanceamento entre as fases das redes de baixa tensão, situação diferente das redes de alta tensão.

Os estudos que investigam o comportamento do SEP em regime permanente envolvem a solução para o problema de fluxo de potência. A formulação das ferramentas de solução deste problema se diferencia com relação ao tipo de sistema a ser analisado (transmissão e distribuição). Como forma de se analisar o impacto causado pela MFD, e permitir a supervisão das redes de baixa tensão, torna-se necessário o estudo das ferramentas que se mostrem capazes de representar o estado das redes de BT em um tempo computacionalmente condizente com aplicações de tempo real.

Do cenário descrito acima, surgem as motivações para a elaboração desta dissertação. Dentre elas, destacam-se o caráter inovador do tema, a possibilidade de contribuir para a solução de questão técnica que requer investigação detalhada e a facilidade de desenvolvimento da pesquisa no LRC.

Neste contexto, pode-se identificar o objetivo desta dissertação, como sendo: propor uma nova metodologia para supervisão de grandezas elétricas em tempo real de redes de BT, a partir da construção de equivalentes adaptados ao contexto das redes de distribuição com inserção de MFD, e a solução da rede reduzida por meio de uma ferramenta de Fluxo de Potência capaz de representar o estado da rede em pontos de interesse onde não existem medições.

Para cumprir seu objetivo, esta dissertação é composta por sete capítulos e um apêndice. Após este capítulo introdutório, os demais capítulos se apresentam como se segue.

O Capítulo 2 contextualiza o cenário atual do setor elétrico e apresenta as perspectivas no que diz respeito à inserção de MFD em redes de distribuição de BT. Adicionalmente são abordados alguns conceitos relacionados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a contextualização do trabalho no âmbito das atividades desempenhadas no SEP.

O Capítulo 3 revisa as abordagens para solução do problema de fluxo de potência que se mostram de maior interesse para o trabalho. Nele são tratadas as formulações comumente apresentadas em referências didáticas relacionadas à análise de SEP. São apresentados também métodos mais específicos para redes de BT desequilibradas.

No Capítulo 4 é apresentada uma revisão sobre equivalentes de redes, incluindo pesquisas realizadas no LRC e metodologias publicadas na literatura acerca do desenvolvimento de equivalentes aplicados às redes de distribuição. São também analisados os métodos principais que serviram de apoio para a elaboração do equivalente proposto neste trabalho.

No Capítulo 5 é apresentada a metodologia desenvolvida, inicialmente, em sua formulação básica, indicando o histórico da evolução nas pesquisas ao longo da elaboração deste trabalho. As etapas do método proposto são detalhadas até o seu objetivo final, que constitui a implementação da metodologia em centros de supervisão e controle.

O Capítulo 6 detalha os estudos realizados, assim como a rede utilizada nas análises, com a finalidade de validação da metodologia proposta. Os cenários simulados são comparados a fim de se avaliar a resposta da rede frente a diferentes condições de penetração da MFD e de carga nos sistemas.

O Capítulo 7 apresenta as conclusões e propostas de continuidade do trabalho. Por fim, são listadas as referências bibliográficas citadas no texto e um apêndice que registra os parâmetros para configuração específica da rede no cenário de estudo balanceado.

2

CONTEXTUALIZAÇÃO DO TRABALHO

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Conforme já introduzido, o sistema elétrico brasileiro engloba atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Cada uma dessas funções desempenha papel fundamental e específico para o adequado funcionamento do SEP.

As definições formais das redes que compõem o sistema brasileiro podem ser encontradas em (ANEEL, 2015; ONS, 2002). Dentro de um contexto tradicional mais geral, as redes de transmissão têm a função de transportar a energia gerada pelas usinas até os pontos de distribuição. Normalmente, a transmissão é feita por meio de redes de alta e extra-alta tensão (superiores a 230kV), definida pelo ONS e ANEEL como integrante da Rede Básica (ANEEL, 2014; ONS, 2019a). A partir destes pontos, existem as redes de distribuição de energia, englobando tensões inferiores a 230kV, ou seja, redes de médias e baixas tensões.

A metodologia apresentada nesta dissertação é projetada para o estudo de redes de distribuição de BT, caracterizadas por tensões da ordem de 13,8kV a 220V. Este capítulo busca caracterizar a influência da inserção da geração distribuída decorrente da chamada dicotomia carga/geração. Tal aspecto é fundamental para a construção de um equivalente que represente a rede diante desta dicotomia.

Este capítulo discute diferenças básicas entre redes de alta e de baixa tensão, pois estas são essenciais para caracterizar o desenvolvimento da metodologia proposta.

Adicionalmente, é apresentado um breve panorama das atividades relacionadas ao SEP, visando contextualizar aquela de supervisão e controle em tempo real, para a qual foi projetada a metodologia proposta.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

2.2.1 Aspectos Gerais

Conforme definido pelo ONS (ONS, 2019a), o sistema de geração consiste das “Instalações e equipamentos pertencentes a uma concessionária ou a uma autorizada de geração”. Em um contexto mais amplo, a ANEEL (ANEEL, 2014) compreende como geração

a “transformação em energia elétrica de qualquer outra forma de energia, não importando sua origem, e as linhas e subestações do sistema de transmissão de conexão”.

O advento de tecnologias, que permitem a exploração de fontes alternativas de energia por parte dos consumidores finais da rede, leva à redução da centralização na geração elétrica, fomentando a necessidade de se regulamentar o acesso de tais fontes à rede.

As regulamentações se apresentam no contexto de identificação da forma de exploração destas fontes e da classificação do nível de consumo. De acordo com a (ANEEL, 2014), tem-se para definição formal de GD: “Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS”. Adicionalmente considera-se que este tipo de geração apresenta porte reduzido.

No contexto de redes de BT, destaca-se o crescimento do tipo de GD fotovoltaico. A ANEEL (2015, 2017b) define esta fonte de energia em duas categorias dependentes da potência instalada: (i) A microgeração, constituindo instalação menor ou igual a 75kW e; (ii) A minigeração, que constitui instalação entre 75kW e 5MW. A categoria da MFD representa maior parcela da instalação por parte dos consumidores, constituindo foco de análise desta dissertação.

A presença de MFD em redes de BT sofreu significativo aumento em um passado recente e é esperado que esta tendência não somente continue, mas apresente um crescimento exponencial nos próximos anos. Tal tendência verifica-se não apenas no Brasil, mas de forma global (IEA, 2014). No Brasil, é esperado que, em 2024, em torno de 886 mil consumidores apresentem este tipo de instalação, sendo 91% deste total da classe residencial e 9% da classe comercial (ABSOLAR, 2017). A Figura 2.1, retirada de (ANEEL, 2017a), ilustra o crescimento descrito no âmbito brasileiro e a Figura 2.2, retirada de (IEA, 2014), o comportamento no âmbito global.

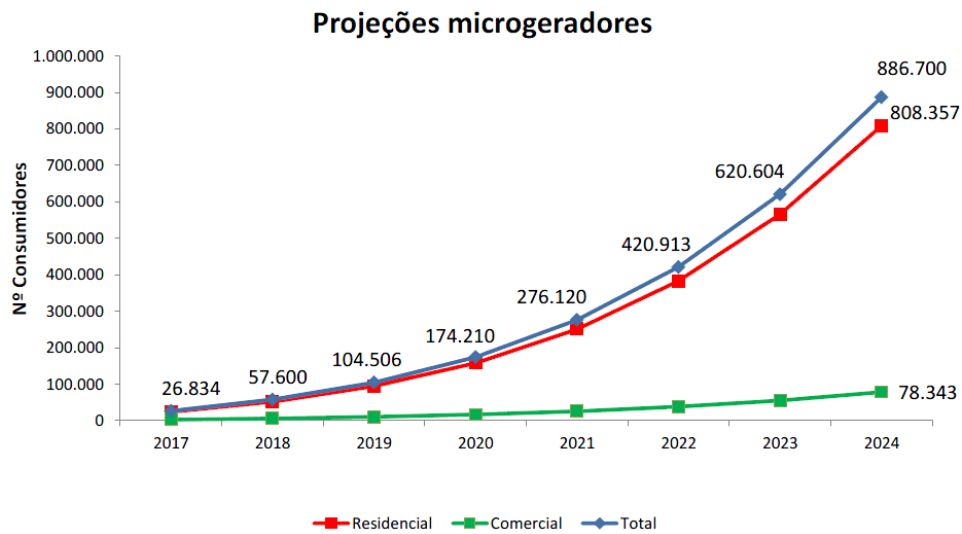


Figura 2.1. Aumento da MFD no Brasil até 2024

Fonte: (ANEEL, 2017a)

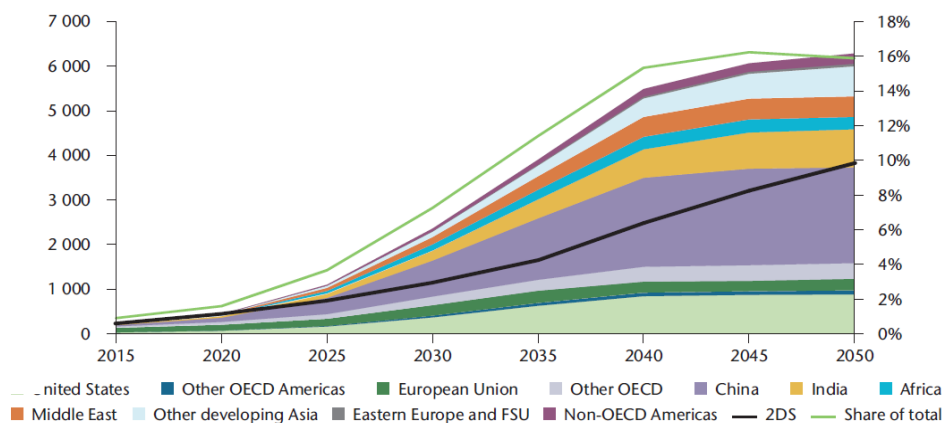


Figura 2.2. Aumento da MFD no Mundo

Fonte: (IEA, 2014)

Um dos principais motivadores deste comportamento é a crescente redução de custos associados à instalação de MFD aliado aos aumentos no custo da energia elétrica visto pelo consumidor final. Outro motivador é a melhoria constante na tecnologia de produção e durabilidade dos equipamentos fotovoltaicos (IEA, 2014), tornando cada vez mais benéfico este tipo de instalação.

Adicionalmente, existem, em diversos países, políticas de incentivo à ampliação de GD. No Brasil, embora não seja possível a venda do excedente mensal gerado (*feed-in tariff*), é permitida a conversão da energia gerada em créditos, para compensar o consumo em alguma unidade com a mesma titulação em relação à unidade geradora, válidos por um período de até 60 dias (ANEEL, 2012a, 2012b, 2015), política conhecida como *net metering*. Outras políticas

muito adotadas em outros países são a de *feed-in tariff* ou leilão de energias renováveis (REN21, 2019).

Esta tendência de crescimento da GD em redes de distribuição leva à necessidade de se conhecer a dinâmica de comportamento destas fontes e, para esta dissertação, em especial da MFD.

2.2.2 Dicotomia Carga/Geração

Conforme já introduzido, a inclusão da MFD em redes de BT incorre em alteração na dinâmica original da carga, uma vez que esta passa a se comportar como unidade consumidora e geradora, a UCG, caracterizando a dicotomia carga-geração.

A curva de carga típica não mais é capaz de representar o perfil do consumo das UCG, e precisa ser adaptada para incluir a disponibilidade do recurso solar, conjunto denominado *Duck Curve* (GTES et al., 2014; MOREIRA, 2018).

A Figura 2.3 mostra uma carga típica, sem a inserção de MFD, e a correspondente *Duck Curve*, quando considerado o recurso solar. Pode-se perceber a considerável alteração no consumo, imposto pela UCG.

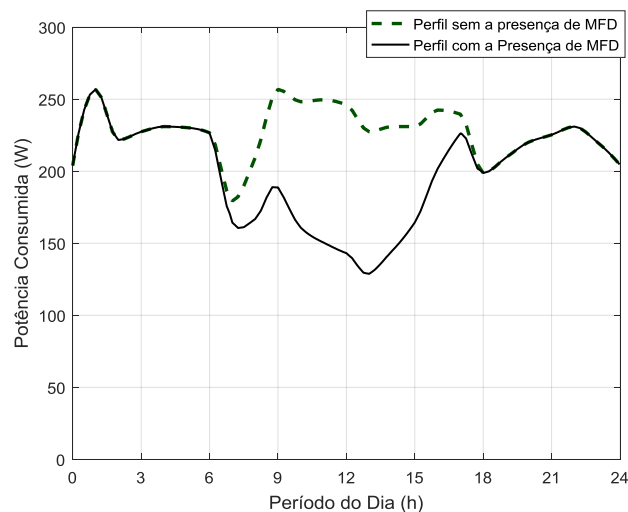


Figura 2.3. Exemplo de *Duck Curve*

Fonte: Autoria Própria

Como já comentado, o comportamento do recurso solar não é linear, envolvendo incertezas associadas, tais como as condições climáticas, níveis de sombreamento, sujidade, dentre outras, conforme detalhadamente discutido em (MOREIRA, 2018; OLIVEIRA, 2017).

A Figura 2.4 ilustra um exemplo que mostra a dinâmica do recurso solar ao longo do dia em diferentes condições climáticas. No caso ilustrado, nota-se que o período de máxima disponibilidade de recurso solar ocorre em torno de meio dia, que pode não corresponder ao

consumo máximo de carga. Isto pode levar a variações na rampa de carga, afetando assim as estratégias de ações de controle executadas para acompanhá-la.

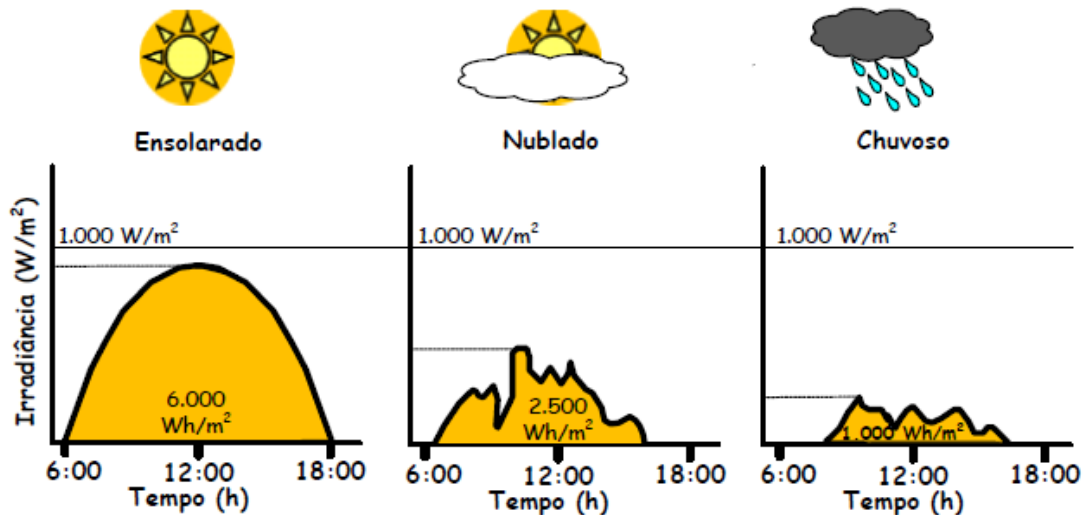


Figura 2.4. Comportamento do Recurso Solar Durante o Dia

Fonte: (GTES et al., 2014))

O impacto dessa dinâmica imposta pela inserção da MFD afeta sobremaneira o comportamento das grandezas elétricas, em especial das tensões nos barramentos da rede, como mostrado em (SOUZA, 2014). Isto faz com que novas estratégias de controle devam ser elaboradas.

Do exposto, percebe-se a complexidade envolvida no desenvolvimento de equivalentes para redes de BT com inserção de MFD. Estes devem considerar a influência da dicotomia carga/geração no comportamento do sistema, representando toda a dinâmica associada.

2.3 REDES DE TRANSMISSÃO E DE DISTRIBUIÇÃO – ASPECTOS COMPARATIVOS

O entendimento das diferenças que constituem as redes de distribuição e de transmissão evidenciam que os métodos aplicáveis a uma podem não ser utilizados na outra.

Conforme (ANEEL, 2014), os sistemas de transmissão da rede elétrica compreendem o “Conjunto de linhas de transmissão e subestações integrantes da Rede Básica”, enquanto que, em (ONS, 2019a), além do descrito pela ANEEL, são consideradas “as conexões e demais instalações de transmissão pertencentes a uma concessionária de transmissão”. Dessa forma, embora normalmente as linhas de transmissão sejam associadas a níveis mais elevados de tensão (maiores que 230kV, de acordo com a definição de Rede Básica pela ANEEL) elas podem incluir tensões menores.

Os sistemas de distribuição são definidos em (ANEEL, 2014) como sendo “Conjunto de linhas, subestações e demais equipamentos associados, necessários à interligação elétrica entre o Sistema de Transmissão ou Geração e as instalações dos consumidores finais”. Adicionalmente, estes sistemas são divididos em três grupos, dependendo do nível de tensão no qual este atua: (i) Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão, englobando tensões inferiores a 1kV; (ii) Sistemas de Distribuição de Média Tensão, associados a tensões entre 1kV e 69kV e; (iii) Sistemas de Distribuição de Alta Tensão, apresentando níveis de tensão entre 69kV e 230kV.

Além de diferenças normalmente observadas nos níveis de tensão, as redes de transmissão costumam ser longas, enquanto as de distribuição são constituídas em sua maior parte por redes curtas, permitindo assim uma aproximação no modelo representativo da linha em regime permanente (modelo π -equivalente). Em geral, os cabos de transmissão possuem uma alta razão entre reatância e resistência (X/R). Característica oposta é observada em redes de distribuição de BT, que apresentam baixo X/R. Esta diferença é relevante para os desenvolvimentos deste trabalho, uma vez que contribui para que o método tradicional de fluxo de potência, denominado Fluxo de Potência Básico², apresente problemas de convergência.

Outra característica dos sistemas de distribuição, que dificulta a implementação dos métodos de solução comumente utilizados na transmissão, é a existência do desequilíbrio na rede e nas cargas conectadas a ela, visto que, especialmente em redes BT, há a presença de consumidores bifásicos e monofásicos. Embora as empresas se esforcem para fazer com que a rede vista do ponto da subestação se torne próxima de equilibrada, não se deve desconsiderar o desequilíbrio inerente a este tipo de rede.

Diferentemente para redes de transmissão, a rede é considerada equilibrada, e as análises podem ser feitas de forma monofásica, considerando o equilíbrio entre as fases. A existência do desequilíbrio, em redes de BT, leva à necessidade do uso de técnicas com solução no domínio das três fases.

Com relação à supervisão, no contexto da transmissão, verifica-se a existência de medições de grandezas elétricas realizadas de forma distribuída e redundante por todo o sistema. Já as redes de distribuição brasileiras costumam apresentar medições concentradas nas subestações, em muitos casos afastadas dos consumidores.

² Denota-se por Fluxo de Potência Básico, neste trabalho, o método de solução iterativa por Newton-Raphson com formulação para redes balanceadas.

Conforme já introduzido, a inserção de GD nas redes de BT trazem significativos impactos no comportamento das grandezas elétricas do sistema. Além do próprio comportamento variável característico das fontes de GD, em especial da MFD, estas podem estar presentes em somente uma ou duas das fases, constituindo, assim, elementos geradores de energia que podem causar maior desbalanceamento entre as fases da rede.

Diante deste cenário, a inexistência de medições presentes de forma distribuída e redundante nas redes de BT constitui fator que dificulta a supervisão da rede e, conseqüentemente, o processo de tomada de decisão de ações de controle.

2.4 CONTEXTUALIZAÇÃO DA OPERAÇÃO EM TEMPO REAL

A garantia do fornecimento de energia em um cenário imediato e futuro é obtida por meio da execução de um complexo conjunto de atividades relacionadas ao SEP, caracterizadas como sendo de Expansão e de Operação, englobando aspectos energéticos e elétricos. Enquanto os aspectos energéticos estão intimamente ligados ao sistema de geração, os elétricos têm maior relação com os sistemas de transmissão e de distribuição.

Para melhor contextualizar a importância e o escopo da operação em tempo real do SEP, é necessário o entendimento dos quatro segmentos que compõem as atividades do setor. A Figura 2.5, retirada e adaptada de (VALE, 2019), ilustra os segmentos em um panorama geral e mostra como cada um se subdivide em atividades de planejamento e de execução.



Figura 2.5. Panorama das Atividades do SEP

Fonte: (VALE, 2019)

O segmento da expansão energética tem como objetivo principal garantir que a futura demanda energética do país seja atendida. Existe, portanto, a parte de planejamento abrangendo

inúmeros estudos, tais como disponibilidade de recursos, demanda e avaliação do mercado energético futuro. No contexto do SIN, tais estudos incluem, dentre outros, o Plano Decenal de Expansão (PDE) e o Plano Nacional de Expansão (PNE), ambos encontrados em (EPE, 2019), abrangendo um horizonte de estudo que varia de 10 a 30 anos. A atividade de execução implementa o projeto e as obras indicadas pela etapa de planejamento. O PDE indica o estágio de implementação das obras do sistema brasileiro.

A atividade de planejamento da operação energética é executada pelo ONS, sendo responsável pela determinação da geração de cada usina. O documento Procedimentos de Rede, disponível em (ONS, 2019a), é uma referência para tal atividade. A execução deste segmento, ou seja, a atividade de operação energética ocorre em tempo real, quando é feito o despacho das unidades geradoras controladas pelo ONS, a partir dos centros de operação de geração.

No contexto do planejamento da expansão elétrica são realizados os estudos para a inclusão de novos equipamentos nas redes, ampliação ou reforma dos recursos já existentes, para atender à crescente demanda de carga, mantendo o estado da rede dentro dos limites operacionais definidos pelo ONS, nos Procedimentos de Redes, disponível em (ONS, 2019a). Fica a cargo do ONS e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realizar os estudos de expansão dos sistemas de transmissão no horizonte de 5 a 10 anos; os estudos atuais, em detalhes, estão disponíveis em (EPE, 2019; ONS, 2019b). É responsabilidade dos mesmos órgãos orientar a execução de obras relativas aos estudos.

No que se refere à distribuição, fica a cargo das próprias concessionárias de distribuição a realização dos planejamentos, no mesmo horizonte de 5 a 10 anos. Uma vez elaborados os planos, passa-se à execução dos projetos e obras relativas aos estudos de expansão. A regulamentação a ser seguida pelas distribuidoras consta nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) encontrados em (ANEEL, 2019).

A operação elétrica tem a finalidade de utilizar o sistema com todos os recursos prontamente disponíveis para manter os níveis operacionais, garantindo um fornecimento de energia de qualidade. A operação dos sistemas de transmissão é realizada por meio dos centros de operação do ONS, executada pelos agentes de transmissão, que seguem as diretrizes estabelecidas nos Procedimentos de Rede (ONS, 2019a) e abrangem em seus planejamentos um horizonte de 1 dia a 1 ano. Os sistemas de distribuição são operados pelas próprias concessionárias utilizando as diretrizes estabelecidas pelo PRODIST (ANEEL, 2019).

Apesar do segmento de planejamento da operação preparar instruções a serem seguidas na operação em tempo real, cabe aos operadores dos centros de supervisão e controle, a decisão sobre quais ações devem ser realizadas para atendê-las.

Sendo assim, na fase de execução da operação elétrica, é vital a supervisão do sistema, para melhor se conhecer o estado da rede. Idealmente, a supervisão em tempo real representaria o estado naquele instante de operação. Nota-se um pequeno atraso decorrente do trânsito das informações por parte de medições e processamento dos dados para determinação do estado da rede. Torna-se importante a ressalva que, quanto menor for o intervalo para atualização confiável do estado da rede, mais eficiente será o monitoramento e, conseqüentemente, será possível a tomada de ações de controle por parte dos operadores de forma mais ágil principalmente em caso de emergência.

Vale observar que, quanto mais ampla for a supervisão da rede, para um intervalo de atualização suficientemente pequeno, melhores serão as condições para a elaboração de estratégias de ações de controle mais eficientes, para manter o sistema dentro do limite operativo seguro sem a ocorrência de danos para os consumidores e para a própria rede.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

De acordo com o exposto neste capítulo, fica evidenciada a importância da elaboração de técnicas e desenvolvimento de ferramentas capazes de ampliar a capacidade de supervisão das redes de BT, como forma de garantir a qualidade da energia fornecida e manutenção da integridade de todos os elementos presentes no SEP durante a operação em tempo real.

A discussão sobre a dinâmica imposta pelas UCG e a compreensão da dicotomia carga/geração, discutidas no capítulo, são fundamentais para a construção de um equivalente que represente redes de distribuição de BT com a presença de MFD.

As diferenças entre as redes de transmissão e de distribuição enfatizam a importância da escolha da ferramenta de análise adequada a ser adotada nas investigações.

No sentido de explorar as direções indicadas neste capítulo, o capítulo que se segue trata diferentes abordagens adotadas nas análises de fluxo de potência, e o seguinte aborda formulações de interesse relativas aos equivalentes de redes.

3

FLUXO DE POTÊNCIA – REVISÃO DE MODELAGENS DE INTERESSE

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O problema de fluxo de potência consiste em se determinar o estado do SEP (módulo e ângulo das tensões nos barramentos), em regime permanente, a partir das equações que regem a transferência de potência ativa e reativa entre os elementos da rede. Existem diversas adaptações para a solução desse problema, tendo em vista as características distintas dos sistemas a serem analisados.

O presente capítulo tem como objetivo apresentar uma revisão de algumas das diferentes abordagens de interesse, comumente utilizadas na solução do fluxo de potência. Inicialmente, são tratados os modelos tradicionais adotados para os componentes da rede (ramos, transformadores e carga).

A revisão inclui a fundamentação de quatro métodos para solução do fluxo de potência: (i) Metodologia Básica de Solução; (ii) Método Básico com Rotação de Eixos; (iii) Solução por Injeção de Corrente e; (iv) Método *Forward-Backward*. Além da formulação, o texto inclui pontos de destaque, situações de uso e restrições relativos a tais métodos.

A discussão apresentada neste capítulo serve de base para a compreensão da metodologia proposta na dissertação.

3.2 MODELO UTILIZADO PARA OS COMPONENTES DA REDE

Com a finalidade de resolver o problema envolvido no cálculo do fluxo de potência, é necessário definir os modelos elétricos a serem utilizados para os diversos componentes da rede. Nesta dissertação, devido às características das redes estudadas, não são considerados transformadores com mudança de *tap* ou defasadores.

3.2.1 Modelo de Linhas

Nos programas de fluxo de potência, as linhas de transmissão equilibradas podem ser modeladas, na condição de regime permanente, por meio do modelo π -equivalente, ilustrado na

Figura 3.1, para apenas uma das fases. Tal modelo apresenta uma impedância série $\bar{z}_{km} = r_{km} + jx_{km}$ e duas admitâncias *shunt*, uma em cada extremidade, representadas pela admitância jb_{km} , onde os subscritos k e m referem-se às barras de mesmo nome que delimitam a linha. Nas redes equilibradas, o parâmetro série \bar{z}_{km} já considera a presença de mútuas entre duas fases de um mesmo circuito. A impedância mútua entre circuitos paralelos não é considerada nos estudos de circuitos equilibrados, tendo em vista que esta só se manifesta na rede de sequência zero. Uma descrição detalhada sobre tais parâmetros é encontrada em (PEREIRA, 2015).

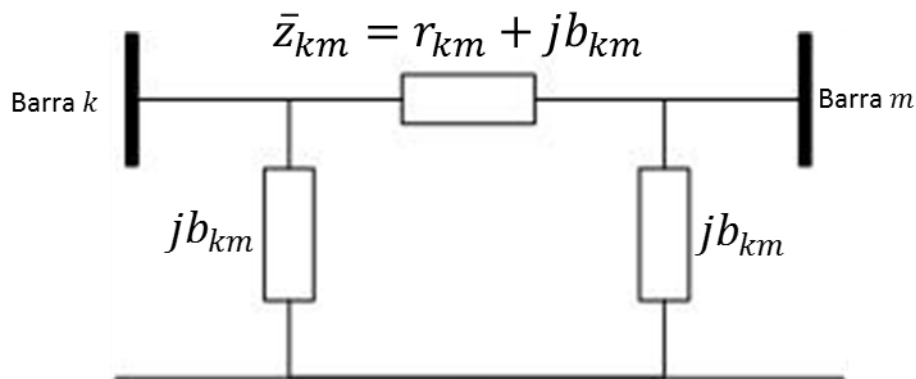


Figura 3.1. Circuito π -Equivalente

Fonte: Autoria Própria

Pelo algoritmo de formação da matriz de admitância nodal, \bar{Y}_{barra} , definem-se os elementos da diagonal principal (\bar{Y}_{kk}) e fora da diagonal (\bar{Y}_{km}) principal, em relação às grandezas de cada elemento, conforme Equação (3.1), onde Ω_k representa o conjunto de barras conectadas à barra k .

$$\begin{cases} \bar{Y}_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} (\bar{y}_{km} + jb_{km}) = \sum_{m \in \Omega_k} \left(\frac{1}{\bar{z}_{km}} + jb_{km} \right) \\ \bar{Y}_{km} = -\bar{y}_{km} = -\frac{1}{\bar{z}_{km}} \end{cases} \quad (3.1)$$

Para sistemas desequilibrados, é necessário um modelo que represente as componentes da linha em fase, obtido de forma análoga ao de linhas de transmissão, com a diferença que os componentes são agora matrizes que contêm as impedâncias próprias ($\bar{z}_{km}^a, \bar{z}_{km}^b$ e \bar{z}_{km}^c) e mútuas ($\bar{z}_{km}^{ab}, \bar{z}_{km}^{bc}$ e \bar{z}_{km}^{ca}) e as admitâncias transversais próprias (b_{km}^a, b_{km}^b e b_{km}^c) e mútuas (b_{km}^{ab}, b_{km}^{bc} e b_{km}^{ca}) da linha para as fases a, b e c .

A equivalência do modelo π -equivalente e do algoritmo de montagem trifásico da matriz de admitância nodal do sistema é dada pelas Equações (3.2)-(3.4).

$$\bar{y}_{km}^{abc} = \begin{bmatrix} \bar{y}_{km}^a & \bar{y}_{km}^{ab} & \bar{y}_{km}^{ca} \\ \bar{y}_{km}^{ab} & \bar{y}_{km}^b & \bar{y}_{km}^{bc} \\ \bar{y}_{km}^{ca} & \bar{y}_{km}^{bc} & \bar{y}_{km}^c \end{bmatrix} = \left(\begin{bmatrix} \bar{z}_{km}^a & \bar{z}_{km}^{ab} & \bar{z}_{km}^{ca} \\ \bar{z}_{km}^{ab} & \bar{z}_{km}^b & \bar{z}_{km}^{bc} \\ \bar{z}_{km}^{ca} & \bar{z}_{km}^{bc} & \bar{z}_{km}^c \end{bmatrix} \right)^{-1} \quad (3.2)$$

$$b_{km}^{abc} = \begin{bmatrix} b_{km}^a & b_{km}^{ab} & b_{km}^{ca} \\ b_{km}^{ab} & b_{km}^b & b_{km}^{bc} \\ b_{km}^{ca} & b_{km}^{bc} & b_{km}^c \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

$$\begin{cases} \bar{y}_{kk}^{abc} = \sum_{m \in \Omega_k} (\bar{y}_{km}^{abc} + j b_{km}^{abc}) \\ \bar{y}_{km}^{abc} = \bar{y}_{km}^{abc} \end{cases} \quad (3.4)$$

3.2.2 Modelo de Transformadores

Uma estratégia de modelagem de transformadores adotada para sistemas de transmissão consiste em realizar uma análise em seqüências com a desconsideração das impedâncias de magnetização do núcleo. Esse tipo de modelagem é amplamente utilizado em sistemas de transmissão e são abordados em diversas literaturas relacionada aos SEP, como em (ELGERD, 1973; GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008; PEREIRA, 2015; STEVENSON JR, 1955). Nesse contexto, existe somente uma impedância conectando os dois ramos do alimentador em seqüência positiva e negativa ($\bar{z}_t = r_t + jx_t$). A Figura 3.2 mostra o diagrama de impedância nessa condição.

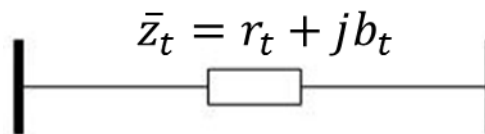


Figura 3.2. Diagrama de Impedância de Sequência Positiva e Negativa

Fonte: Autoria Própria

Em seqüência zero, o circuito equivalente dependerá da forma de conexão entre as barras do primário e do secundário, ou de alta e de baixa tensão, como descrito de forma detalhada na literatura técnica de análise de SEP (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008; PEREIRA, 2015). Conforme já comentado, em sistemas de transmissão, as fases podem ser consideradas balanceadas e os estudos de fluxo de potência nessas condições consideram somente a circulação de corrente de seqüência positiva da rede.

Já em sistemas de distribuição, como não somente os componentes da rede, mas as injeções de potência são normalmente desbalanceadas, torna-se necessário um modelo representativo no domínio das fases. Ainda assim, é possível desconsiderar a impedância de

magnetização. Detalhamentos dessa modelagem do transformador podem ser encontrados em (CHEN; DILLON, 1974; CHEN et al., 1991; CÓRCOLES et al., 2008; CÓRCOLES et al., 2009; GORMAN; GRAINGER, 1992a, 1992b; RAJU; BIJWE, 2014).

No contexto desta dissertação é considerado que os transformadores estão conectados na ligação $Y_{aterrado}$ em ambos os terminais, chegando a um diagrama no domínio das fases semelhante ao diagrama exposto para sequência positiva, onde o elemento do transformador é representado por meio de admitâncias próprias (\bar{y}_t^a, \bar{y}_t^b e \bar{y}_t^c) e mútuas ($\bar{y}_t^{ab}, \bar{y}_t^{bc}$ e \bar{y}_t^{ca}), conforme mostrado na Equação (3.5).

$$\bar{y}_t^{abc} = \begin{bmatrix} \bar{y}_t^a & \bar{y}_t^{ab} & \bar{y}_t^{ca} \\ \bar{y}_t^{ab} & \bar{y}_t^b & \bar{y}_t^{bc} \\ \bar{y}_t^{ca} & \bar{y}_t^{bc} & \bar{y}_t^c \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

3.2.3 Modelo de Carga

No contexto de estudo desta dissertação, as cargas são modeladas pelo modelo de potência constante em um determinado intervalo de tempo. Elas apresentam um comportamento dinâmico ao longo do dia e são integradas ao comportamento da MFD conectada a elas, quando existir, definindo assim a UCG.

3.3 METODOLOGIA BÁSICA DE SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

A literatura relativa ao cálculo de fluxo de potência em circuitos equilibrados, por meio do Método de Newton-Raphson (NR), é extremamente vasta. A referência (MONTICELLI, 1983) a apresenta de forma bastante simples e didática.

Basicamente, as barras da rede são classificadas em: (i) barras de tensão não regulada (PQ); (ii) barras de tensão regulada (PV) e; (iii) barra de referência angular (V θ), ou *slack*. As barras PQ possuem injeção de potência conhecida, mas valores desconhecidos para os módulos e ângulos de tensão na barra, enquanto as barras PV têm sua potência ativa e módulo de tensão definidos, sendo a potência reativa e o ângulo de tensão desconhecidos. Por fim a barra V θ é única no sistema e tem, além do módulo, o ângulo de tensão conhecido.

Para as barras do tipo PV e PQ, por terem potências especificadas, são montadas expressões de injeção de potência, como aquelas mostradas na Equação (3.6), para uma barra k . O conjunto de equações deste tipo é utilizado para se obter a solução do problema.

Nestas expressões, Ω_k é o conjunto das barras conectadas à barra k , incluindo ela mesma. Os termos G_{km} e B_{km} são obtidos da matriz \bar{Y}_{barra} , nas correspondentes posições k e

m . Os fasores das tensões nas barras k e m são representados, respectivamente, por seus módulos, V_k e V_m , e ângulos, θ_k e θ_m .

$$\begin{cases} P_k = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km}(\cos(\theta_k - \theta_m)) + B_{km}(\text{sen}(\theta_k - \theta_m))] \\ Q_k = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km}(\text{sen}(\theta_k - \theta_m)) - B_{km}(\cos(\theta_k - \theta_m))] \end{cases} \quad (3.6)$$

O objetivo da solução é encontrar o estado da rede, módulos e ângulos das tensões das barras do sistema. Dessa forma o vetor de incógnitas é composto por todas as variáveis de estado desconhecidas. A solução pelo método de NR implica a utilização de uma matriz Jacobiana, composta pela derivada parcial da Equação (3.6) em relação a todas as incógnitas (módulos e ângulos de tensão), conforme indica a Equação (3.7).

$$J = - \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Para o início da solução, é atribuído um valor arbitrário para as grandezas de estado desconhecidas. O sistema de equações é então resolvido de forma iterativa até que os *power mismatches* (ΔP e ΔQ), diferença entre as potências especificadas (mantidas constantes) e as potências calculadas iterativamente pelo método, sejam menores que uma tolerância especificada. A cada iteração (h), as variáveis de estado desconhecidas devem se aproximar da solução, no caso de convergência do método. O método de NR, para a atualização dos módulos e ângulos, é escrito pela Equação (3.8).

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{h+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^h + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^h \\ \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^h = -J^{h-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^h \end{cases} \quad (3.8)$$

Com o objetivo de melhor indicar sua diferença para com outras técnicas tratadas neste trabalho, o fluxograma na Figura 3.3 ilustra, de forma compacta, o algoritmo do método de NR básico.

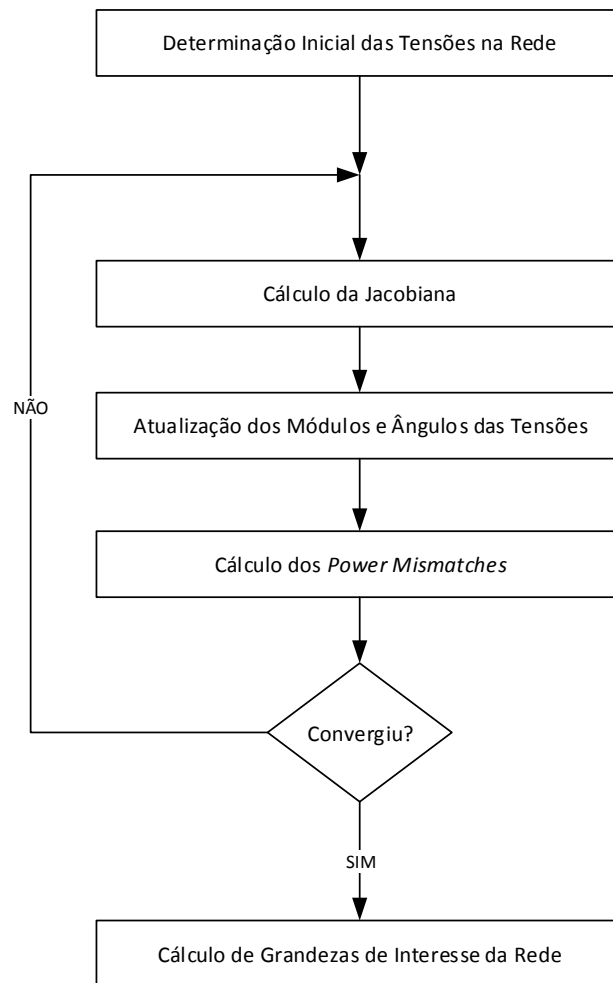


Figura 3.3. Fluxograma Compacto do Método Básico
Fonte: Autoria Própria

Conforme já comentado, este método de solução de fluxo de potência é largamente adotado na análise de redes trifásicas de transmissão equilibradas, ou seja, circuitos equilibrados, com componentes (geração, transporte e carga) equilibrados, percorridas por correntes equilibradas e com tensões equilibradas. Calculando-se as grandezas de apenas uma das fases, podem ser obtidas as grandezas elétricas das demais.

Embora essa metodologia possa ser expandida para o equacionamento trifásico, o desbalanceamento e a baixa relação X/R das redes de BT podem levar a problemas de convergência, constatados em (ALMEIDA, 2015).

3.4 MÉTODO BÁSICO COM ROTAÇÃO DE EIXOS

Uma alteração proposta na metodologia básica de solução é o uso de uma rotação nos eixos aplicados à formulação da rede como forma de tratar a relação X/R do sistema, melhorando assim sua convergência.

O eixo rotacionado pode ser visto através de uma normalização complexa, de acordo com (GOMES, 2006; LODDI, 2010), ou rotação geométrica, conforme indicado em (SETIA; SIANIPAR; PARIBO, 2016; SIANIPAR; SETIA; SANTOSA, 2016), alterando-se a relação entre as resistências e reatâncias do sistema. A Equação (3.9) mostra a relação entre as novas equações obtidas para injeção de potência em uma barra k (\bar{S}_k) que foi rotacionada de um ângulo α pela formulação da matriz de admitância nodal.

$$e^{j\alpha}\bar{S}_k^* = e^{j\alpha}\dot{V}_k^* \sum_{m \in \Omega_k} \bar{Y}_{km} \dot{V}_m \rightarrow \bar{S}'_k = \dot{V}_k^* \sum_{m \in \Omega_k} \bar{Y}'_{km} \dot{V}_m \quad (3.9)$$

Nesta equação, \dot{V}_m é a tensão em uma barra m conectada à k , Ω_k é o conjunto de barras conectadas à barra k , incluindo ela mesma, e \bar{Y}_{km} é o termo correspondente retirado da matriz \bar{Y}_{barra} .

Existem diversas formas para cálculo do ângulo de rotação. Uma forma, proposta em (GOMES, 2006), consiste na média dos ângulos, conforme mostra a Equação (3.10), onde a impedância em um ramo é dada por $\bar{z}_l = r_l + jx_l$ e a rede é composta por N_r ramos.

$$\alpha = \frac{1}{N_r} \sum_{l=1}^{N_r} \left(90^\circ - \arctan\left(\frac{x_l}{r_l}\right) \right) \quad (3.10)$$

Observa-se que, conforme visto no método básico, essa alteração não é capaz de representar sistemas desbalanceados, sendo necessário reestruturar sua formulação no domínio das fases para uso em tais redes. Vale ressaltar que, devido a similaridades com a formulação básica, é esperado que este método apresente um desempenho computacional semelhante. Uma alternativa é vista em (ABDEL-AKHER; NOR; RASHID, 2005; SETIA; SIANIPAR; PARIBO, 2016; SIANIPAR; SETIA; SANTOSA, 2016), onde são realizadas adaptações à rede para que seja possível a execução do método através do cálculo em sequência positiva e correção das grandezas de estado por meio das sequências negativas e zero a fim de atender ao desbalanceamento da rede.

3.5 SOLUÇÃO POR INJEÇÃO DE CORRENTE

A solução por meio do método de injeção de corrente segue os mesmos passos da metodologia básica, podendo-se utilizar um fluxograma operativo idêntico. No entanto, através da injeção de corrente, a matriz Jacobiana utilizada na solução é montada a partir dos *current mismatches*, construídos a partir da diferença entre a injeção de corrente calculada pelo método e a estimada a partir da injeção de potência equivalente separadas em parte real e imaginária (ΔI_{rk}^ϕ e ΔI_{ik}^ϕ).

Mostra-se em (COSTA, VM ; MARTINS, NELSON; PEREIRA, 1999; GARCIA et al., 2000; GARCIA; PEREIRA; CARNEIRO JR, 2001a, 2001b) que o equacionamento das diferenças nas injeções de corrente em uma dada fase ϕ , ΔI_{rk}^ϕ e ΔI_{ik}^ϕ , para uma barra k do tipo PQ, pode ser dado pela Equação (3.11).

$$\begin{cases} \Delta I_{rk}^\phi = \frac{P_{k\text{esp}}^\phi V_{rk}^\phi + Q_{k\text{esp}}^\phi V_{ik}^\phi}{V_k^{\phi^2}} - \sum_{m=1}^n \sum_t (G_{km}^{\phi t} V_{rm}^{\phi t} - B_{km}^{\phi t} V_{im}^{\phi t}) \\ \Delta I_{ik}^\phi = \frac{P_{k\text{esp}}^\phi V_{ik}^\phi - Q_{k\text{esp}}^\phi V_{rk}^\phi}{V_k^{\phi^2}} - \sum_{m=1}^n \sum_t (G_{km}^{\phi t} V_{im}^{\phi t} - B_{kt}^{\phi t} V_{rm}^{\phi t}) \end{cases} \quad (3.11)$$

Nessas expressões, o fasor de tensão na barra em uma fase ϕ é dado por $\hat{V}_k^\phi = V_{rk}^\phi + jV_{ik}^\phi$, a potência especificada na barra é dada por $\bar{S}_{k\text{esp}}^\phi = P_{k\text{esp}}^\phi + jQ_{k\text{esp}}^\phi$. O subscrito m denota outras barras e o superscrito t representa outras fases. O bloco de admitâncias nodais entre as barras k e m é dado pela Equação (3.12).

$$\bar{Y}_{km} = G_{km} + jB_{km} = \begin{bmatrix} G_{km}^{aa} & G_{km}^{ab} & G_{km}^{ca} \\ G_{km}^{ab} & G_{km}^{bb} & G_{km}^{bc} \\ G_{km}^{ca} & G_{km}^{bc} & G_{km}^{cc} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} B_{km}^{aa} & B_{km}^{ab} & B_{km}^{ca} \\ B_{km}^{ab} & B_{km}^{bb} & B_{km}^{bc} \\ B_{km}^{ca} & B_{km}^{bc} & B_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Essas equações podem ser passadas para a forma matricial, também separada em partes real e imaginária, fazendo com que cada bloco da Jacobiana tenha dimensão 6x6. A formulação matricial é feita conforme Equação (3.13).

$$\begin{bmatrix} \Delta I_{i1} \\ \Delta I_{r1} \\ \vdots \\ \Delta I_{ik} \\ \Delta I_{rk} \\ \vdots \\ \Delta I_{im} \\ \Delta I_{rm} \\ \vdots \\ \Delta I_{in} \\ \Delta I_{rn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11} & \cdots & J_{1k} & \cdots & J_{1m} & \cdots & J_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ J_{k1} & \cdots & J_{kk} & \cdots & J_{km} & \cdots & J_{kn} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ J_{m1} & \cdots & J_{mk} & \cdots & J_{mm} & \cdots & J_{mn} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ J_{n1} & \cdots & J_{nk} & \cdots & J_{nm} & \cdots & J_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_{i1} \\ \Delta V_{r1} \\ \vdots \\ \Delta V_{ik} \\ \Delta V_{rk} \\ \vdots \\ \Delta V_{im} \\ \Delta V_{rm} \\ \vdots \\ \Delta V_{in} \\ \Delta V_{rn} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Nessa equação, o bloco da Jacobiana relativo exclusivamente à barra k e o bloco entre ela e uma outra barra m qualquer é dado pelas Equações (3.14) e (3.15). As matrizes A, B, C e D são diagonais de ordem 3. O detalhamento de seus coeficientes é apresentado em (COSTA, VM; MARTINS, NELSON; PEREIRA, 1999).

$$J_{kk} = \begin{bmatrix} B_{kk} & G_{kk} \\ G_{kk} & -B_{kk} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$$J_{km} = \begin{bmatrix} B_{km} & G_{km} \\ G_{km} & -B_{km} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Observa-se, assim, que a matriz Jacobiana é composta por elementos da matriz de admitância de barras e, salvo aqueles relativos à diagonal principal, são constantes. A solução deste sistema são as variações de tensão nas barras da rede que serão utilizadas na etapa posterior de atualização. Em seguida, é calculado o *power mismatch* e verificada se a condição de convergência foi atingida. Em caso negativo, o algoritmo recalcula a Jacobiana e determina os novos valores de tensão e, no caso positivo, o algoritmo se encerra e as grandezas de interesse da rede são calculadas.

A partir da formulação deste método, fica visível sua concepção voltada para sistemas desequilibrados, visto que todo o equacionamento é feito no domínio das fases. A acurácia e a robustez do método em tais sistemas podem ser observadas em (CHEN et al., 1991; COSTA, VM; MARTINS, NELSON; PEREIRA, 1999; GARCIA et al., 2000). Embora não seja limitado a redes radiais, o método depende do cálculo de matrizes inversas em sua formulação, sendo esperado um tempo semelhante ao método básico de solução e, portanto, computacionalmente mais ineficiente que o método *forward-backward* (FB), tratado a seguir.

3.6 MÉTODO *FORWARD-BACKWARD*

Para aplicação da metodologia *forward-backward*, devem ser conhecidas as tensões em um ponto da rede (em uma subestação, por exemplo), os modelos de cargas conectados às extremidades laterais (injeção de potência, corrente ou representação por admitância) e a topologia da rede.

Inicialmente, são definidas de forma arbitrária as tensões em todas as barras do sistema (\dot{V}^{abc}). Em seguida, o algoritmo inicia o cálculo retroativo (*backward*) das correntes na rede. A partir dos dados de carga, é calculado o vetor de correntes de fase (i_{carga}^{abc}) e, para cada fase ϕ , a sua corrente é calculada a partir da Tabela 3.1.

Tabela 3.1. Definição da Corrente Injetada

Fonte: Autoria Própria

Modelo de Carga	Equação de Carga
Potência Constante	$i_{carga}^{\phi} = \left(\frac{\bar{S}_m^{\phi}}{\dot{V}_m^{\phi}} \right)^*$
Impedância Constante	$i_{carga}^{\phi} = \frac{\dot{V}_m^{\phi}}{\bar{Z}_m^{\phi}}$
Corrente Constante	$i_{carga}^{\phi} = i_m^{\phi}$

A corrente que parte da barra k para a barra no ponto de conexão de carga m , na extremidade de m (i_{mk}^{abc}), corresponde à soma da corrente de carga junto à admitância *shunt* (b_m^{abc}), conforme representado na Figura 3.4, podendo ser calculada de acordo com a Equação (3.16).

$$i_{mk}^{abc} = i_{carga}^{abc} + jb_m^{abc} \dot{V}_m^{abc} \tag{3.16}$$

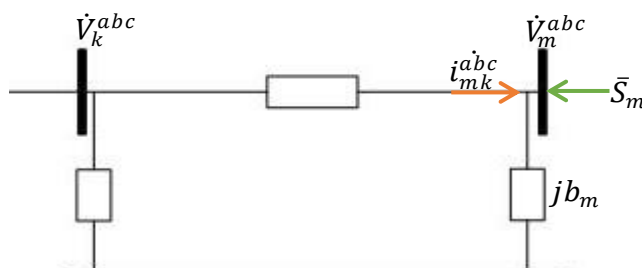


Figura 3.4. Extremidade Lateral de Carga da Rede

Fonte: Autoria Própria

Para as barras m subsequentes é realizada a soma de todas as correntes que partem delas e chegam na extremidade k junto com a soma das correntes que passam pela admitância *shunt* (b_{mk}^{abc}) de todos os ramos, conforme ilustrado pela Figura 3.5 e representado pela Equação (3.17).

$$i_{mk}^{abc} = \sum_{k \in \Omega_m} i_{mk}^{abc} + \sum_{k \in \Omega_M} j b_{mk}^{abc} \dot{V}_k^{abc} \quad (3.17)$$

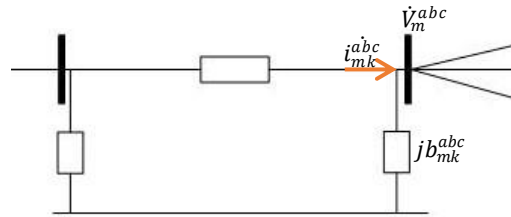


Figura 3.5. Seção de uma Rede

Fonte: Autoria Própria

Nessa expressão, Ω_m corresponde ao conjunto de barras conectadas à barra m , excluindo ela própria, e Ω_M corresponde ao conjunto de barras conectadas à barra m , incluindo ela mesma.

Ao se determinar a corrente que parte da subestação (i_{SEm}^{abc}), é dado início ao passo progressivo (*forward*) do método. Este consiste em, a partir da tensão na subestação (\dot{V}_{SE}^{abc}), determinar a tensão nas barras subsequentes (\dot{V}_m^{abc}), utilizando as correntes calculadas no passo anterior. É necessário incluir, no cálculo, o efeito da corrente relativa ao elemento *shunt* (b_{SEm}^{abc} e b_{km}^{abc}).

A Figura 3.6 ilustra o cálculo progressivo a partir de uma subestação, indicado pela Equação (3.18). A Equação (3.19) mostra o cálculo para barras subsequentes, dado que a tensão na barra k (V_k^{abc}) já foi previamente calculada.

$$\dot{V}_m^{abc} = \dot{V}_{SE}^{abc} + \bar{z}_{SEm}^{abc} (j b_{SEm}^{abc} \dot{V}_{SE}^{abc} - i_{SEm}^{abc}) \quad (3.18)$$

$$\dot{V}_m^{abc} = \dot{V}_k^{abc} + \bar{z}_{km}^{abc} (j b_{km}^{abc} \dot{V}_k^{abc} - i_{km}^{abc}) \quad (3.19)$$

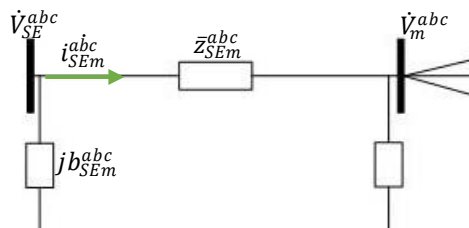


Figura 3.6. Extremidade Supervisionada da Rede

Fonte: Autoria Própria

Por fim, são verificados os critérios de parada, que podem ser definidos quando a variação de tensão entre duas iterações for menor que uma tolerância especificada, ao se alcançar o número máximo de iterações ou, no caso de injeção de potência constante, se a diferença entre os dados de carga especificados e os dados calculados a partir das correntes e tensões são menores que uma tolerância.

Caso o critério de parada seja alcançado, o algoritmo se encerra e as grandezas de interesse (corrente e potências no sistema) podem ser calculadas. Caso contrário, o algoritmo retorna à etapa retroativa e faz uma nova estimativa utilizando os dados de tensão obtidos pela estimativa anterior. A Figura 3.7 ilustra de forma compacta o procedimento do algoritmo por meio de um fluxograma.

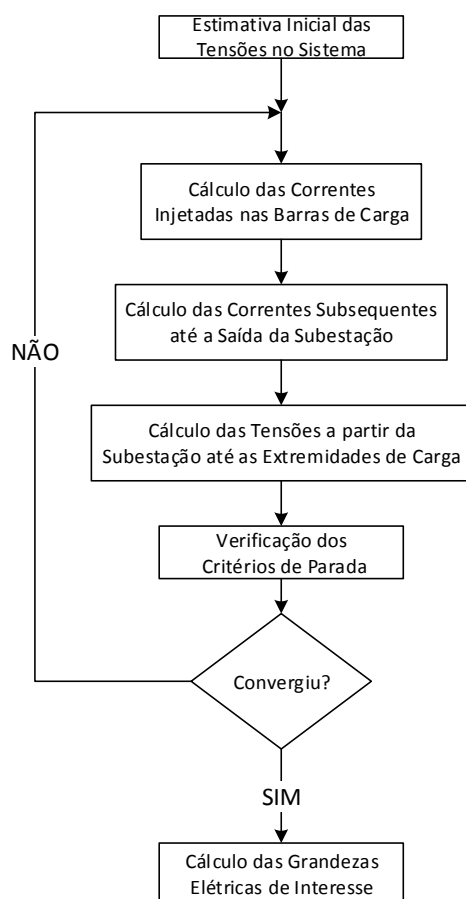


Figura 3.7. Funcionamento do Método *Forward-Backward*

Fonte: Autoria Própria

É importante observar que este método foi desenvolvido para uso em redes de distribuição devido à sua característica radial, conforme (BERG; HAWKINS; PLEINES, 1967), que apresenta um único caminho para as correntes que circulam no sistema. Não requer o cálculo de matrizes inversas, apresentando um alto desempenho computacional, de acordo

com (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995; LUO; SEMLYEN, 1990), além de ser adequado ao cálculo de redes trifásicas desequilibradas.

Embora sejam propostas em (ALINJAK; PAVIĆ; STOJKOV, 2016; CHANG; CHU; WANG, 2007; JU et al., 2014; SAMAL; GANGULY, 2015; SHIROMAHAMMADI et al., 1988; ZHANG; TANG; GUAN, 2009) algumas modificações para melhoria de seu desempenho computacional, a presença de micro redes constitui ainda a maior limitação do método, fazendo com que as redes deixem de ser radiais e se tornem malhadas. Mesmo assim, (DIAZ; GOMEZ-ALEIXANDRE; COTO, 2016; HAMEED; AL HOSANI; ZEINELDIN, 2019; WANG et al., 2018) indicam pesquisas recentes que tentam aprimorar o algoritmo ou mesclar técnicas de soluções para superar tal limitação.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Dentre as técnicas discutidas neste capítulo, duas delas são adotadas nos procedimentos implementados na metodologia apresentada nesta dissertação. O método FB é utilizado nas análises de redes genéricas, enquanto o de NR se restringe aos estudos de redes balanceadas. A aplicação de tais métodos não é feita de forma direta, exigindo adaptações para adequação à metodologia proposta.

Observa-se que as técnicas abordadas no capítulo não especificam com clareza o porte das redes a serem analisadas, sugerindo que podem ser aplicadas tanto a sistemas que apresentam poucas dezenas de barras até configurações com centenas de milhares.

Conforme esperado, o custo computacional dos métodos cresce de acordo com a magnitude da rede, visto que sistemas menores implicam a determinação de menos grandezas de estado e, conseqüentemente, matrizes menores ou quantidade menor de equações necessárias para solução do fluxo de potência.

Contudo, é imperativo que a operação em tempo real do sistema obtenha a informação do estado da rede no menor intervalo possível de tempo, a fim de garantir seu funcionamento adequado. Sendo assim, torna-se essencial a utilização de equivalentes que simplifiquem a análise de redes de maior porte.

Neste contexto, o capítulo que se segue aborda diferentes técnicas utilizadas para redução de redes a fim de se observar o comportamento completo a partir de um sistema equivalente.

4

EQUIVALENTES DE REDES – FORMULAÇÕES DE INTERESSE

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A utilização de equivalentes de redes nas análises de sistemas elétricos não é recente. Visando representar redes elétricas complexas por meio de circuitos compactos, que permitam análises mais simplificadas, sua aplicação se estende a diversos estudos.

O tema equivalente de redes elétricas tem sido objeto de intensa pesquisa por parte da equipe do LRC. Esta dissertação se insere neste contexto de desenvolvimentos acadêmicos e práticos. Torna-se, assim, interessante neste capítulo apresentar de forma sucinta uma revisão dos trabalhos já realizados pela equipe, como forma de contextualizar a pesquisa deste mestrado.

A metodologia proposta visa contribuir para a continuidade das pesquisas, por meio de uma nova abordagem, considerando a complexidade envolvida na supervisão de sistemas de distribuição de BT com inserção de MFD, quando não se dispõe de medições de grandezas elétricas distribuídas pela rede.

Diante desta nova perspectiva, o desenvolvimento do equivalente proposto levou à investigação da literatura técnica voltada para redes de distribuição de BT. Este capítulo inclui uma revisão sucinta destas abordagens.

Completando o capítulo, são tratadas, dentre as técnicas de redução de redes elétricas estudadas, aquelas que apresentam maior interesse na esfera da metodologia proposta: Redução de Kron e equivalentes do tipo Ward e do tipo REI.

4.2 EQUIVALENTES DESENVOLVIDOS NO LRC/PPGEE/UFMG

A formulação dos equivalentes de redes desenvolvidos no LRC tem sido mais fortemente direcionada para aplicações de tempo real, utilizando dados de medição fasorial, visando ao monitoramento da estabilidade de tensão em redes de transmissão. Vários trabalhos de natureza acadêmica e prática já foram implementados ou estão em plena fase de contínuo progresso.

Os estudos se iniciaram com o trabalho desenvolvido em (SILVA, 2010), cuja pesquisa se baseou na construção de equivalentes fundamentados no equacionamento de (VU et al., 1999), a partir de dados das grandezas tensão e corrente dos barramentos. Apesar de a proposta ter sido voltada para a aplicação de medições fasoriais, a pesquisa se desenvolveu em ambiente de simulação de fluxo de potência. Em (RIBEIRO, 2011), o universo dos equivalentes evoluiu de forma significativa, no sentido da determinação da chamada carga-equivalente, vista por um barramento do sistema. Este trabalho também foi implementado em ambiente de simulação de fluxo de potência.

O trabalho (MARTINS, 2012) foi o primeiro a utilizar dados de medições reais, ainda com taxa de amostragem elevada (ordem de minutos), introduzindo a técnica dos mínimos quadrados na construção dos equivalentes, para tratar as incertezas inerentes aos dados medidos. Utilizando dados fasoriais obtidos de centro de controle de agente do setor elétrico, com taxa de amostragem típica de operação (um minuto), (LEAL, 2013) propõe o chamado método dos Mínimos Quadrados & Ponderados, trazendo significativa evolução para a proposta iniciada em (MARTINS, 2012). A partir de medições obtidas por meio de unidades de medições fasoriais (taxa de amostragem da ordem de décimos de segundo), o trabalho apresentado em (ANDRADE, 2014) evoluiu a metodologia anterior, introduzindo novas ponderações ao método dos mínimos quadrados e novas técnicas relacionadas à janela de dados fasoriais.

Vale ressaltar que encontra-se implementado, em empresa do setor elétrico, um indicador de risco de instabilidade (PIT – Previsor de Instabilidade de Tensão) que monitora, em tempo real, a condição de estabilidade de tensão de barramento do SIN (Sistema Interligado Nacional) (VALE et al., 2013), calculado a partir de um equivalente desenvolvido pela equipe.

Considerando todos os avanços relativos à construção de equivalentes em tempo real, em (SILVA, 2018) é desenvolvido um equivalente de redes analítico, baseado na topologia da rede e em sua matriz de admitância nodal. A ideia inicial era utilizar este equivalente para servir de referência àqueles de tempo real, baseados em medições, conforme registrado em (SILVA, 2018). Atualmente, além desta atuação, o equivalente analítico vem sendo aprimorado, ampliando ainda mais a sua aplicação. Outros trabalhos vêm atuando de forma continuada para as pesquisas do LRC/UFMG, podendo ser citados aqueles apresentados em (ANDRADE, 2018; BARBOSA, 2018; NUNES, 2018; SOUSA, 2018).

Os trabalhos citados anteriormente se apresentam, no momento, mais direcionados ao aprimoramento dos equivalentes, para que se mostrem mais exatos na representação de redes de transmissão.

Os primeiros estudos voltados para a análise de redes de distribuição de BT se iniciaram em (SOUZA, 2014), onde são avaliados os impactos da inserção de MFD com a implantação de telhados solares. Visando aplicar os conhecimentos já adquiridos pela equipe às redes de distribuição, em (ROQUETTE, 2016) é proposta a aplicação de equivalentes na avaliação da estabilidade de tensão de sistemas de BT, com inserção de MFD.

A metodologia apresentada nesta dissertação se insere no contexto de continuidade e de avanço das pesquisas delineado acima, propondo um equivalente peculiar e inovador, projetado para a supervisão de sistemas de BT, considerando a complexidade da inserção de MFD e a ausência de medições distribuídas pela rede.

4.3 EQUIVALENTES APLICADOS A REDES DE DISTRIBUIÇÃO

No âmbito das redes de distribuição de BT, em especial na presença de MFD, observa-se um aumento nos últimos anos de estudos relacionados ao desenvolvimento de equivalentes que se adequem a este novo cenário. São tratados diversos temas, tanto relativos às redes quanto à geração distribuída em si. Neste item são abordados alguns dos trabalhos estudados, selecionados de forma a cobrir a alta variabilidade de equivalentes propostos para redes de distribuição.

A referência (ELRAYYAH; WANIK; BOUSELHAM, 2017) propõe a utilização de um equivalente baseado em associação de impedâncias (série e paralelo) e conversão Y- Δ para estudos sobre o aumento das tensões em sistemas com a presença de MFD. Apesar do método oferecer uma maneira prática para obtenção do equivalente, as cargas são modeladas por meio de admitâncias constantes, fato que impede a representação da dinâmica das UCG. Adicionalmente, ele apresenta limitação de uso em redes desequilibradas.

Em (SAMADI et al., 2015) é desenvolvido um modelo caixa-cinza composto por uma carga representada pelo modelo ZIP e um sistema fotovoltaico equivalente. No modelo são estimados os coeficientes de seus elementos por meio de dados de teste da rede. Embora o modelo proposto permita uma maior flexibilização na modelagem das cargas, ainda apresenta restrições quanto à utilização em redes desbalanceadas.

Existem modelos baseados em agrupamento da rede em *clusters*, como o apresentado em (FOUDA et al., 1995), que define um algoritmo utilizado para formação dos blocos, deixando a cargo do usuário a definição da quantidade de agrupamentos realizados. Outro método proposto em (WU et al., 2018) também utiliza a formulação de *clusters*, mas para agrupar os painéis solares baseados em suas características. Ambos os modelos apresentam formulação considerando apenas redes balanceadas.

Adicionalmente, há modelos equivalentes externos baseados na impedância de Thévenin (PATSAIDES et al., 2013), criados a partir de dados medidos no nó de fronteira com a rede interna. Consideram que não existem variações significativas na rede equivalente e são baseados em sistemas de duas barras (SANTOS-MARTIN; LEMON, 2016).

Equivalentes dinâmicos são propostos em (JU; ZHOU, 2001), apresentando operação aceitável quando a tensão nas barras mantidas no equivalente não variam de forma considerável em relação ao estado operativo da rede completa antes da redução. A literatura apresenta, também, equivalentes baseados em técnicas não-lineares, como em (RAO; TYLAVSKY, 2016).

Apesar das metodologias mostrarem aspectos de interesse, as propostas são voltadas apenas para a análise de circuitos equilibrados. Sendo assim, tais abordagens não se mostram aplicáveis a sistemas de BT, pois estes apresentam desequilíbrio entre as fases.

4.4 EQUIVALENTES DE BASE PARA A METODOLOGIA PROPOSTA

A evolução dos estudos relacionados à redução da rede por meio de equivalentes levou ao interesse especial pelas abordagens tratadas neste item. A Redução de Kron é adotada na formulação do equivalente proposto na dissertação e os equivalentes do tipo Ward e REI trouxeram a ideia do tipo de dinâmica a ser adotada nos equivalentes apropriados às redes de BT com inserção da MFD.

4.4.1 Redução de Kron

A redução de Kron consiste da aplicação do método conhecido na matemática como Complemento de Schur em circuitos e sistemas elétricos. O nome foi atribuído ao método em homenagem a Gabriel Kron, devido a seu extensivo uso da técnica que se consolidou fortemente no setor elétrico (DÖRFLER; BULLO, 2013; KRON, 1959). Algumas aplicações da redução de Kron, comumente utilizadas em redes elétricas, estão relacionadas à eliminação do cabo

para-raios nos parâmetros da linha ou à conversão de uma ligação em estrela para delta (redução do nó proveniente do modelo de transformador de três enrolamentos).

Dada a equação (4.1) com blocos de matrizes genéricas, a redução de Kron consiste na obtenção de um equivalente capaz de representar o sistema completo sem que haja a necessidade do cálculo das tensões em parte da rede, denotadas por V_b , a qual não se deseja representar explicitamente.

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} \\ Y_{ba} & Y_{bb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

O equivalente obtido é dado pela Equação (4.2) e os termos de admitância equivalente provenientes são mostrados na Equação (4.3). Vale ressaltar que, para representação das cargas no sistema, é necessário que as mesmas sejam modeladas na forma de admitância constante. É possível mostrar que, na existência de alguma barra sem conexão com a barra de referência de potencial, a redução de Kron a elimina no cálculo do equivalente. Embora o resultado seja muito parecido com o método de redução adotado no equivalente do tipo Ward, eles são diferentes. Contudo, a redução de Kron é uma ferramenta que pode ser utilizada no equivalente de Ward.

$$I_a + Y_{Ieq}I_b = Y_{red}V_a \quad (4.2)$$

$$\begin{cases} Y_{Ieq} = -Y_{ab}Y_{bb}^{-1} \\ Y_{red} = Y_{aa} - Y_{ab}Y_{bb}^{-1}Y_{ba} \end{cases} \quad (4.3)$$

4.4.2 Equivalente do Tipo Ward

A formulação básica para o método de redução do tipo Ward consiste na divisão da rede para análise em três partes: (i) A rede interna onde serão feitos os estudos; (ii) A fronteira, composta por barras que delimitam a rede interna e a externa e; (iii) A rede externa, que constitui a parte alvo do sistema para obtenção do equivalente. A Figura 4.1 ilustra a divisão de uma rede genérica.

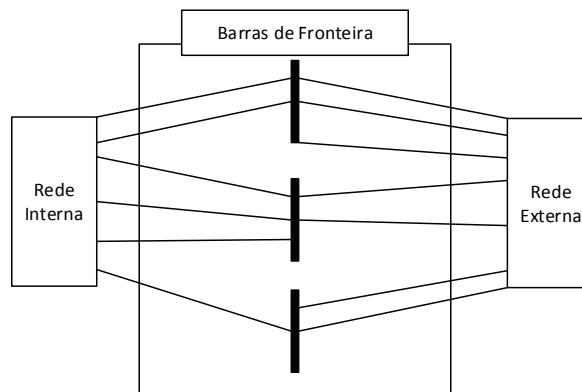


Figura 4.1. Divisão da Rede por Ward

Fonte: Autoria Própria

Dessa forma, considera-se que todas as conexões entre a rede interna (i) e a externa (e) acontecem por intermédio das barras de fronteira (f), levando à formulação mostrada pela Equação (4.4).

$$\begin{bmatrix} I_e \\ I_f \\ I_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ee} & Y_{ef} & 0 \\ Y_{fe} & Y_{ff} & Y_{fi} \\ 0 & Y_{if} & Y_{ii} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_e \\ V_f \\ V_i \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

A rede externa pode então ser reduzida utilizando-se a Redução de Kron, conforme indicado em (WARD, 1949), ou pela eliminação Gaussiana. A eliminação Gaussiana consiste em realizar uma alteração na equação do sistema de forma a transformar o bloco da matriz de admitâncias que compõe a rede externa em uma matriz triangular superior (MONTICELLI, 1983), deixando o sistema conforme Equação (4.5).

$$\begin{bmatrix} I_e \\ I_{eq} \\ I_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{ee} & Y'_{ef} & 0 \\ 0 & Y_{red} & Y_{fi} \\ 0 & Y_{if} & Y_{ii} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_e \\ V_f \\ V_i \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Nesta equação, Y_{red} constitui a matriz de admitância do sistema reduzido e I_{eq} corresponde à injeção de corrente equivalente nas barras de fronteira após a redução. Este método de solução supõe que as cargas sejam modeladas como impedância ou corrente constante e geram, como sistema reduzido, uma interconexão entre as barras de fronteira, sem que haja modificações na rede interna, conforme mostrado pela Figura 4.2.

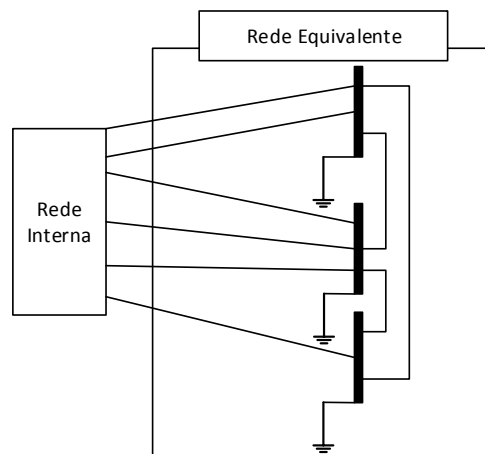


Figura 4.2. Circuito Equivalente do tipo Ward

Fonte: Autoria Própria

Caso seja de interesse a representação de cargas como injeções de potência constante no sistema, é possível a utilização da mesma metodologia para redução do sistema com a adição de injeções constantes de potência nas barras de fronteira, método chamado de modelo Ward não linear. Para determinação dessas injeções, é necessário executar um fluxo de potência com

a rede reduzida mantendo-se as barras de fronteira como barras $V\theta$ e, em seguida, calcular o valor da injeção nessas barras por meio do somatório de todas as potências entre elas e as barras às quais se conectam, por meio das equações de fluxo de potência.

Embora o sistema consiga representar bem as potências ativas do sistema, existe uma grande deficiência na representação das potências reativas e módulos de tensão (MONTICELLI, 1983). Isso levou a adaptações do método, conhecido por modelo Ward com retenção de barras PV. Neste, as barras do tipo PV que podem causar grandes impactos à rede são adicionadas às barras de fronteira para determinação do equivalente.

Adicionalmente, como forma de aprimorar a capacidade do modelo em representar potências reativas, existe uma adaptação do método que acrescenta às barras de fronteira elementos que injetam potência reativa em caso de contingência. Os elementos são barras PV fictícias que têm o mesmo módulo de tensão que as barras de fronteira no caso de referência e injeção de potência ativa nula em seus terminais. Maiores detalhamentos sobre a metodologia podem ser encontrados em (MONTICELLI, 1983; VALE, 1986; WU; MONTICELLI, 1983).

Esta técnica foi concebida para realização de análises de contingências na rede interna fazendo com que a rede equivalente responda a essas variações, mas mantenha suas características constantes. As formulações adicionais ao método tradicional, embora sejam capazes de representar melhor a dinâmica da rede externa, mantêm as características da rede equivalente constantes.

4.4.3 Equivalente do Tipo REI

Este método consiste, assim como em Ward, na separação da rede em três partes, dentre as quais a rede externa é reduzida. A partir da identificação das barras k que contêm injeção de potência no sistema, é realizado um agrupamento das injeções de carga baseado na proximidade elétrica das mesmas ou algum outro critério definido pelo usuário. Para cada bloco é feita a soma de todas as potências constituintes, sendo injetada em uma nova barra r . Essas barras se ligam à outra barra g por meio de uma admitância y_L e estas últimas se ligam a todas as barras k , pertencentes a um *cluster*, por meio de admitâncias y_k . Este novo sistema interligado ao sistema original é chamado de Rede REI. Os valores de admitância são calculados pelo conjunto de Equações (4.6), considerando a barra g com tensão nula.

$$\begin{cases} y_k = \frac{S_k^*}{V_k^2} \\ y_L = \frac{S_L^*}{V_L^2} \end{cases} \quad (4.6)$$

Por fim, o sistema é reduzido por meio de uma redução Gaussiana, eliminando-se as barras g e considerando as barras r como sendo parte da fronteira. O equivalente mostrado na Figura 4.3 representa a etapa final da redução para um único agrupamento de injeções de potência.

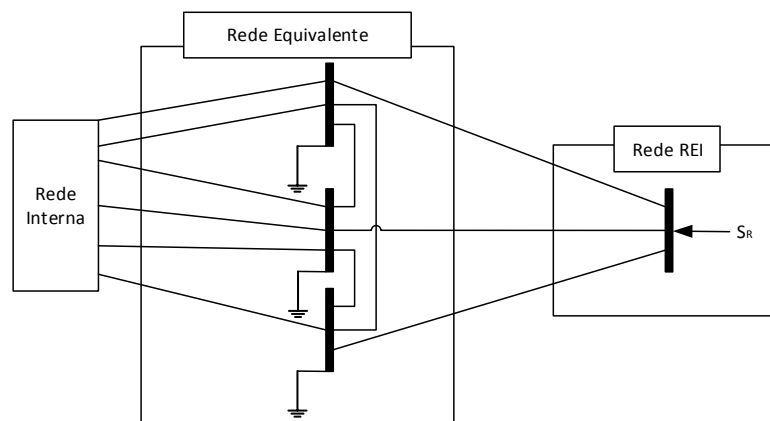


Figura 4.3. Circuito Equivalente do tipo REI

Fonte: Autoria Própria

Observa-se, pelo equacionamento do modelo, que o valor das admitâncias utilizadas para obtenção do equivalente depende do estado operativo da rede externa adotada como referência. Dessa forma, qualquer alteração na rede pode levar a erros significativos no estado operativo do equivalente.

Uma adaptação à metodologia original é proposta em (DOPAZO; IRISARRI; SASSON, 1979), com a finalidade de superar as limitações anteriores. Neste modelo, cada agrupamento é composto de uma barra de geração e uma barra de carga e a redução inicial da rede é feita de maneira análoga ao método original. No entanto, como forma de diminuir o impacto de modificações na condição operativa da rede externa, é realizado um fluxo de potência redundante utilizando dados medidos nas barras de fronteira. Por fim, as injeções de potência ativa e tensões nos nós externos são atualizados para manter a operacionalidade do equivalente em tempo-real. Detalhamentos adicionais do método e suas variantes podem ser encontrados em (VALE, 1986; WU; MONTICELLI, 1983).

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Do exposto neste capítulo, nota-se a existência de técnicas para obtenção de equivalentes com base em diferentes tipos de informações do SEP, utilizando desde medições de grandezas do sistema até dados da topologia da rede. Observa-se, também, que cada equivalente é concebido com a finalidade de fornecer informações específicas aos estudos de interesse em cada caso. Outro aspecto notável é que o desenvolvimento destes equivalentes é diretamente impactado pelas características e informações disponíveis das redes (transmissão e distribuição), nas quais se inserem os sistemas reduzidos.

Uma importante questão fica exposta a partir da discussão apresentada neste capítulo. Torna-se evidente a necessidade de criação de uma metodologia capaz de representar seções da rede de BT por meio de equivalentes, e que a solução por fluxo de potência deste sistema reduzido se enquadre dentro dos requisitos para supervisão da operação em tempo real do mesmo. Neste contexto, é proposta no capítulo seguinte uma metodologia inovadora que permite a supervisão em tempo real das grandezas elétricas nos pontos de interesse da rede de BT.

5

METODOLOGIA PROPOSTA

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo apresenta a metodologia desenvolvida nesta dissertação. A partir de uma visão geral da proposta, os aspectos técnicos da mesma são abordados. É explicado o funcionamento básico da metodologia seguido de um detalhamento das etapas constituintes, por meio de uma análise evolucionária da pesquisa realizada até a elaboração da versão completa.

Da forma como foi projetada, a metodologia proposta permite a construção de equivalentes calculados em pontos de interesse, visando suprir informações sobre grandezas elétricas, principalmente em barras onde não há medições. Outro aspecto notável da metodologia consiste em sua abordagem simples para construção do equivalente na operação em tempo real.

5.2 VISÃO GERAL DA METODOLOGIA

O modelo implementado considera que os pontos de interesse, para cálculo dos equivalentes, configurem os nós conectados a um alimentador da rede. Todos os ramos ligados a um mesmo transformador são considerados uma sub-rede do sistema e todas as UCG nela inseridas constituem um conjunto único. A Figura 5.1 ilustra esta concepção básica. A partir de uma SE, da qual parte o alimentador, quatro sub-redes são alimentadas a partir de quatro transformadores. A Figura 5.1(a) mostra a rede completa, e a Figura 5.1(b) apresenta a rede compacta, composta pelo alimentador e os equivalentes relativos a cada ponto de interesse.

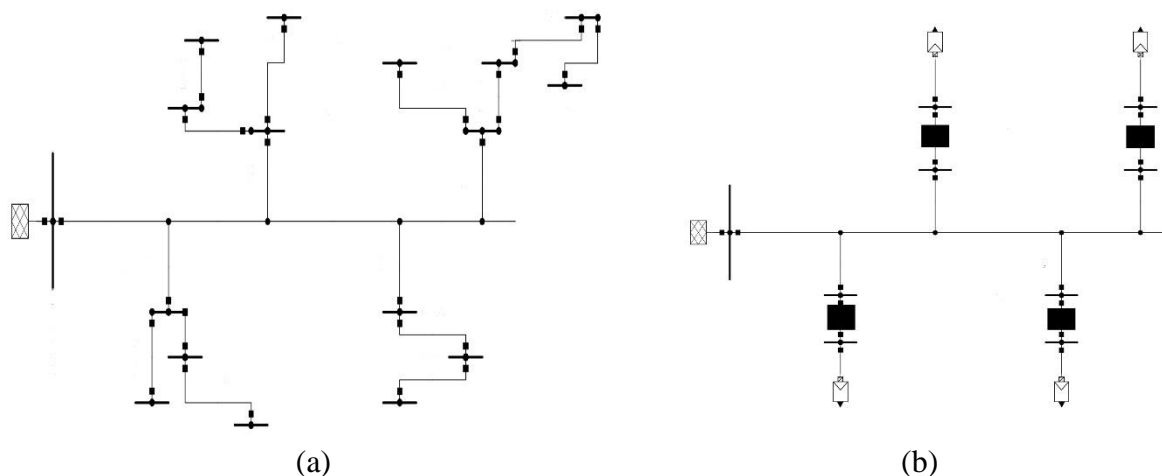


Figura 5.1. Representação da Rede (a) Completa e (b) Compacta

Fonte: Autoria Própria

Considerando que as redes de distribuição de BT, típicas daquelas consideradas neste trabalho, tendem a ser curtas, o parâmetro *shunt* da linha foi desprezado no desenvolvimento do modelo. Diante das características próprias dos transformadores conectados ao tipo de rede estudada, duas simplificações foram adotadas: foi considerada a ligação estrela aterrada dos dois lados do transformador e desprezado o efeito de magnetização do núcleo.

A estrutura básica da metodologia, conforme fluxograma operacional ilustrado na Figura 5.2, é composta por dois módulos principais:

Módulo *Offline* – Refere-se ao processamento *offline* responsável pela montagem da Rede-Equivalente, a partir da topologia da rede.

Durante este processamento, para cada uma das sub-redes em questão, é construída uma Rede-Equivalente que as representará.

Módulo de Tempo Real – Refere-se à aplicação em tempo real, visando à determinação da UCG-Equivalente e ao monitoramento do sistema ao longo do dia.

Para cada conjunto de UCG é levantada uma UCG-Equivalente, calculada a partir de informações da curva de carga e da geração fotovoltaica.

Conectando cada UCG-Equivalente à respectiva Rede-Equivalente, calculada no processamento *offline*, e adotando o valor do fasor da tensão medido na SE, são calculados os fasores de tensão dos pontos de interesse, ou seja, do lado de Alta Tensão (AT) dos transformadores conectados ao alimentador principal.

O estado da rede, assim calculado, permite a supervisão do sistema em pontos onde não são realizadas medições.

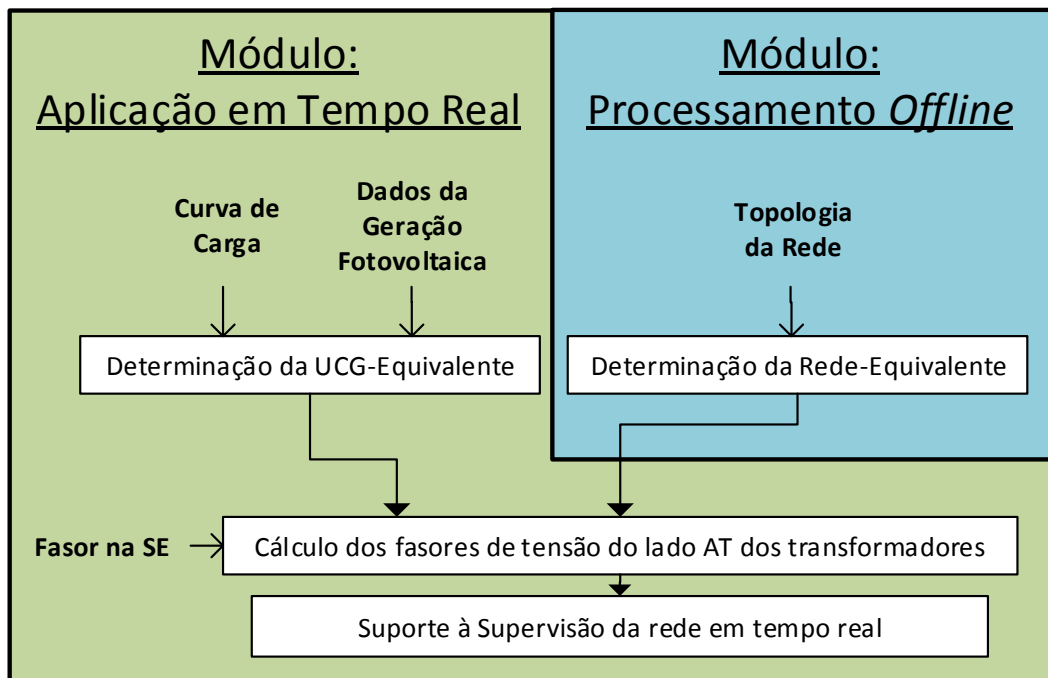


Figura 5.2. Fluxograma Operacional da Metodologia Desenvolvida

Fonte: Autoria Própria

A Figura 5.3 ilustra a transição entre a rede completa e a rede compacta, formando, assim, o Sistema Equivalente. Percebe-se a significativa simplificação do circuito introduzida pelo uso dos equivalentes, permitindo o monitoramento em tempo real do sistema.

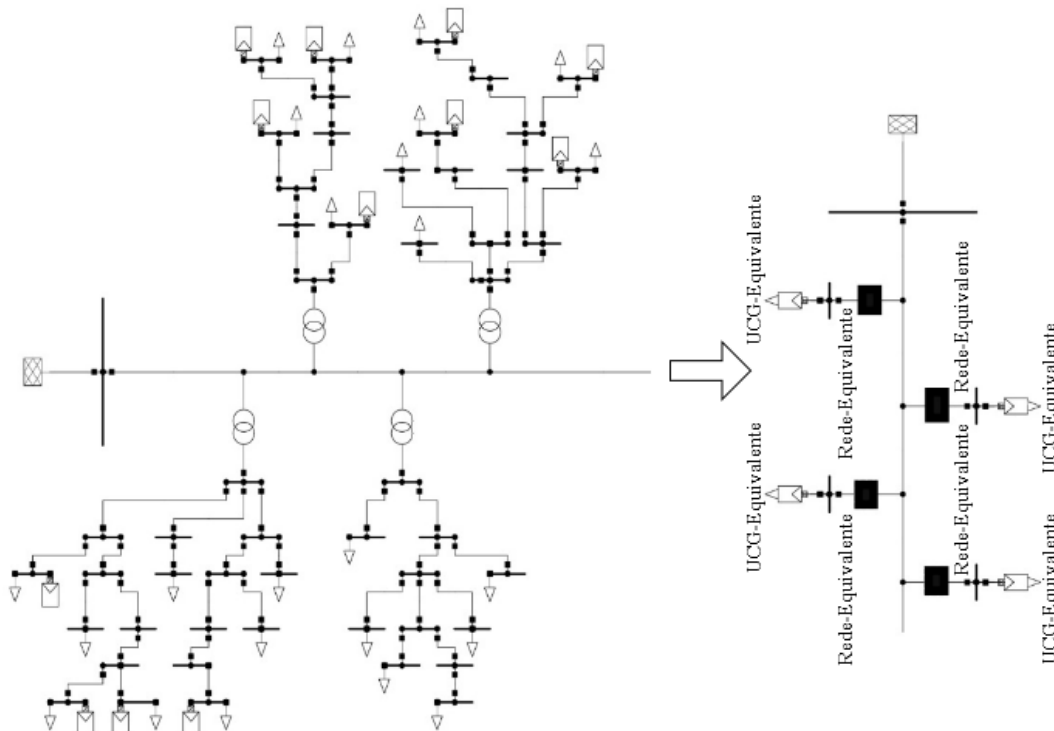


Figura 5.3. Construção do Sistema Equivalente

Fonte: Autoria Própria

De posse do Sistema Equivalente, podem ser calculadas, não apenas as variáveis de estado (módulos e ângulos da tensão), nos pontos de interesse, mas também outras grandezas, tais como as correntes e potências que passam por tais pontos.

É importante observar que a Rede-Equivalente não se altera, sendo processada apenas uma vez, enquanto que a UCG-Equivalente depende dos valores de consumo e geração dos consumidores a cada instante de tempo. Isso faz com que o sistema se torne dinâmico e capaz de acompanhar o comportamento esperado durante o dia.

Descrita a filosofia básica da metodologia proposta, os próximos itens apresentam seu detalhamento. Observa-se que, durante o desenvolvimento do trabalho, foram investigadas diversas abordagens para implementá-la. Embora os passos descritos neste item sejam comuns a todas elas, a maneira com que são realizados sofreu alterações, conforme a evolução da pesquisa.

Inicialmente foi concebida uma abordagem específica para redes equilibradas, devido à sua simplicidade. Um estudo desta abordagem pode ser visto em (CORTE et al., 2019). Após validação da metodologia para tais redes, avançou-se para uma formulação capaz de abranger redes desbalanceadas. A Figura 5.4 ilustra, por meio de um organograma, as técnicas desenvolvidas em cada passo da metodologia, as quais encontram-se descritas no texto.

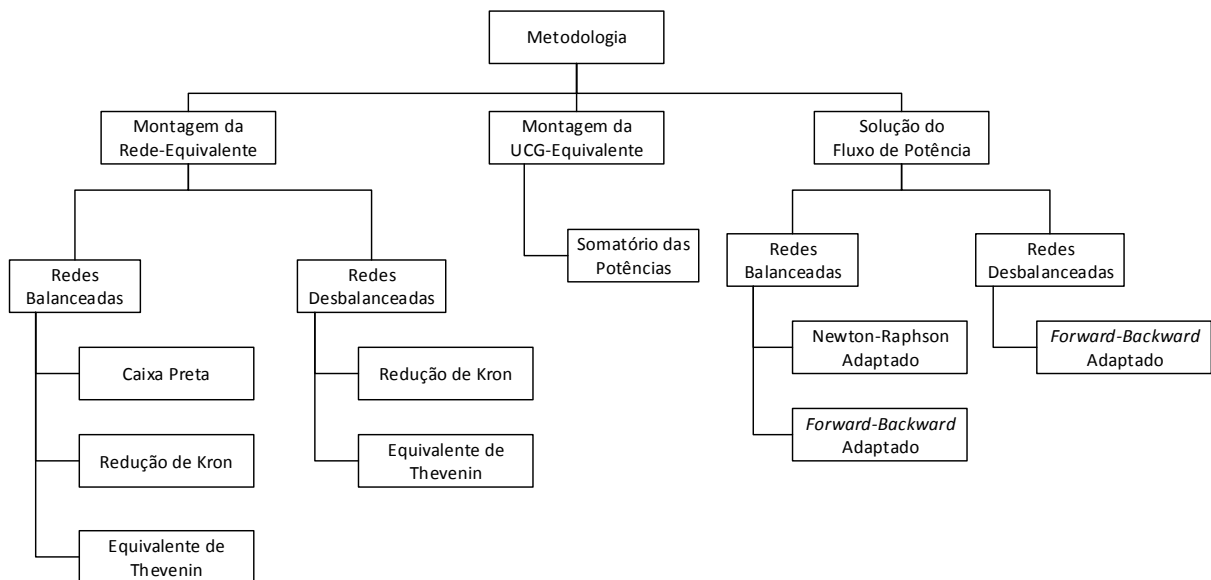


Figura 5.4. Identificação das Técnicas Desenvolvidas nos Módulos da Metodologia

Fonte: Autoria Própria

5.3 DETERMINAÇÃO DA REDE-EQUIVALENTE

Para a determinação da Rede-Equivalente, foram elaboradas duas abordagens adequadas para todo o tipo de sistemas: (i) Redução de Kron adaptada e; (ii) Obtenção de Z_{th} adaptada. Ambas as abordagens necessitam de um levantamento prévio da matriz de admitância nodal das sub-redes do sistema. Para tal, foi realizada a montagem de Y_{Barra} da rede completa e dela foram extraídas as matrizes de cada subsistema. Foi desenvolvida ainda uma terceira abordagem, a modelagem por caixa preta; no entanto, ela pode ser utilizada somente em redes balanceadas ou que apresentem apenas uma fase (monofásicas).

5.3.1 Montagem da Matriz de Admitância Nodal

A montagem proposta oferece uma maneira prática de se obter a matriz de admitância nodal separada por fases, visando facilitar a execução dos métodos para obtenção do equivalente. Tal proposta é feita em três passos: (i) Determinação da matriz incidência por fase, (ii) Montagem da matriz de admitância primitiva modificada e; (iii) Cálculo da matriz de admitância de barras separada por fase.

Inicialmente, o sistema trifásico é separado em três sistemas monofásicos com impedâncias mútuas entre si, conforme ilustrado na Figura 5.5. Mesmo que não exista um determinado nó em algum dos sistemas, ele é considerado com impedância primitiva infinita e mútua nula, para simplificação no cômputo da matriz final.

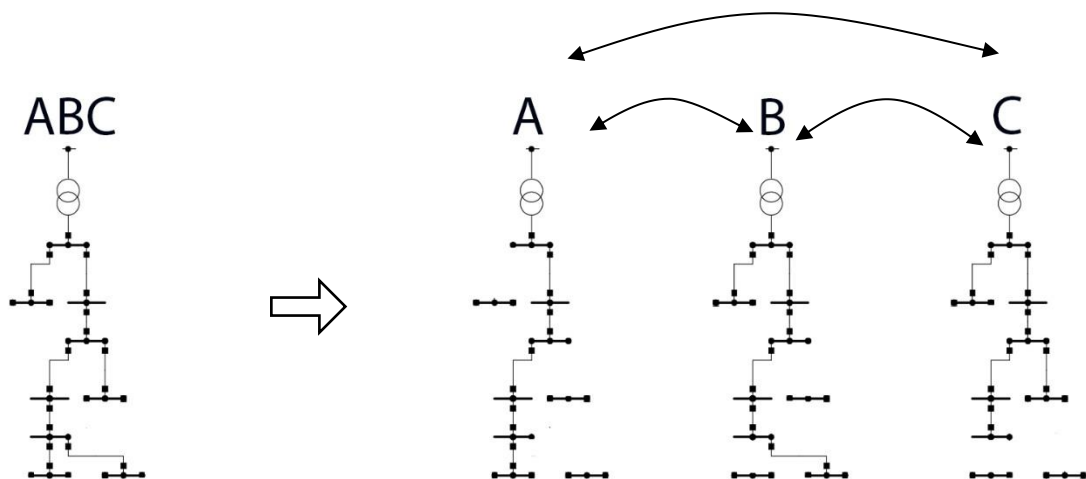


Figura 5.5. Separação do Circuito em Fases

Fonte: Autoria Própria

Em seguida é levantada, para cada um dos três circuitos gerados, uma matriz de incidência própria (A_a , A_b e A_c), onde cada submatriz tem o mesmo número de elementos e barras. Como não existem ligações físicas entre os três circuitos, as submatrizes de incidência mútuas são nulas ($A_m = \bar{0}$). Dessa forma a matriz de incidência final (A) será dada pela Equação (5.1)

$$A = \begin{bmatrix} A_a & \bar{0} & \bar{0} \\ \bar{0} & A_b & \bar{0} \\ \bar{0} & \bar{0} & A_c \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Todo elemento em uma fase contém o seu correspondente nas demais. Caso o seu correspondente não exista em alguma das fases, atribui-se zero para a impedância mútua e, para cada fase que o elemento não existir, atribui-se infinito em seu campo de impedância própria. Seguindo a mesma numeração de elementos e barras efetuada para a montagem de A , é possível montar uma matriz de impedância primitiva (\bar{z}_{pr}) relacionando os termos próprios dos elementos em cada uma das fases (\bar{z}_p^a, \bar{z}_p^b e \bar{z}_p^c), que compõem submatrizes diagonais, e submatrizes de impedâncias mútuas ($\bar{z}_m^{ab} = \bar{z}_m^{ba}, \bar{z}_m^{ac} = \bar{z}_m^{ca}$ e $\bar{z}_m^{bc} = \bar{z}_m^{cb}$). A matriz completa é mostrada na equação (5.2)

$$\bar{z}_{pr} = \begin{bmatrix} \bar{z}_p^a & \bar{z}_m^{ab} & \bar{z}_m^{ca} \\ \bar{z}_m^{ab} & \bar{z}_p^b & \bar{z}_m^{bc} \\ \bar{z}_m^{ca} & \bar{z}_m^{bc} & \bar{z}_p^c \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

Por fim é feita a inversão de \bar{z}_{pr} com a finalidade de se encontrar a matriz de admitâncias primitiva (\bar{y}_{pr}) e realizada a operação $\bar{Y}_B = A \bar{y}_{pr} A^T$. A matriz de barras resultante contém informações referentes a elementos não existentes, configurando linhas e colunas nulas que devem ser removidas. O aspecto notável desta matriz é sua separação por fases, o que torna possível sua subdivisão em 9 quadrantes, sendo 3 relativos às admitâncias próprias das fases abc e os outros 6 relativos às mútuas entre fases, conforme mostrado pela Equação (5.3)

$$\bar{Y}_B = \begin{bmatrix} \bar{Y}_B^a & \bar{Y}_B^{ab} & \bar{Y}_B^{ac} \\ \bar{Y}_B^{ab} & \bar{Y}_B^b & \bar{Y}_B^{bc} \\ \bar{Y}_B^{ac} & \bar{Y}_B^{bc} & \bar{Y}_B^c \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

Na etapa de redução, cada quadrante é analisado separadamente e, para cada um, é extraída a informação referente às sub-redes presentes no sistema. Posteriormente, é efetuada a redução de cada sub-rede individualmente.

5.3.2 Redução de Kron Adaptada

O grande desafio para utilização deste método na obtenção das Redes-Equivalentes residiu no fato de que, para utilização da Redução de Kron, são consideradas as cargas conectadas à rede por meio de uma impedância constante.

A Rede-Equivalente é proposta de forma que, assim como a topologia da rede pode ser considerada estática, tal rede também seja estática. Desta forma, a Rede-Equivalente não deve incorporar a influência da carga, considerada um elemento dinâmico, em seu cálculo.

Ao se remover a carga para a construção do equivalente, a sub-rede se tornou um sistema aberto, fazendo com que a redução de Kron elimine todos os ramos presentes e mantenha somente o alimentador como uma Rede-Equivalente. A fim de evitar a ocorrência desse fato, foi proposta uma alteração na redução de Kron convencional, de forma que todas as barras de carga do sistema foram aterradas, ou seja, ligadas à barra de referência de potencial.

Tal aterramento das barras considera que o ramo conectado à barra de carga se torna uma carga do sistema. Dessa forma existem somente elementos estáticos nas sub-redes, levando a uma Rede-Equivalente também estática e capaz de representar de forma satisfatória o comportamento completo da rede.

5.3.3 Obtenção de Z_{th} Adaptada

No cenário analisado, a equivalência de uma sub-rede por meio da Redução de Kron, para apenas uma barra, é idêntica ao valor de Z_{th} observado a partir dessa mesma barra. Dessa forma, o mesmo problema foi encontrado utilizando-se a inversão da matriz de admitâncias nodal para obtenção de Z_{th} em uma sub-rede. A impedância de Thévenin vista por uma barra em uma rede que não apresenta conexão com a referência é infinita, representando um circuito aberto. A solução encontrada também foi análoga, através do aterramento das barras de carga do sistema.

5.3.4 Determinação por Caixa Preta

As variáveis de estado da rede variam constantemente. No entanto, a topologia e os parâmetros do sistema não sofrem constantes variações, podendo ser considerados constantes. Conseqüentemente, as admitâncias que representam as Redes-Equivalentes do sistema também são consideradas estáticas. Isso permite sua determinação a partir da simulação de um caso onde todo o estado da rede completa seja conhecido. Para um transformador f qualquer, o vetor de estado obtido é o ângulo (θ_{mf}) e o módulo de tensão (V_{mf}). Além dessas grandezas, a simulação da rede completa permite visualizar a corrente (i_{mf}) e a potência (S_{mf}) que passam

por esse transformador. Aplicando a metodologia de redução, é obtido um sistema conforme mostrado na Figura 5.6, onde a injeção de carga equivalente na sub-rede do alimentador em questão é dada por S_{kf} , o vetor de estados da barra que recebe essa injeção é $[V_{kf} \ \theta_{kf}]^T$ e a admitância que representa a Rede-Equivalente é dada por \bar{y}_{ef} .

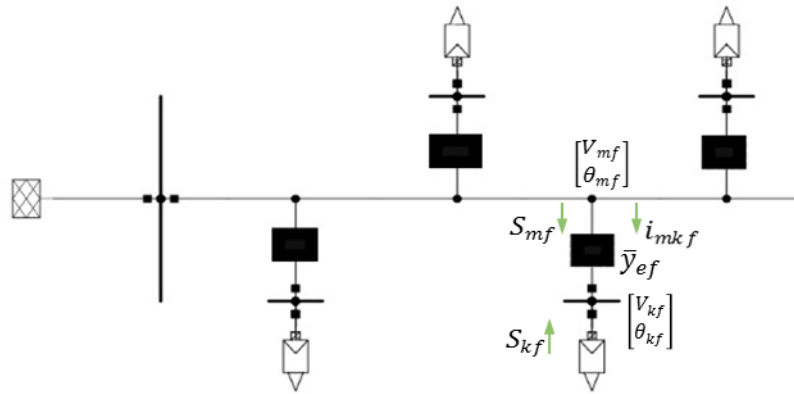


Figura 5.6. Exemplo de um Sistema Equivalente

Fonte: Autoria Própria

De posse dos dados de simulação da rede completa e da injeção equivalente de carga, é possível calcular o vetor de estados na barra k para este cenário, assim como estimar y_{ef} , conforme mostrado pelas Equações (5.4)-(5.6).

$$\bar{S}_{pef} = \bar{S}_{mf} + \bar{S}_{kf} = i_{mkf}^* (\dot{V}_{mf} - \dot{V}_{kf}) \quad (5.4)$$

$$\dot{V}_{kf} = \dot{V}_{mf} - \frac{(S_{mf} + S_{kf})}{i_{mkf}^*} \quad (5.5)$$

$$\bar{y}_{ef} = \frac{i_{mkf}}{\dot{V}_{mf} - \dot{V}_{kf}} = \frac{|i_{mkf}|^2}{\bar{S}_{pe}} \quad (5.6)$$

Uma limitação para uso do método se dá quando a carga no ambiente simulado é extremamente baixa, levando também a pequenos valores de correntes. Isso faz com que a admitância estimada se aproxime de uma indeterminação numérica. Estudos mostram que uma injeção equivalente de carga, em módulo, maior que 0,2p.u. é capaz de gerar um resultado consistente, conforme mostrado na Figura 5.7. Para fins de padronização, sugere-se utilizar uma injeção de potência próxima de 1p.u., em módulo.

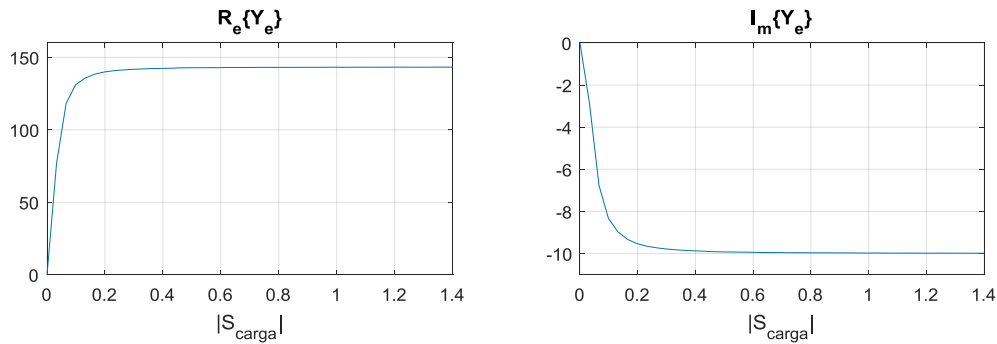


Figura 5.7. Valor de Admitância Equivalente

Fonte: Autoria Própria

5.4 DETERMINAÇÃO DA UCG-EQUIVALENTE

O alimentador observa, junto com o perfil da UCG nas extremidades laterais de carga, as perdas impostas pela própria sub-rede. A Equação (5.7) mostra que, entre duas barras, k e m , estas perdas ($\bar{S}_{pe_{km}}$) se relacionam diretamente à diferença de tensão entre as barras ($\dot{V}_k - \dot{V}_m$) e ao conjugado do elemento da matriz nodal de admitâncias (\bar{Y}_{km}^*) de forma não linear.

$$\bar{S}_{pe_{km}} = \bar{S}_{km} + \bar{S}_{mk} = -\bar{Y}_{km}^* |\dot{V}_k - \dot{V}_m|^2 \quad (5.7)$$

Desta maneira, a Rede-Equivalente proposta tem como objetivo principal representar o primeiro elemento como sendo único para toda a sub-rede conectada ao transformador. A diferença nas tensões entre duas barras é gerada pela contribuição de carga de cada UCG conectada às extremidades laterais da rede. Com a finalidade de representar a contribuição equivalente de carga de cada uma destas unidades foi desenvolvida a UCG-Equivalente.

Com isto é necessário definir o método de avaliação do comportamento individual e conjunto de cada UCG para determinação do equivalente. Em todas as abordagens desenvolvidas considerou-se a mesma concepção, baseada no equivalente do tipo REI. Para cada uma das sub-redes é feita a soma das potências de todas as UCG que se encontram presentes, para a geração da UCG-Equivalente. Quanto ao comportamento individual, considerou-se em um primeiro momento que o perfil solar e a curva de carga seriam dados de entrada distintos e externos, de forma que a UCG coleta estas duas informações em potência no instante de análise e as soma.

5.5 CÁLCULO DOS FASORES DE TENSÃO

Foi escolhido como principal método de cálculo dos fasores de tensão nos pontos de interesse o método de fluxo de potência *forward-backward*, devido à sua simplicidade e desempenho. Para o caso balanceado ou com somente uma fase, é possível também utilizar uma adaptação do método de NR.

5.5.1 Cálculo por Meio do Método *Forward-Backward* Adaptado

Tal método consiste em uma solução iterativa conforme a proposta original, e pode ser descrito em 3 etapas, as quais foram adaptadas para melhor atender à solução da rede definida pela metodologia proposta: (i) Preparação do algoritmo; (ii) Etapa retroativa e; (iii) Etapa progressiva. A etapa retroativa é seguida pela etapa progressiva e estas se repetem até que seja alcançada a convergência do sistema.

Preparação do algoritmo:

Inicialmente são definidos os valores iniciais de tensão em todas as barras do sistema. Foram utilizados os fasores de tensão da subestação como estimativa inicial.

Etapa Retroativa:

Após a definição das tensões nas barras do sistema, é calculada a corrente nas barras de carga. A metodologia se baseia em injeções de potência equivalentes nas barras separadas por fase, dessa forma é possível considerar que todas as cargas serão conectadas sempre em estrela aterrada. Sendo \bar{S}_{kf}^ϕ a potência injetada na barra relativa ao alimentador f em uma fase ϕ e com uma tensão \hat{v}_{kf}^ϕ , o cálculo de sua respectiva corrente (i_{kf}^ϕ) é dado pela Equação (5.8)

$$i_{kf}^\phi = \left(\frac{\bar{S}_{kf}^\phi}{\hat{v}_{kf}^\phi} \right)^* \quad (5.8)$$

Para o cálculo das correntes que partem da subestação, é necessário utilizar a extremidade da rede e calcular as correntes que passam pelos ramos que conectam um alimentador f com o anterior (i_{sf}) retroativamente por meio da Equação (5.9), sendo que, na extremidade, a corrente que parte de um transformador f para o seguinte (i_{sf+1}) é nula.

$$i_{sf} = i_{sf+1} + i_{kf} \quad (5.9)$$

Etapa Progressiva:

De posse de todas as correntes da rede e do fasor de tensão na subestação (\hat{V}_{m0}), realiza-se a atualização das tensões nos nós de interesse (\hat{V}_{mf}) de forma progressiva, onde f refere-se à identificação do transformador (0 para a subestação). A Equação (5.10) mostra o cálculo

efetuado, sendo \bar{Z}_{sf} a matriz de impedâncias de fase do ramo que conecta o alimentador f com o seu anterior.

$$\dot{V}_{mf} = \dot{V}_{mf-1} - \bar{Z}_{sf} \dot{I}_{sf} \quad (5.10)$$

Em seguida as tensões nas barras de carga (\dot{V}_{kf}) são atualizadas utilizando a Equação (5.11), onde \bar{Z}_{ef} é a matriz de impedâncias de fase da Rede-Equivalente.

$$\dot{V}_{kf} = \dot{V}_{mf} - \bar{Z}_{ef} \dot{I}_{kf} \quad (5.11)$$

Por fim, é feito o cálculo das potências injetadas, por meio das correntes e tensões estimadas, e estas são comparadas com as potências injetadas especificadas. Se o módulo da diferença das duas for menor que uma tolerância ou se for alcançado o número máximo de iterações especificados pelo usuário o algoritmo é encerrado. Caso contrário ele retorna no início da etapa retroativa e recalcula as tensões e correntes.

Ressalta-se que a adaptação em relação à técnica original consiste em uma simplificação dos passos de solução provenientes da estrutura final do sistema elétrico reduzido.

5.5.2 Adaptação do Método Tradicional de Newton-Raphson

Conforme já salientado, o cálculo de fluxo de potência básico utilizando o método de NR, aplicado a sistemas de transmissão, é restrito a redes balanceadas ou que apresentem uma única fase. Para a metodologia proposta, a barra correspondente à subestação é considerada a barra $V\theta$. Todas as outras barras do sistema são consideradas do tipo PQ.

Por meio da manipulação das equações elétricas, é possível determinar uma equação que descreva a potência injetada na barra de carga somente em função do fasor de tensão nos pontos de interesse.

Considerando um sistema com n alimentadores, as barras dos ramos principais são identificadas por \dot{V}_{mf} , onde $f = \{1,2,3,\dots,n\}$, sendo $(f-1) = 0$, corresponde à tensão na subestação e $(f+1) = n+1$ corresponde a uma tensão nula. Da mesma forma, as tensões nas barras de carga são denotadas por \dot{V}_{kf} , as correntes que circulam entre o alimentador f e o seu anterior são \dot{I}_{sf} (sendo nula quando $(f+1) = n+1$), as correntes que circulam pela Rede-Equivalente são \dot{I}_{mf} (indo do nó de interesse para a barra de carga) ou \dot{I}_{kf} na situação contrária. Em relação às admitâncias, os ramos principais são \bar{y}_{sf} , e as Redes-Equivalentes \bar{y}_{ef} . Finalmente a injeção equivalente de potência é denotada por \bar{S}_{kf} .

Substituindo as Equações (5.12) e (5.13) na Equação (5.14) é possível determinar a injeção de potência ativa e reativa na rede dependendo somente das grandezas elétricas nos pontos de interesse.

$$\dot{v}_{kf} = V_{mf} - \frac{\bar{y}_{sf}}{\bar{y}_{ef}} (\dot{V}_{m(f-1)} - \dot{V}_{mf}) + \frac{\bar{y}_{s(f+1)}}{\bar{y}_{ef}} (\dot{V}_{mf} - \dot{V}_{m(f+1)}) \quad (5.12)$$

$$i_{mf} = -i_{kf} = \bar{y}_{sf} (\dot{V}_{m(f-1)} - \dot{V}_{mf}) - \bar{y}_{s(f+1)} (\dot{V}_{mf} - \dot{V}_{m(f+1)}) \quad (5.13)$$

$$\bar{S}_{kf} = -\dot{V}_{kf} (i_{mf})^* \quad (5.14)$$

Para cada alimentador conectado à rede, é necessário calcular somente o módulo de tensão e ângulo nos pontos desejados, resultando em um sistema de ordem $2n$, onde n é a quantidade de transformadores conectados ao sistema. A solução do sistema é feita através da solução do problema de fluxo de potência por meio do método de NR adequado às equações de interesse, utilizando o equacionamento da própria metodologia.

Observa-se que, diferentemente da solução original, a versão adaptada da técnica incorpora os dados de injeção da carga nos pontos de interesse, não sendo necessário calcular os fasores de tensão nas barras de carga.

5.6 SUPORTE À SUPERVISÃO EM TEMPO REAL

Após a realização do cálculo das grandezas elétricas nos pontos de interesse, é possível determinar as correntes e potências que circulam pelo sistema de forma rápida e eficiente. Dessa maneira, todas as informações obtidas podem ser utilizadas para auxílio à supervisão e tomada de decisões de controle em tempo real.

Apenas para exemplificar uma possível utilização das informações fornecidas pela metodologia, a Figura 5.8 ilustra o ambiente de um centro de supervisão e controle, onde as grandezas de interesse são apresentadas ao operador por meio de um painel.

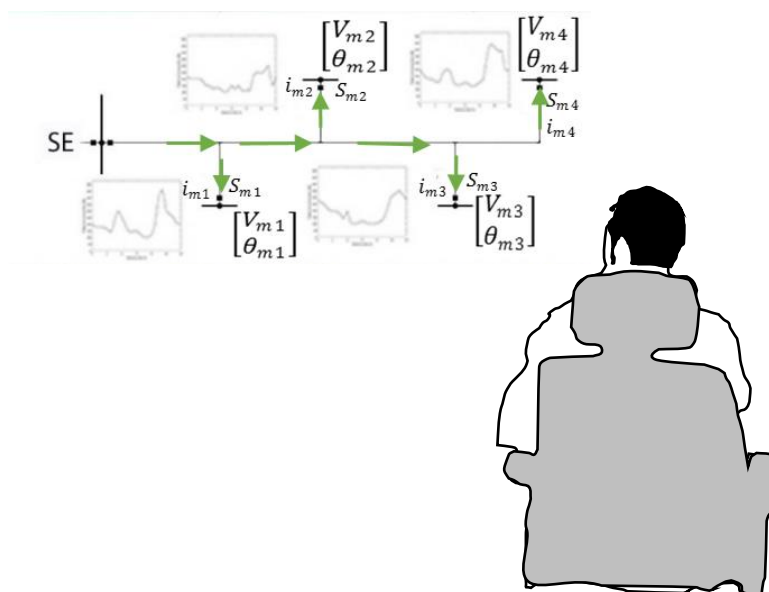


Figura 5.8. Exemplo - Apresentação de Informações Obtidas por Meio do Uso da Metodologia Proposta
Fonte: Autoria Própria

5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Do exposto, observa-se que a metodologia proposta constitui ferramenta de clara relevância para a supervisão de redes de BT em tempo real. Vale ressaltar que não há restrição para seu uso em tais redes, podendo também ser utilizada para estudos visando ao planejamento da operação e à expansão elétrica dos sistemas de distribuição.

O cálculo da rede-equivalente é feito de forma direta e simples, permitindo a redução de partes da rede completa, mantendo a sua topologia principal intacta. A forma como é obtida a UCG-Equivalente possibilita a representação da dicotomia carga/geração e, assim, é capaz de acompanhar a dinâmica imposta pelas MFD.

Os métodos de NR e de FB adaptados mostraram-se bastante adequados para a solução do fluxo de potência do sistema compacto, para obtenção das grandezas elétricas nos pontos de interesse.

Uma vez apresentada a metodologia, o capítulo seguinte se dedica à validação e aplicação da mesma, comparando seus resultados aos de um *software* para cálculo de fluxo de potência, adotado como referência. Estudos relativos a diferentes cenários são realizados, mostrando a robustez da proposta e seu potencial de aplicação.

6

APLICAÇÃO E VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo, são apresentados resultados e análises da aplicação da metodologia desenvolvida no mestrado. Além de registrar as simulações que visam à validação da proposta, as análises enfatizam o grande potencial de uso do equivalente implementado.

Vários cenários são simulados em uma rede hipotética contendo quatro alimentadores principais e abrangendo diversos estados operativos do sistema elétrico selecionado, considerando diferentes condições, tais como: curvas de carga e de recurso solar, desbalanceamentos da rede e fatores de potência da UCG.

A ferramenta computacional utilizada nas simulações de fluxo de potência, adotada como referência para validação do modelo proposto, é o *software DigSilent Power Factory* (DIGSILENT GMBH, 2019). A escolha deste programa em particular decorre do seu uso em mais de 140 países, além de contar com um ambiente de simulação completo para redes de distribuição desequilibradas com presença de MFD, se mostrando um *software* já consolidado e consagrado no mercado mundial. Nele são realizadas as simulações da rede completa nos diferentes cenários. Observa-se que as tensões, correntes e potências nos pontos de interesse são armazenadas em arquivo do tipo *.csv*, para comparação com os resultados obtidos pela metodologia.

A metodologia proposta é implementada no *software* MATLAB da companhia *Mathworks* (MATHWORKS, 2019). A escolha desta ferramenta, para desenvolvimento e análises do método, considerou a linguagem de alto nível que oferece, além do suporte a operações matriciais e simbólicas, fato que a torna uma forma prática e eficiente para codificação dos algoritmos propostos. Vale ressaltar que não foram utilizados *toolkits* da ferramenta e a implementação foi feita utilizando somente códigos.

Discussões sobre a exatidão das técnicas de solução de fluxo de potência e sobre o desempenho computacional da metodologia são também apresentadas. Adicionalmente, o capítulo inclui três exemplos de aplicação da metodologia para avaliar o comportamento do

sistema frente a diferentes condições operativas (crescente inserção de MFD, desbalanceamento das fases e fator de potência das UCG).

6.2 DEFINIÇÃO DAS CURVAS DE CARGA UTILIZADAS

A partir dos estudos em (ELETROBRAS; PROCEL, 2007; FRANCISQUINI, 2006; PINTO et al., 2018; QUEIROZ, 2011) selecionaram-se curvas de cargas diversas. A seleção contemplou um total de 17 perfis de carga sendo 10 residenciais, 5 comerciais, uma universitária e uma industrial. Como critério de escolha das cargas residenciais e comerciais, foi utilizado o aspecto da diferença dos perfis, de forma a se obter, dentro de cada universo de análise, uma maior diversidade de comportamento de consumo. As Figuras 6.1 - 6.3 mostram os perfis selecionados para as categorias, indicando as respectivas nomenclaturas adotadas: Res (residencial), Ind (industrial), Uni (universitário) e Com (comercial).

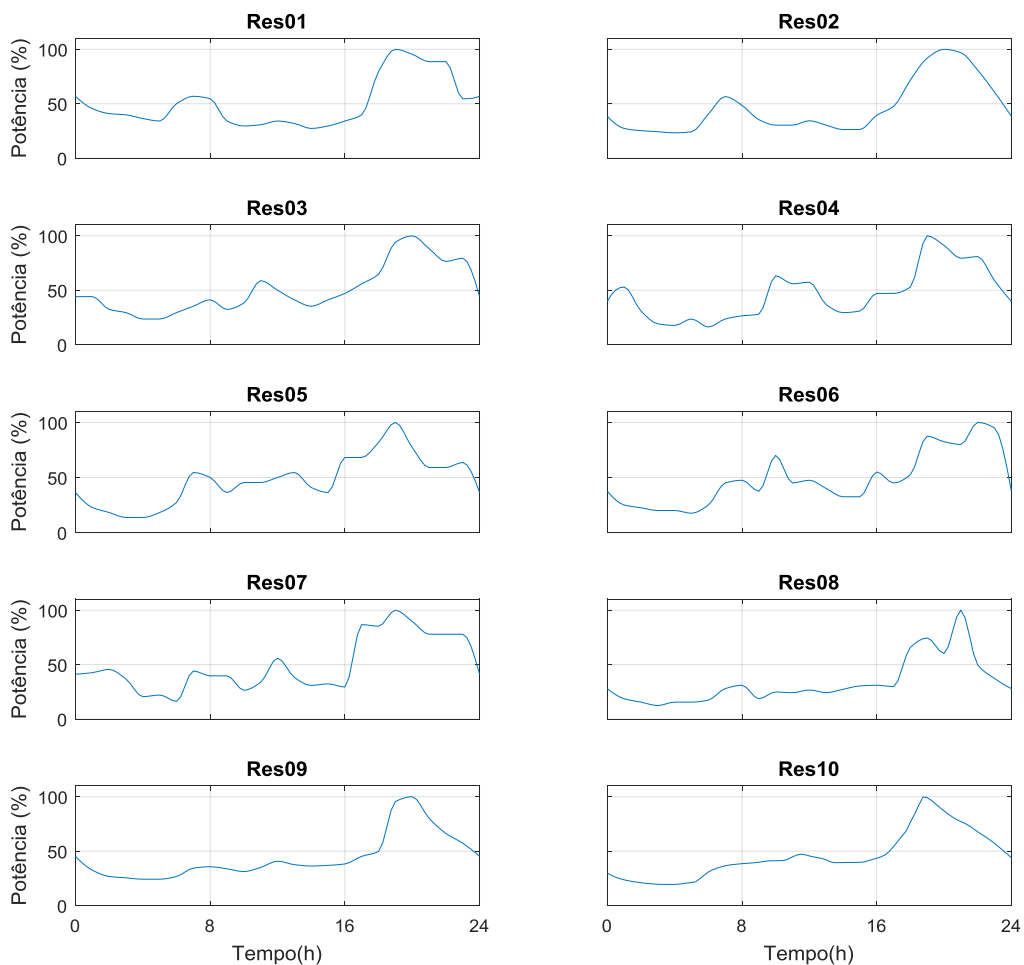


Figura 6.1. Perfis Residenciais

Fonte: Autoria Própria

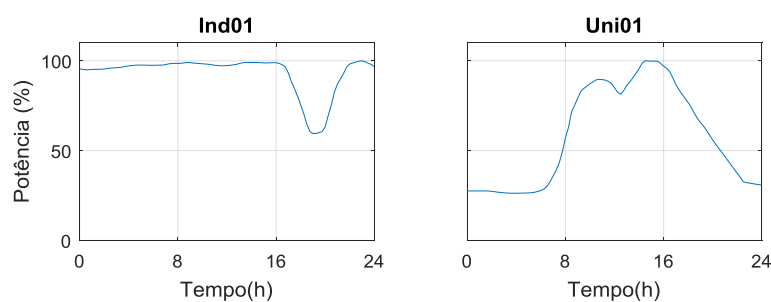


Figura 6.2. Perfis Industrial e Universitário

Fonte: Autoria Própria

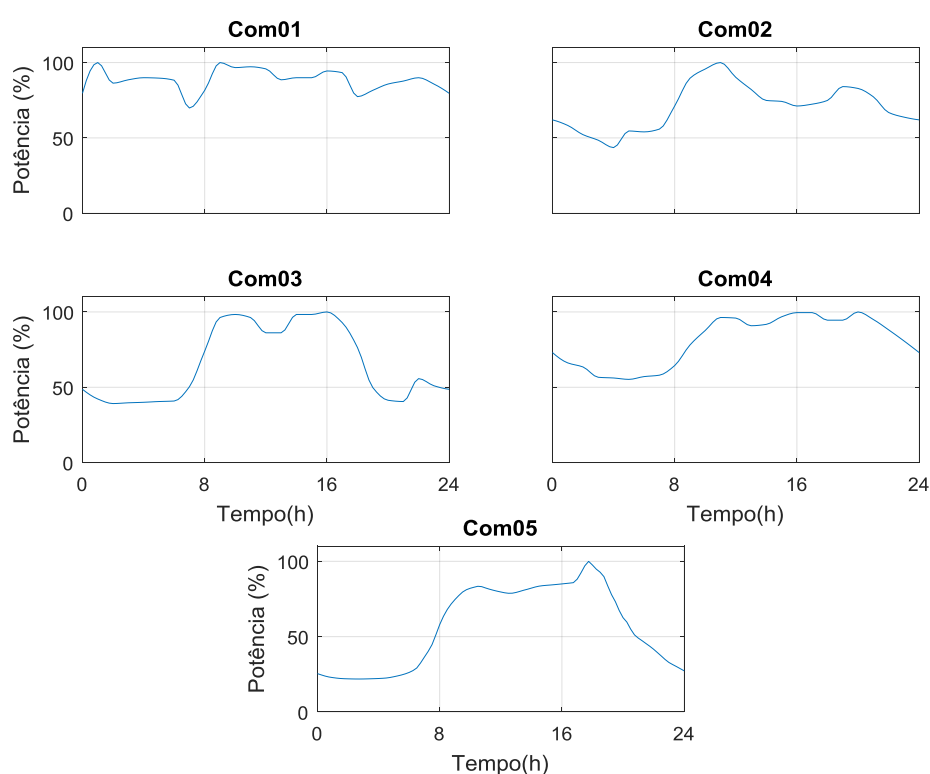


Figura 6.3. Perfis Comerciais

Fonte: Autoria Própria

6.3 REDE DE ESTUDO

A rede utilizada para validação da metodologia possui topologia fixa, sendo composta por 1 subestação e 4 alimentadores principais, com um total de 52 barras, 28 pontos de carga e, destes, 18 têm a presença de MFD. A topologia da rede de estudo é apresentada na Figura 6.4, indicando a nomenclatura adotada para as barras dos ramos principais e das sub-redes.

A distribuição das sub-redes em cada um dos alimentadores é mostrada na Tabela 6.1, assim como a quantidade de pontos de inserção de consumo de carga e da geração fotovoltaica.

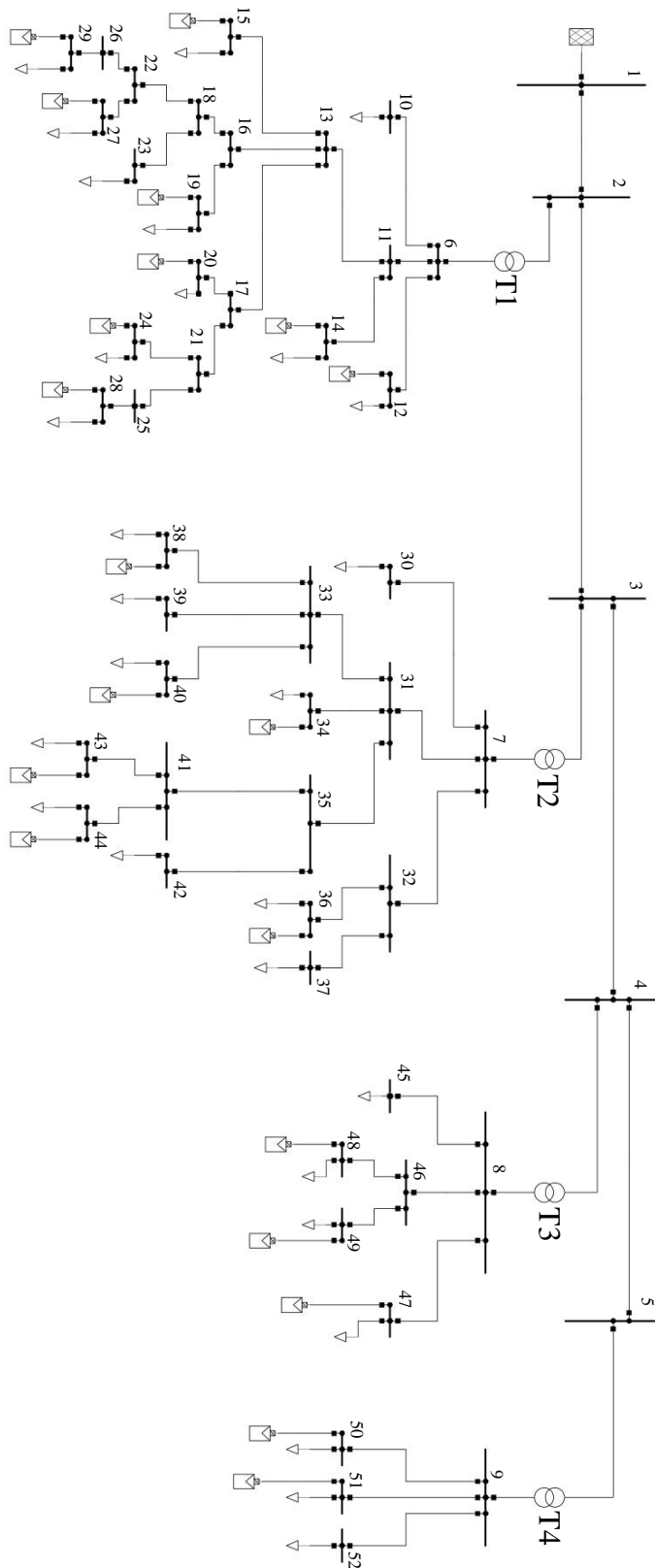


Figura 6.4. Topologia da Rede de Estudo

Fonte: Autoria Própria

Tabela 6.1. Distribuição das Sub-redes

Fonte: Autoria Própria

Alimentador	Quantidade de Barras	Pontos de Carga	Pontos de MFD
T1	21	11	9
T2	16	10	6
T3	6	4	3
T4	4	3	2

Para a primeira sub-rede, foi implementada uma topologia baseada em uma rede real (SOUZA et al., 2014). A segunda sub-rede foi baseada na primeira e, com a finalidade de estudo do desbalanceamento da rede, foi acentuado o desbalanceamento entre as fases. O estudo relativo a esta sub-rede, considerando a condição de equilíbrio entre fases, encontra-se publicado na referência (CORTE et al., 2019). As terceira e quarta sub-redes, embora sejam redes mais simples, foram implementadas com a finalidade de mostrar a eficácia do método para vários alimentadores, e apresentam também um acentuado desbalanceamento entre as fases. Para a terceira sub-rede a finalidade da implementação é a existência de uma Rede-Equivalente com um nítido desbalanceamento nas cargas vistas pelo alimentador, enquanto que, para a quarta, a motivação foi a obtenção de uma Rede-Equivalente sem a presença de mútuas entre as fases.

Os ramos principais são trifásicos e apresentam valores próprios de impedância $Z_{sp} = 0,1900 + j0,0949\Omega$ e mútuos de $Z_{sm} = 0,0193 + j0,0180\Omega$. Foram utilizados transformadores de potência de 75kVA com relação de tensão 13,8/0,22kV e impedância própria de $Z_{tp} = j0,03\Omega$, desconsiderando a presença de mútuas entre fases e de perdas por magnetização. As Tabelas 6.2 - 6.5 apresentam os dados dos ramos para cada sub-rede.

Tabela 6.2. Dados da Sub-rede T1

Fonte: Autoria Própria

Elemento	De	Para	$Z_p(\Omega)$	$Z_m(\Omega)$	Perfil de Carga	Fase(s)	
						Linha / Carga	MFD
L_{6-10}	6	10	0,0287+j0,0023	0,0042+j0,0006	Res01	AB	-
L_{6-11}	6	11	0,0278+j0,0059	0,0028+j0,0011		ABC	-
L_{6-12}	6	12	0,0287+j0,0023	0,0042+j0,0006	Res02	AC	C
L_{11-13}	11	13	0,0036+j0,0018	0,0004+j0,0003		ABC	-
L_{11-14}	11	14	0,0287+j0,0023	0,0042+j0,0006	Res03	BC	B
L_{13-15}	13	15	0,0038+j0,0019	0,0004+j0,0004	Com01	ABC	ABC
L_{13-16}	13	16	0,0020+j0,0010	0,0002+j0,0002		ABC	-
L_{13-17}	13	17	0,0095+j0,0048	0,0010+j0,0009		ABC	-
L_{16-18}	16	18	0,0128+j0,0064	0,0013+j0,0012		ABC	-
L_{16-19}	16	19	0,0287+j0,0023	0,0042+j0,0006	Res05	AC	C
L_{17-20}	17	20	0,0038+j0,0019	0,0004+j0,0004	Res06	ABC	ABC
L_{17-21}	17	21	0,0124+j0,0062	0,0013+j0,0012		ABC	-
L_{18-22}	18	22	0,0119+j0,0059	0,0012+j0,0011		ABC	-
L_{18-23}	18	23	0,0287+j0,0023	0,0042+j0,0006	Res08	AB	-
L_{21-24}	21	24	0,0038+j0,0019	0,0004+j0,0004	Com03	ABC	ABC
L_{21-25}	21	25	0,0122+j0,0061	0,0012+j0,0012		ABC	-
L_{22-26}	22	26	0,0119+j0,0059	0,0012+j0,0011		ABC	-
L_{22-27}	22	27	0,0038+j0,0019	0,0004+j0,0004	Res07	ABC	ABC
L_{25-28}	25	28	0,0038+j0,0019	0,0004+j0,0004	Res09	ABC	ABC
L_{26-29}	26	29	0,0287+j0,0023	0,0042+j0,0006	Com02	BC	C

Tabela 6.3. Dados da Sub-rede T2

Fonte: Aatoria Própria

Elemento	De	Para	$Z_p(\Omega)$	$Z_m(\Omega)$	Perfil de Carga	Fase(s)	
						Linha / Carga	MFD
L_{7-30}	7	30	0,0449+j0,0095	0,0046+j0,0018	Res10	ABC	-
L_{7-31}	7	31	0,0228+j0,0114	0,0023+j0,0022		ABC	-
L_{7-32}	7	32	0,0472+j0,0104	0,0069+j0,0027		AB	-
L_{31-33}	31	33	0,0299+j0,0063	0,0030+j0,0012		ABC	-
L_{31-34}	31	34	0,0314+j0,0069	0,0046+j0,0018	Res04	BC	C
L_{31-35}	31	35	0,0299+j0,0063	0,0030+j0,0012		ABC	-
L_{32-36}	32	36	0,0735+j0,0051	0,0000+j0,0000	Com04	A	A
L_{32-37}	32	37	0,0735+j0,0051	0,0000+j0,0000	Res06	B	-
L_{33-38}	33	38	0,0367+j0,0026	0,0000+j0,0000	Res07	A	A
L_{33-39}	33	39	0,0367+j0,0026	0,0000+j0,0000	Com05	B	-
L_{33-40}	33	40	0,0367+j0,0026	0,0000+j0,0000	Res03	C	C
L_{35-41}	35	41	0,0152+j0,0076	0,0015+j0,0014		ABC	-
$35-42$	35	42	0,0367+j0,0026	0,0000+j0,0000	Res09	B	-
L_{41-43}	41	43	0,0430+j0,0035	0,0062+j0,0009	Res06	AB	A
L_{41-44}	41	44	0,0430+j0,0035	0,0062+j0,0009	Com05	AC	A

Tabela 6.4. Dados da Sub-rede T3

Fonte: Aatoria Própria

Elemento	De	Para	$Z_p(\Omega)$	$Z_m(\Omega)$	Perfil de Carga	Fase(s)	
						Linha / Carga	MFD
L_{8-45}	8	45	0,0860+j0,0069	0,0125+j0,0018	Res06	AB	-
L_{8-46}	8	46	0,0860+j0,0069	0,0125+j0,0018		AC	-
L_{8-47}	8	47	0,0860+j0,0069	0,0125+j0,0018	Res02	BC	B
L_{46-48}	46	48	0,0860+j0,0069	0,0125+j0,0018	Com02	AC	A
L_{46-49}	46	49	0,0860+j0,0069	0,0125+j0,0018	Res10	AC	A

Tabela 6.5. Dados da Sub-rede T4

Fonte: Autoria Própria

Elemento	De	Para	$Z_p(\Omega)$	$Z_m(\Omega)$	Perfil de Carga	Fase(s)	
						Linha / Carga	MFD
L_{9-50}	9	50	$1,2245+j0,0854$	0	Uni01	A	A
L_{9-51}	9	51	$1,8368+j0,1281$	0	Ind01	B	B
L_{9-52}	9	52	$2,4490+j0,1708$	0	Res06	C	-

O consumo anual médio dos consumidores foi obtido por meio da integração da curva de carga média residencial no Brasil, disponível em (ELETROBRAS; PROCEL, 2007), adotando-se 1994,6kW, valor utilizado como base para cálculo de cada um dos consumidores. Este valor foi multiplicado, para os alimentadores T1-3, pela quantidade de fases conectadas no ponto de carga. Para o transformador T4 utilizou-se um fator multiplicativo de 2, a fim de representar cargas com consumo mais elevado.

6.4 CENÁRIOS DE ESTUDO

Dentre os diversos estudos realizados, foram selecionados 13 cenários para serem aqui detalhados. Os três primeiros têm por objetivo avaliar o impacto nas grandezas elétricas proveniente da crescente penetração de GD na rede. Esta começou em 0% no primeiro cenário (sem nenhuma MFD atuando) e foi sendo alterada com as unidades geradoras sofrendo aumento uniforme em sua geração até que se atingisse o máximo que o sistema fotovoltaico é capaz de gerar. A fim de se avaliar o impacto no balanceamento da rede, foram introduzidas MFD adicionais em determinadas barras, configurando o quarto e o quinto cenários, sendo que no último uma das fases apresenta geração maior que o consumo.

Visando avaliar o comportamento do modelo frente a redes mais precárias, três cenários foram propostos: (i) o sexto cenário considera os fatores de potência da carga como sendo 0,5 indutivo sem a atuação da MFD; (ii) o sétimo uma combinação de fatores indutivos e capacitivos de 0,5 e; (iii) o oitavo cenário avalia o fator de potência observado no quinto estudo frente à geração máxima das MFD.

Dois outros cenários foram simulados com a finalidade de se avaliar a eficácia dos dois métodos de solução de fluxo de potência implementados, de NR - Newton Raphson - e FB - *forward backward*. Para possibilitar esta análise foi realizado um balanceamento na rede e nas

cargas injetadas no sistema. Os valores da impedância de sequência positiva dos ramos, utilizados na simulação, encontram-se no Apêndice I.

Por fim, com o objetivo de se avaliar a metodologia com uma quantidade menor de alimentadores na rede, manteve-se a condição no quinto cenário e foram simulados três cenários adicionais: (i) o décimo primeiro com a desconexão de um dos alimentadores; (ii) o décimo segundo com a desconexão de dois alimentadores e; (iii) o décimo terceiro, mantendo-se somente um alimentador.

A Tabela 6.6 apresenta um sumário das especificidades de cada cenário estudado.

Tabela 6.6. Dados dos Cenários Simulados

Fonte: Autoria Própria

Cenário	Geração de MFD	Tipo de Rede	Fator de Potência	Método de Solução	Número de Alimentadores
01	0%	Desbalanceada	1	FB	4
02	50%	Desbalanceada	1	FB	4
03	100%	Desbalanceada	1	FB	4
04	100% + Inserção de MFD adicional em: L_{6-12} ; $e L_{16-19}$	Desbalanceada	1	FB	4
05	100% + Inserção de MFD adicional em: L_{6-12} ; L_{11-14} e L_{16-19}	Desbalanceada	1	FB	4
06	0%	Desbalanceada	0,5 Indutivo	FB	4
07	0%	Desbalanceada	0,5 Misto	FB	4
08	100%	Desbalanceada	0,5 Indutivo	FB	4
09	0%	Balanceada	1	FB	4
10	0%	Balanceada	1	NR	4
11	100% + Inserção de MFD adicional em: L_{6-12} ; L_{11-14} e L_{16-19}	Desbalanceada	1	FB	3
12	100% + Inserção de MFD adicional em: L_{6-12} ; L_{11-14} e L_{16-19}	Desbalanceada	1	FB	2
13	100% + Inserção de MFD adicional em: L_{6-12} ; L_{11-14} e L_{16-19}	Desbalanceada	1	FB	1

6.5 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA

Visando à validação da metodologia proposta todos os cenários foram simulados pelo *software* de referência utilizando a rede completa. Devido à grande quantidade de resultados gerados para validação, foram selecionados os mais relevantes para a análise aqui apresentada. Os resultados foram analisados utilizando as grandezas tensão (módulo) e potência nos alimentadores, para cada uma das fases.

Neste contexto, a Figura 6.5 mostra o comportamento das tensões onde se evidenciou o maior desvio entre a referência e a metodologia, que constituiu o sétimo cenário de análise. Nota-se que os maiores desvios se deram na fase B, sendo observados em todos os alimentadores. Percebe-se que a metodologia foi capaz de acompanhar o comportamento da tensão de forma adequada. Observa-se, ainda, pela Figura 6.6 e pela Figura 6.7, que o modelo, para o mesmo cenário de análise, não apresenta desvios perceptíveis para as circulações de potência ativa e reativa na rede.

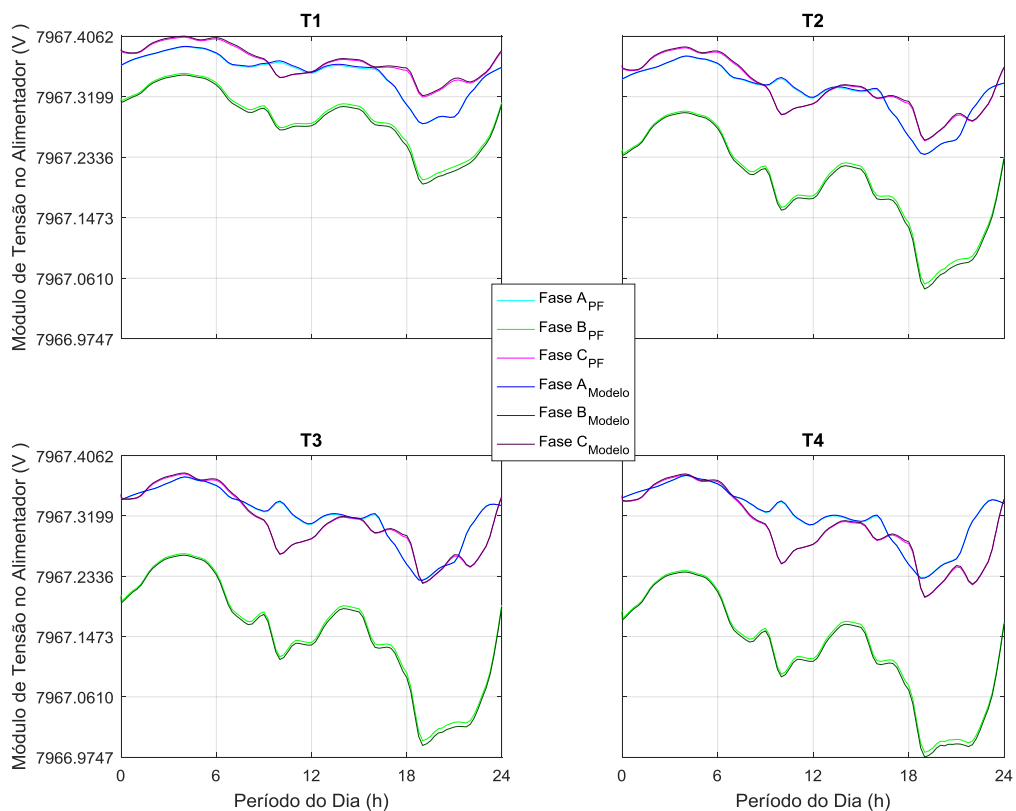


Figura 6.5. Comparação da Tensão para o Cenário 07

Fonte: Autoria Própria

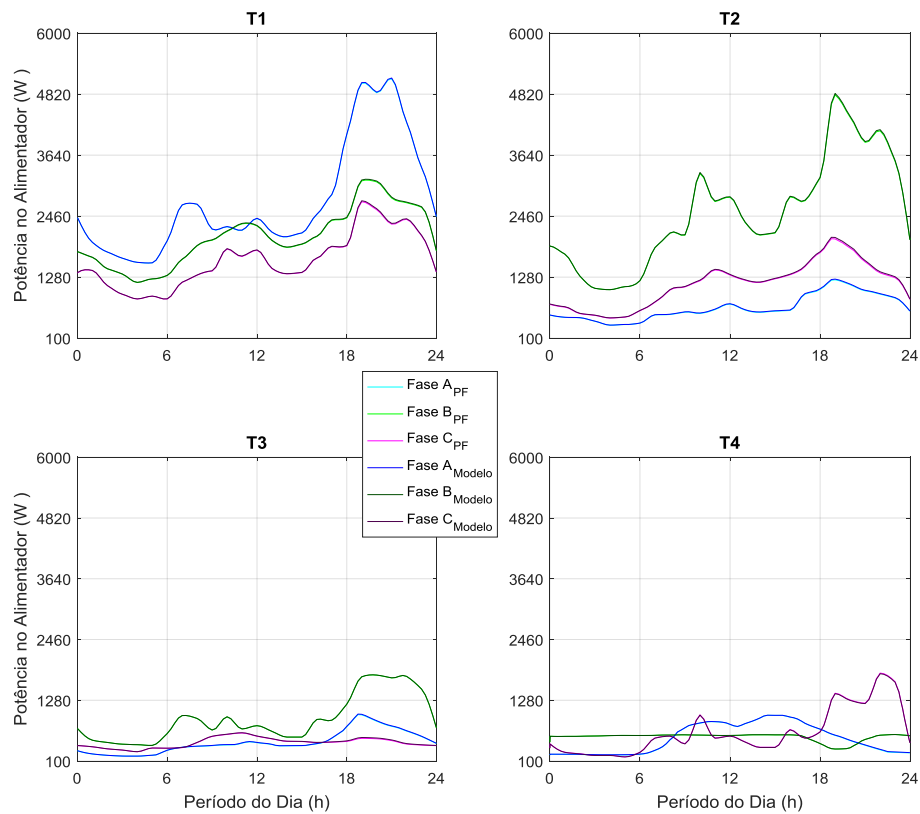


Figura 6.6. Comparação da Potência Ativa para o Cenário 07

Fonte: Autoria Própria

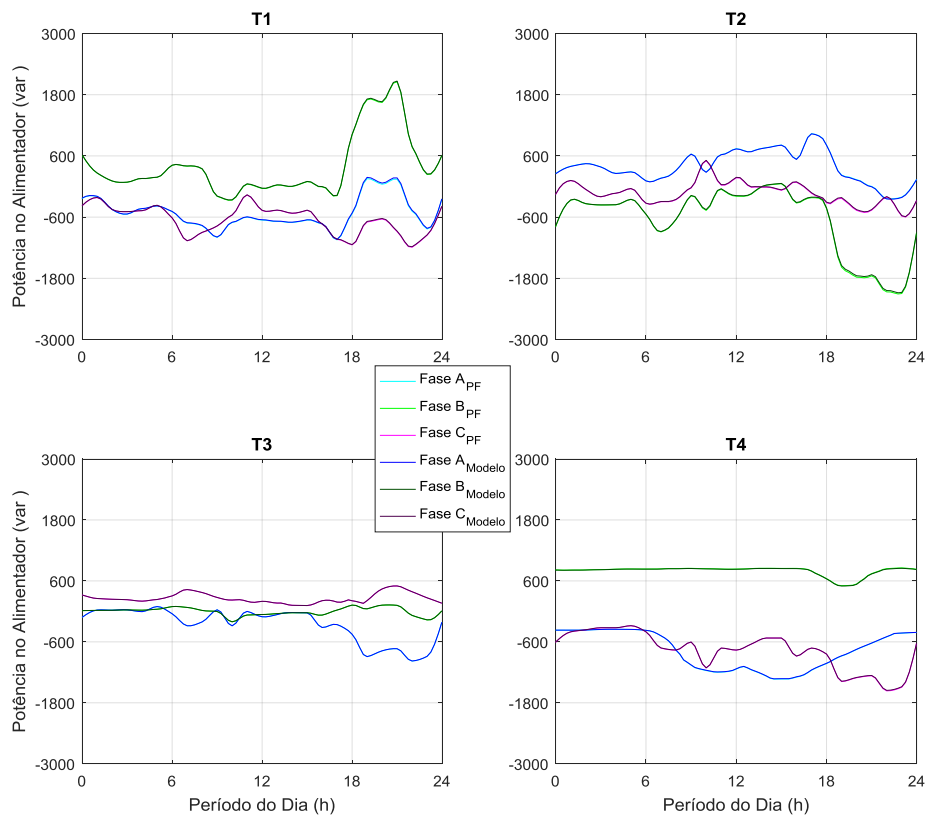


Figura 6.7. Comparação da Potência Reativa para o Cenário 07

Fonte: Autoria Própria

Em relação aos desvios nas potências ativa e reativa, considera-se o Cenário 05 como sendo de interesse para análise. Pela Figura 6.8 nota-se que a metodologia apresenta os maiores desvios na faixa negativa de potência ativa para a fase C no alimentador T1, que corresponde ao período em que a geração PV supera o consumo naquele instante, não existindo variações perceptíveis para as outras curvas. A Figura 6.9 mostra desvios mais visíveis, em especial para o alimentador T1, para as potências reativas no sistema. No entanto, o método proposto se mostra capaz de acompanhar a dinâmica das curvas. Adicionalmente, a Figura 6.10 mostra o comportamento das tensões para o cenário em questão.

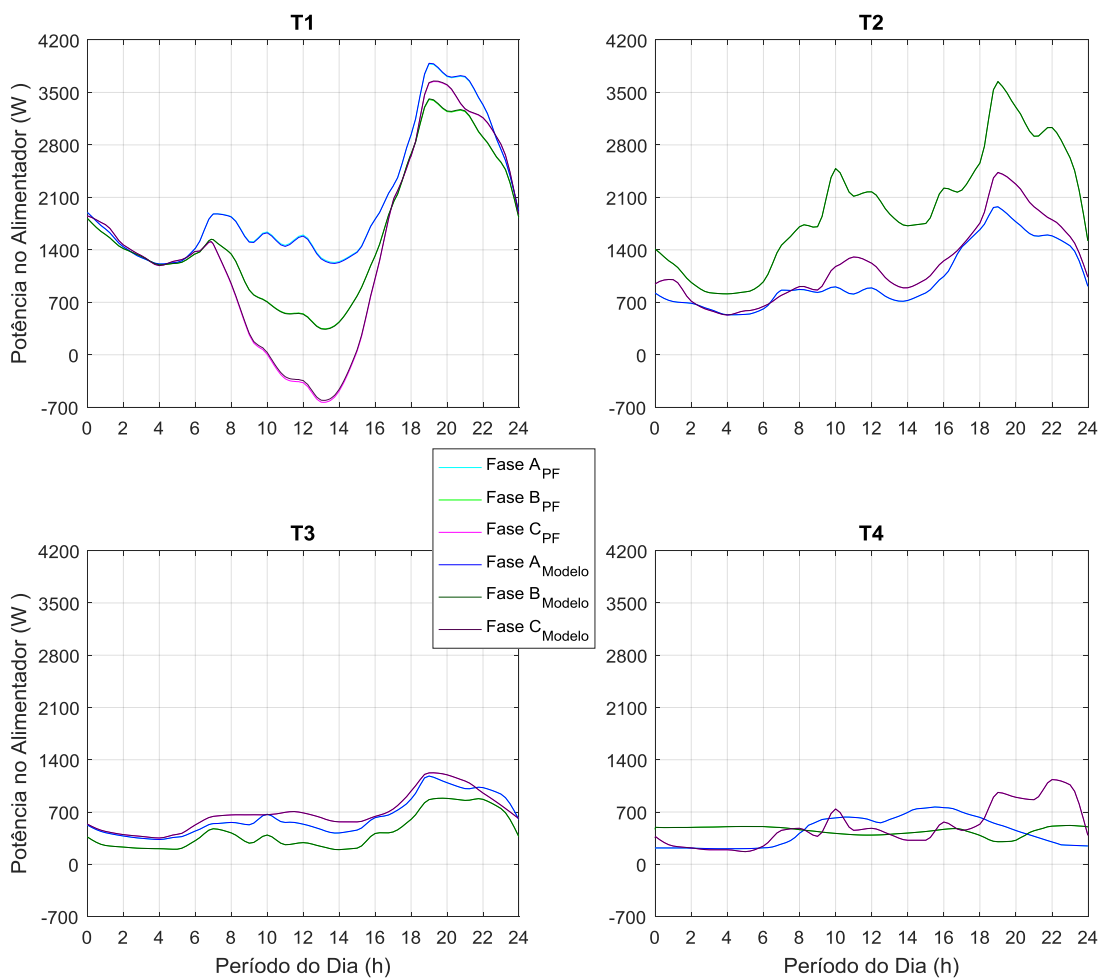


Figura 6.8. Comparação da Potência Ativa para o Cenário 05

Fonte: Autoria Própria

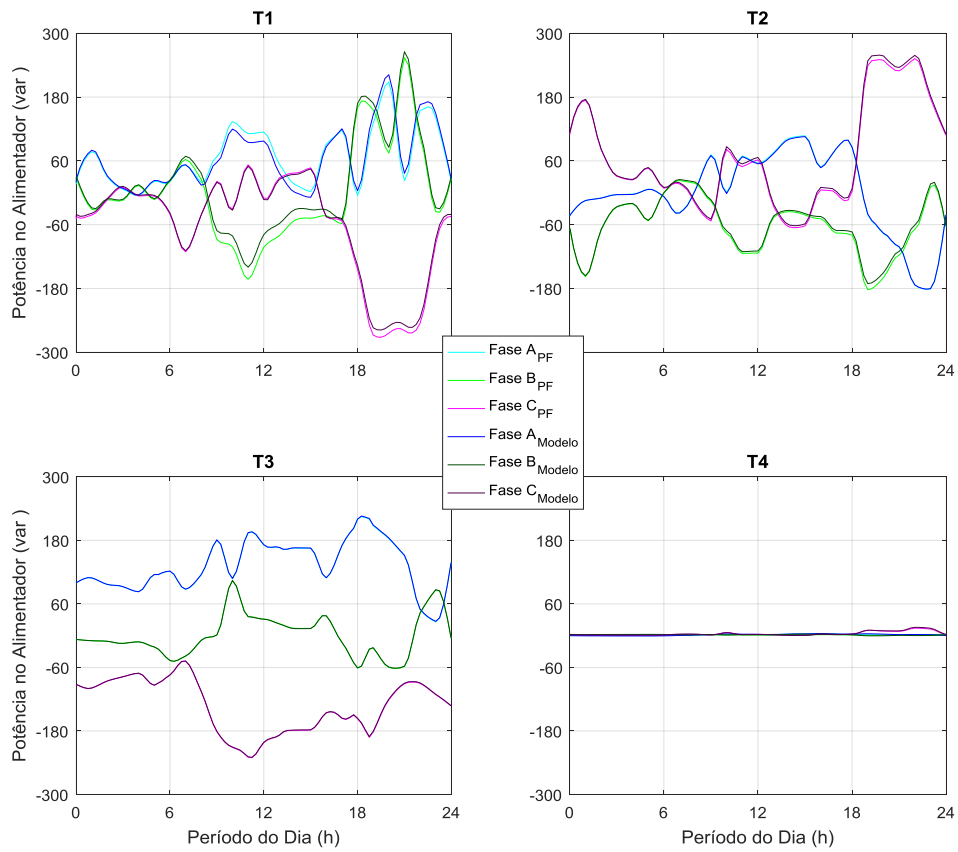


Figura 6.9. Comparação da Potência Reativa para o Cenário 05

Fonte: Autoria Própria

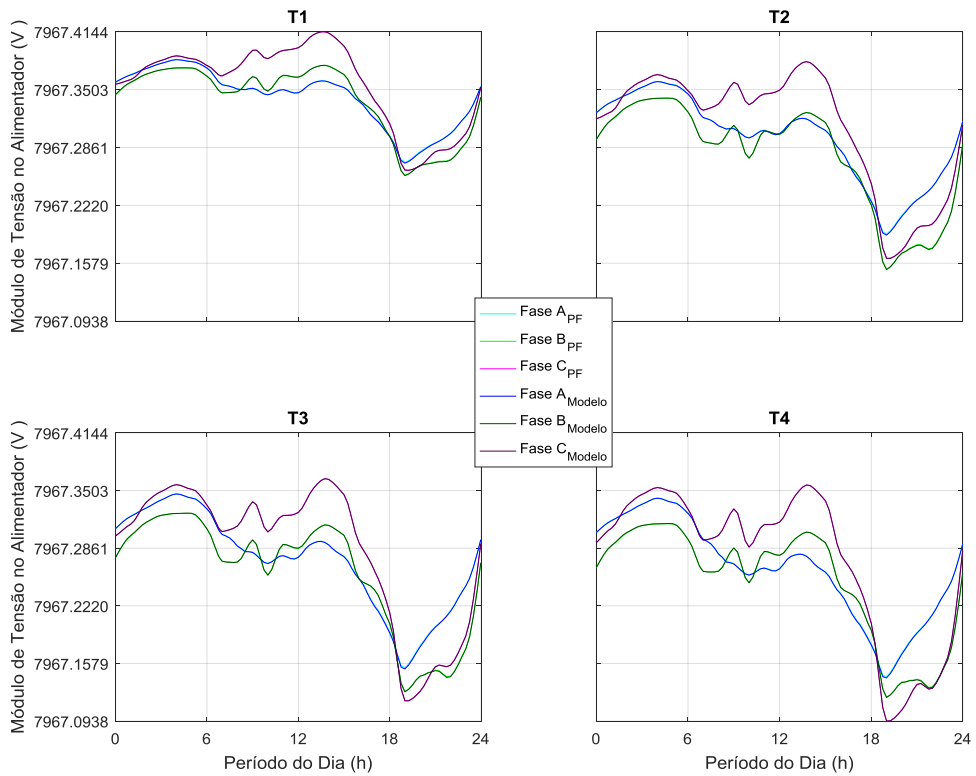


Figura 6.10. Comparação da Tensão para o Cenário 05

Fonte: Autoria Própria

Os desvios foram calculados para todos os cenários, tanto para as potências quanto para as tensões. Observou-se que, em todos os casos analisados em tensão, a máxima diferença se manteve na terceira casa decimal. Na Figura 6.11 são apresentados os valores para o Cenário 08, cenário este que registrou o maior desvio.

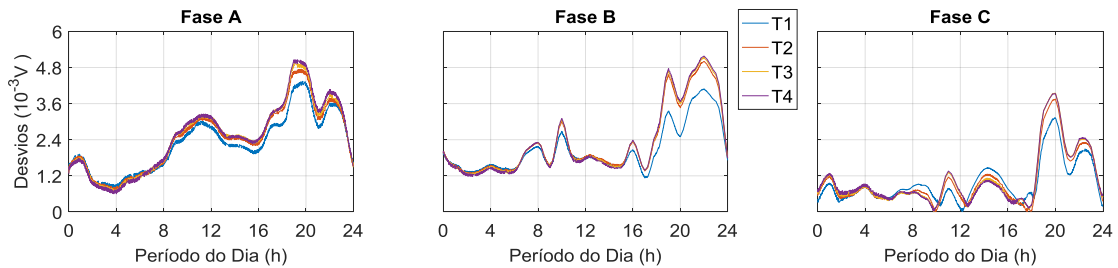


Figura 6.11. Desvios de Tensão para o Cenário 08
 Fonte: Autoria Própria

Atenção especial é dada aos desvios na potência ativa e reativa pois apresentaram valores mais elevados, sendo, portanto, considerados mais relevantes para análise. Neste contexto, são estudadas as diferenças obtidas no Cenário 06. Observa-se pela Figura 6.12, para a potência ativa, que o erro máximo foi da ordem de 40W e que, conforme mostrado pela Figura 6.13, os erros percentuais são inferiores a 1,6%.

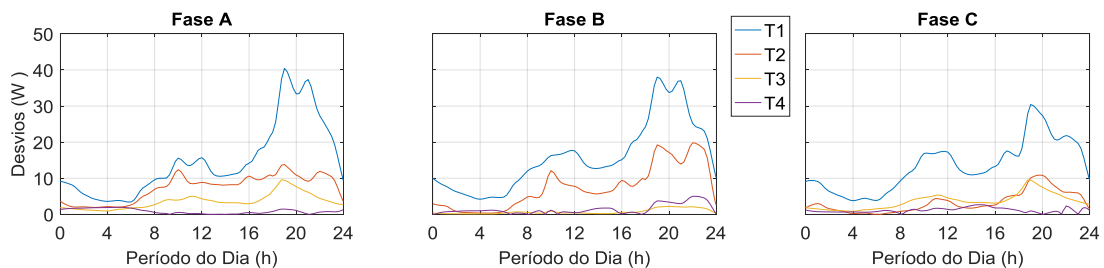


Figura 6.12. Desvios de Potência Ativa para o Cenário 06
 Fonte: Autoria Própria

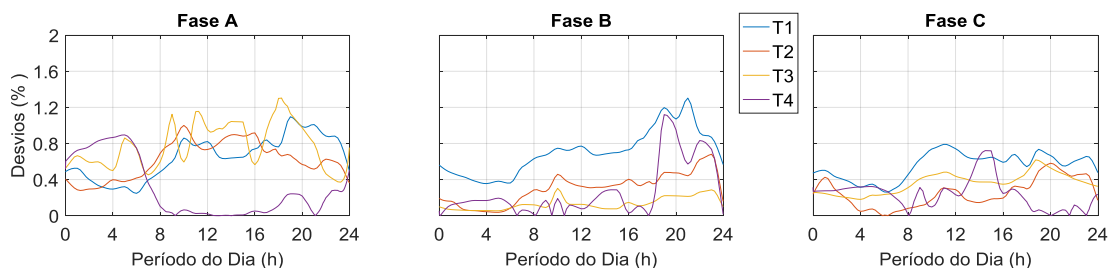


Figura 6.13. Desvios Percentuais de Potência Ativa para o Cenário 06
 Fonte: Autoria Própria

Realizando a mesma análise para a potência reativa, nota-se pela Figura 6.14 que o erro absoluto máximo se encontra na faixa de 70var, que corresponde a menos de 1,6% em termos percentuais para o cenário de análise, conforme ilustrado pela Figura 6.15.

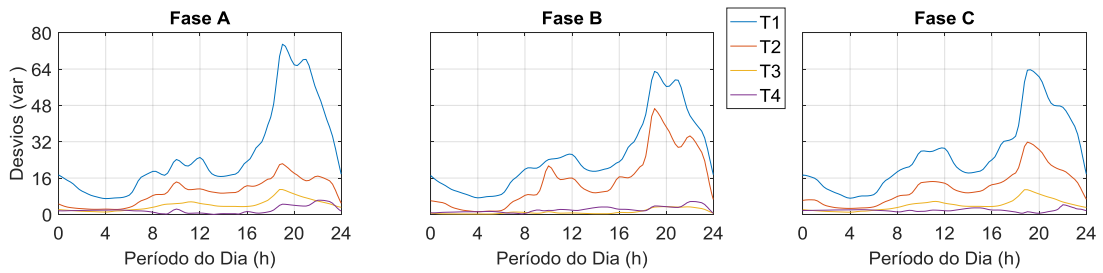


Figura 6.14. Desvios de Potência Reativa para o Cenário 06

Fonte: Autoria Própria

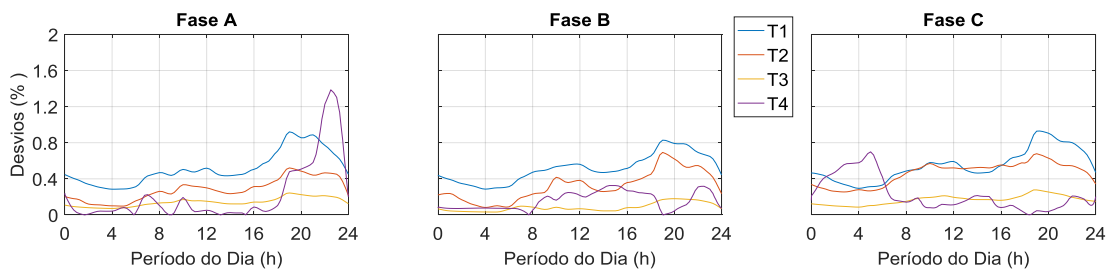


Figura 6.15. Desvios Percentuais de Potência Reativa para o Cenário 06

Fonte: Autoria Própria

Em termos percentuais, o modelo apresentou um erro maior no Cenário 05 de análise. A Figura 6.16 mostra que existiram dois picos de erros percentuais na fase do alimentador.



Figura 6.16. Desvios Percentuais de Potência Ativa para o Cenário 05

Fonte: Autoria Própria

Com a finalidade de analisar o instante de ocorrência dos pontos descritos, a Figura 6.17 mostra o resultado da simulação pela metodologia e pelo *software* de referência da fase C no alimentador T1 para o Cenário 05. A terceira curva registra os erros percentuais. Nota-se que os instantes de ocorrência dos maiores desvios percentuais são provenientes de um pequeno atraso na resposta da metodologia em relação à referência, ocorrido próximo da transição entre consumo e geração (potência ativa nula). Observa-se ainda que, embora tenha-se registrado tal fato, o modelo se mostra capaz de representar adequadamente a dinâmica imposta pela MFD.

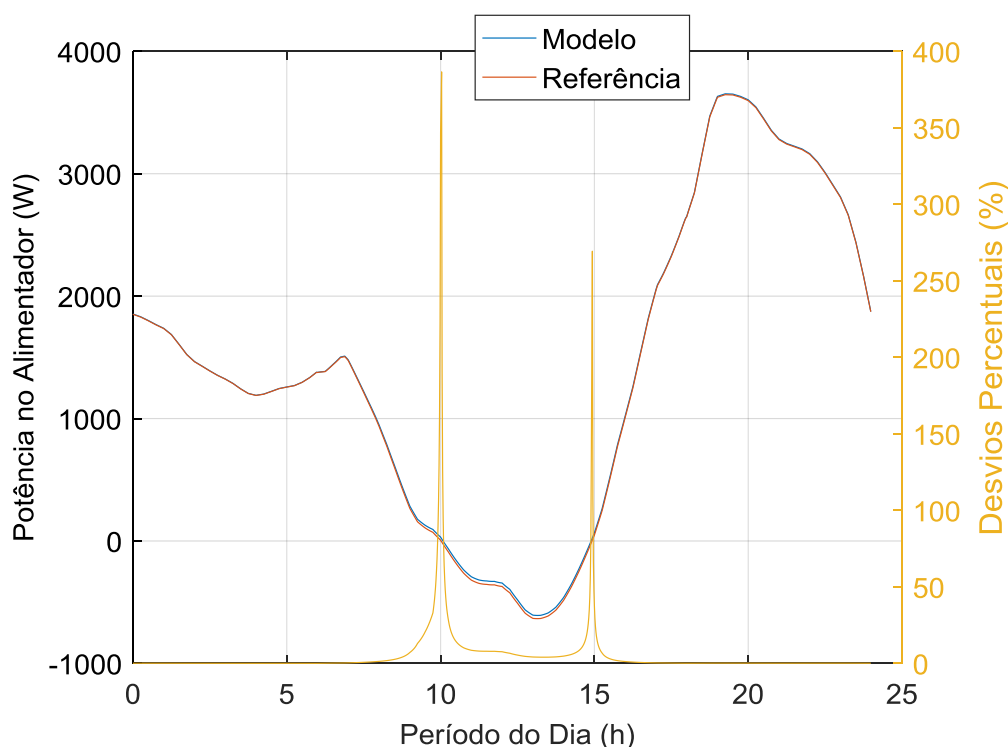


Figura 6.17. Comportamento da Fase C do Alimentador T1 no Cenário 05

Fonte: Autoria Própria

Em um primeiro momento, pensou-se que tal desvio pudesse ser uma consequência da maior quantidade de alimentadores na rede, ou seja, que o número de sub-redes substituídas por equivalentes pudesse estar influenciando o resultado final do sistema compacto. No entanto, ao se realizar a simulação da mesma rede, porém desconectando-se os transformadores T2, T3 e T4, observou-se a ocorrência do desvio.

Outra hipótese seria um atraso intrínseco à metodologia, tendo em vista que ela tem o objetivo de obter a resposta aproximada do sistema completo. No entanto, tal hipótese também foi descartada ao se realizar a simulação da mesma rede com uma configuração de carga diferenciada, não apresentando desvios percentuais significativos na transição. Acredita-se que o erro apresentado para esta fase neste cenário seja proveniente do diferente comportamento da potência nas fases. Embora tal situação tenha sido observada na potência, ela não ocorre na tensão do sistema.

Promovendo a remoção da potência, onde ocorreu o maior desvio percentual na Figura 6.16, obtém-se a Figura 6.18, mostrando que os erros percentuais restantes estão todos abaixo de 2%.

Um comportamento análogo pode ser observado na Figura 6.19, que mostra os erros percentuais na potência reativa. Observa-se pela figura que os desvios percentuais apresentam

o mesmo comportamento em relação à potência ativa, e que a magnitude dos mesmos se apresentam menores.

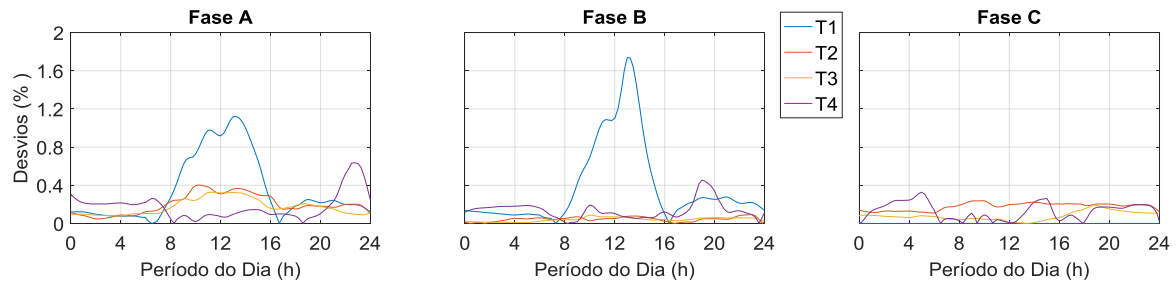


Figura 6.18. Desvios Percentuais de Potência Ativa no Cenário 05 Removendo-se a Fase C do Alimentador T1

Fonte: Autoria Própria

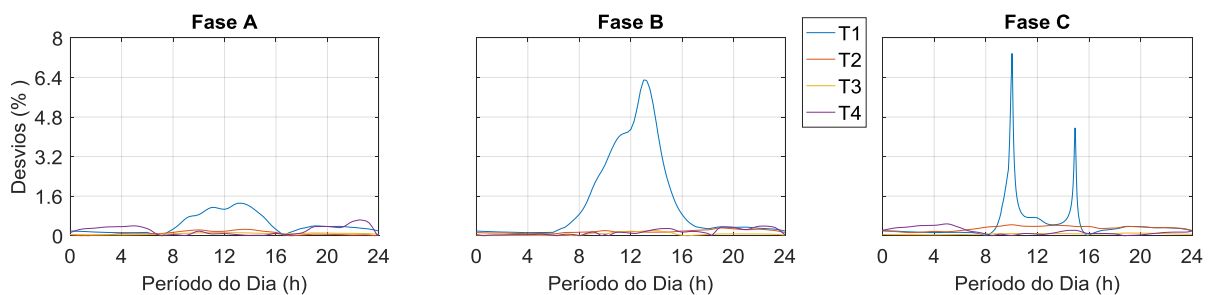


Figura 6.19. Desvios Percentuais de Potência Reativa para o Cenário 05

Fonte: Autoria Própria

A Tabela 6.7 mostra um detalhamento da ocorrência do maior erro percentual em potência aparente, assim como seu desvio padrão e os dados em potência ativa e reativa nesta situação, considerando o modelo proposto e a referência. Observa-se que, com exceção do Cenário 05 analisado, os erros máximos apresentam valores menores que 4% e desvios-padrão menores que 8VA, para os cenários com fator de potência próximo do unitário, e menores que 18VA, para os cenários com fator de potência inferior.

Analogamente, os pontos de ocorrência do máximo erro percentual em tensão ficaram todos na ordem da quinta casa decimal. Além disso, conforme mostrado na * Desconsiderando os pontos de transição entre consumo e geração de potência ativa, tem-se o valor de 9,59% para o erro máximo

Tabela 6.8, os desvios-padrão observados, para cada um dos cenários, ficaram na ordem da terceira casa decimal. Vale ressaltar que, com relação aos ângulos das tensões, não foram observados desvios consideráveis.

Tabela 6.7. Detalhamento dos Pontos de Erro Máximo em Potência para Todos os Cenários

Fonte: Autoria Própria

Cenário	Desvio Padrão (VA)	Máximo Erro (%)	Detalhamento da Ocorrência do Máximo Erro Percentual								
			Hora	Fase	Alimentador	Potência Ativa (W)			Potência Reativa (VAR)		
						Modelo	Referência	Desvio	Modelo	Referência	Desvio
01	4,43	0,90	22:30	A	T4	260,76	259,11	1,64	2,04	0,38	1,66
02	4,29	0,90	22:30	A	T4	260,76	259,11	1,64	2,04	0,38	1,66
03	4,20	0,90	22:30	A	T4	260,76	259,11	1,64	2,04	0,38	1,66
04	4,30	3,97	13:15	C	T1	149,44	143,64	5,80	37,77	36,82	0,95
05	7,31	85,31*	10:02	C	T1	18,26	-6,37	24,63	-30,41	-28,27	-2,13
06	17,49	1,19	22:30	A	T4	275,30	274,53	0,76	447,63	441,51	6,12
07	10,10	2,91	18:45	C	T3	548,36	532,26	16,10	158,88	157,48	1,40
08	17,17	1,19	22:30	A	T4	275,30	274,53	0,76	447,63	441,51	6,12
09	4,61	1,50	22:30	C	T4	575,31	566,86	8,45	1,77	0,92	0,85
10	4,59	1,50	22:30	C	T4	575,31	566,88	8,44	1,77	0,92	0,85

* Desconsiderando os pontos de transição entre consumo e geração de potência ativa, tem-se o valor de 9,59% para o erro máximo

Tabela 6.8. Detalhamento dos Pontos de Erro Máximo em Tensão para Todos os Cenários

Fonte: Autoria Própria

Cenário	Desvio Padrão (V)	Máximo Erro (%)	Detalhamento da Ocorrência do Máximo Erro Percentual					
			Hora	Fase	Alimentador	Tensão no Modelo (V)	Tensão de Referência (V)	Desvio (V)
01	7,76E-04	2,87E-05	19:45	A	T4	7967,1611	7967,1624	2,29E-03
02	8,01E-04	2,87E-05	19:45	A	T4	7967,1611	7967,1624	2,29E-03
03	8,40E-04	2,87E-05	19:45	A	T4	7967,1611	7967,1624	2,29E-03
04	1,10E-03	3,02E-05	13:42	C	T2	7967,3665	7967,3660	2,41E-03
05	1,10E-03	3,11E-05	13:32	C	T2	7967,3802	7967,3802	2,48E-03
06	2,20E-03	6,50E-05	22:00	B	T4	7966,8959	7966,9010	5,18E-03
07	3,56E-03	9,72E-05	19:01	B	T4	7966,9748	7966,9815	7,74E-03
08	2,25E-03	6,50E-05	22:00	B	T4	7966,8959	7966,9010	5,18E-03
09	3,82E-04	1,36E-05	22:04	B	T4	7967,1647	7967,1658	1,09E-03
10	3,81E-04	1,35E-05	22:04	B	T4	7967,1647	7967,1657	1,08E-03

A partir da análise dos resultados apresentados pelos estudos dos diversos cenários, conclui-se que a metodologia proposta, para solução de redes a partir da montagem de equivalentes e solução da rede reduzida, constitui uma ferramenta capaz de reproduzir com boa exatidão o estado da rede em todos os instantes de tempo simulados, mostrando-se adequada para a supervisão de redes elétricas.

6.6 COMENTÁRIOS SOBRE AS TÉCNICAS DE SOLUÇÃO E O DESEMPENHO COMPUTACIONAL DA METODOLOGIA

Este item apresenta uma avaliação do desempenho das técnicas de solução da rede quanto à sua exatidão. Com relação à aplicabilidade da metodologia, são tecidas considerações sobre o tempo de simulação, com o objetivo de ressaltar a capacidade de utilização da desta em ambiente de tempo real.

6.6.1 Avaliação do Desempenho da Metodologia de Solução da Rede

A fim de se avaliar o desempenho relativo à solução obtida pelas técnicas de cálculo de fluxo de potência implementadas (NR e FB), foram analisadas as simulações feitas nos Cenários 09 e 10. A Figura 6.20 mostra que ambas as técnicas convergiram para a mesma solução.

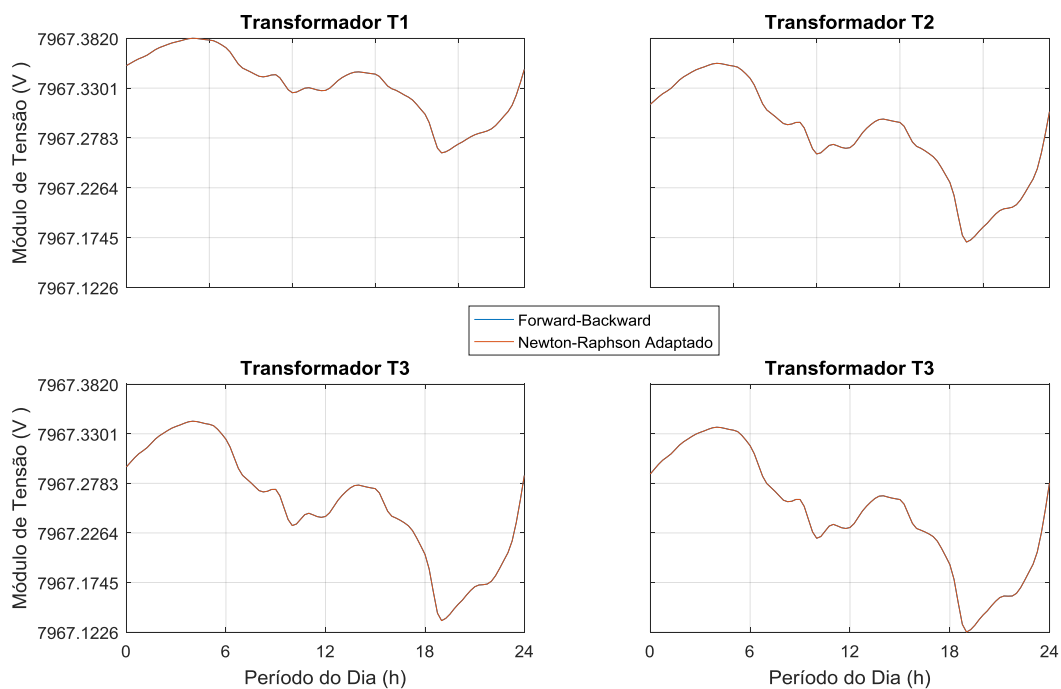


Figura 6.20. Comparação dos Métodos FB e NR

Fonte: Autoria Própria

6.6.2 Considerações Sobre o Tempo de Simulação

Visando identificar o potencial de aplicação da metodologia na operação em tempo real de redes elétricas, neste item encontra-se registrado o tempo de execução gasto nas simulações. Observa-se que a metodologia foi implementada e testada em um computador apresentando processador Intel i5-3450 e sem características de computação de alto desempenho. As técnicas de programação não tiveram como objetivo a implementação de programas computacionais

otimizados. Sendo assim, as considerações aqui apresentadas possuem apenas um caráter orientativo.

Todos os cenários simulados tiveram seu tempo de simulação computado. Os tempos de preparação (módulo *offline*) das equações para a solução do sistema e o tempo médio de simulação em cada instante (módulo de tempo real) para cada cenário são mostrados na Tabela 6.9.

Tabela 6.9. Tempo de Simulação dos Cenários

Fonte: Autoria Própria

Cenário	Tempo de Preparação (s)	Tempo Médio de Execução (ms)
01	0,124	0,59
02	0,135	0,59
03	0,173	0,59
04	0,109	0,58
05	0,154	0,59
06	0,105	0,90
07	0,120	0,85
08	0,103	0,89
09	0,179	0,37
10	1,273	645,84
11	0,099	0,25
12	0,112	0,17
13	0,128	0,11

Observa-se que o método FB apresentou um desempenho computacional mais elevado que a solução por NR. Na implementação deste último, para efeitos de simplificação, foi utilizada a biblioteca de variáveis simbólicas do MATLAB. Esta biblioteca é consideravelmente mais custosa em termos computacionais do que a implementação das equações de potência e da matriz Jacobiana por meio de equações fechadas.

Ressalta-se que, embora o tempo de preparação do ambiente tenha sido semelhante nos Cenários 01-09, a execução para os casos com menor fator de potência demandou um custo computacional mais elevado do que aqueles próximos do unitário. Isto indica maior esforço da

metodologia proposta na determinação do estado da rede em situações de muita circulação de potência reativa.

A redução de alimentadores na rede fez com que o tempo de simulação diminuísse consideravelmente em relação à simulação da rede completa. Além disso, para cargas mais elevadas o custo computacional foi maior. Pela técnica NR sabe-se que a inversão da matriz Jacobiana torna-se mais crítica na solução de redes muito carregadas e, por FB, que são necessárias mais iterações para atingir a solução do sistema nestas mesmas condições.

Nota-se ainda que o desempenho computacional na simulação da rede balanceada foi melhor do que o da simulação das redes desbalanceadas, sugerindo que a necessidade de cômputo das três fases demanda um custo computacional mais elevado. Não necessariamente houve relação linear com respeito à quantidade de fases calculadas. Os tempos obtidos em cada instante são mostrados nas Figuras 6.21 e 6.22.

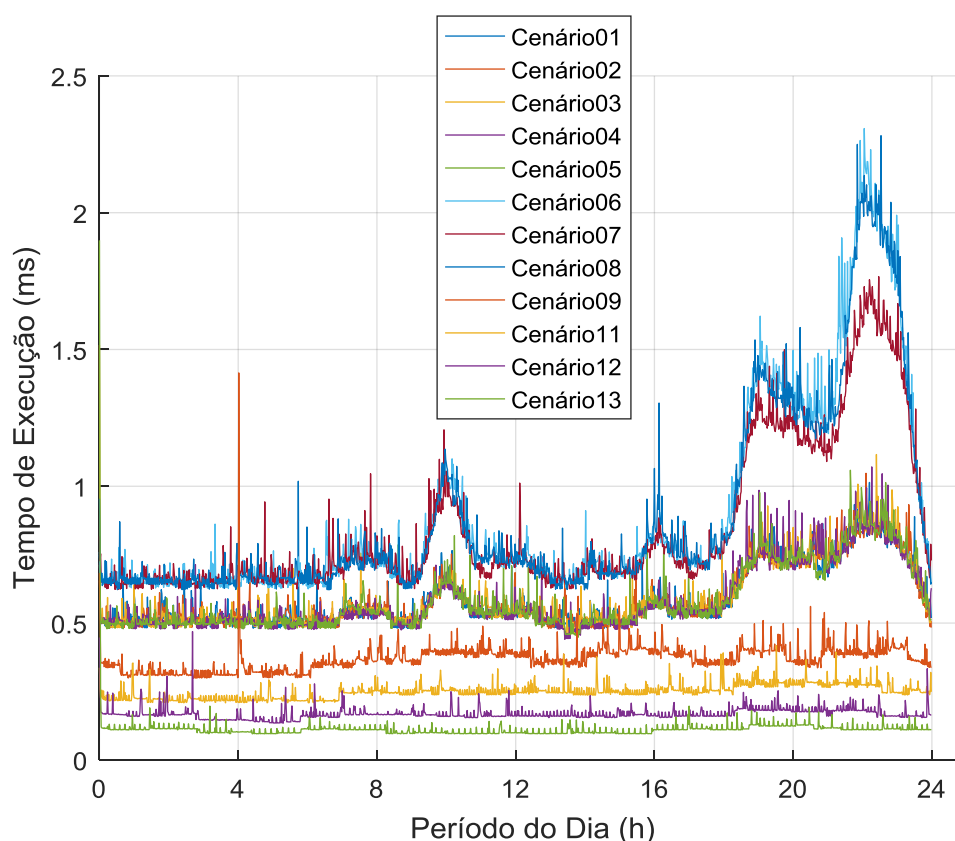


Figura 6.21. Tempo de Simulação dos Cenários 01-09;11-13

Fonte: Autoria Própria

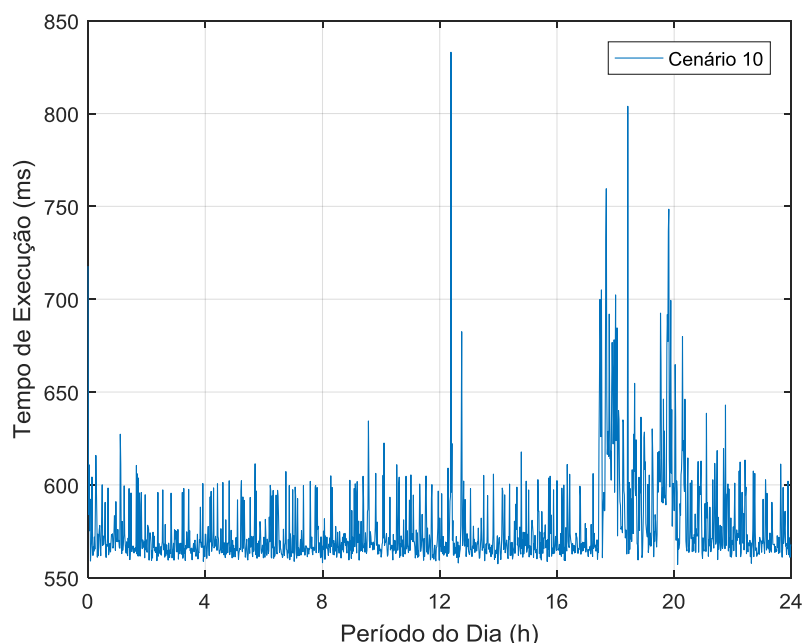


Figura 6.22. Tempo de Simulação do Cenário 10

Fonte: Autoria Própria

Observa-se que os instantes de maior consumo de carga no sistema demandaram, em média, um custo computacional mais elevado. Mesmo assim, as médias dos tempos de simulação foram todas inferiores a um segundo, indicando o potencial da metodologia para aplicações em tempo real.

6.7 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA – EXEMPLOS ESPECÍFICOS

Para exemplificar o potencial de aplicação da metodologia na análise de sistemas de distribuição, foram executados estudos do comportamento do estado da rede frente a diferentes condições operativas. Estes consideraram a crescente inserção de MFD e seu impacto no desbalanceamento das fases do circuito, bem como a influência do baixo fator de potência nas tensões da rede.

6.7.1 Estudo com a Crescente Inserção de MFD Considerando FP Unitário na UCG

Visando estudar o comportamento da rede com a crescente inserção de MFD no sistema, foram agrupados os cenários 01, 02 e 03 e as curvas separadas por fase. A Figura 6.23 mostra a tensão em cada um dos cenários para o alimentador T3. A escolha do alimentador se deu por questões de visibilidade da curva, pois todos os transformadores apresentaram comportamento semelhante.

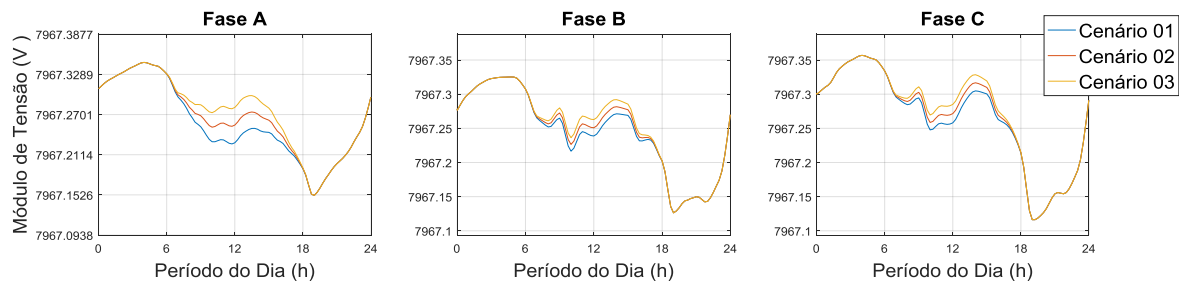


Figura 6.23. Impacto da Inserção de MFD nas Tensões Vistas do Alimentador T3

Fonte: Autoria Própria

Torna-se visível o aumento dos módulos de tensão do alimentador decorrentes da crescente inserção de MFD. Nota-se também que, para os perfis de carga analisados, o instante de máxima geração fotovoltaica e de maior consumo são não coincidentes. Isto faz com que a tensão, no período em que se está caminhando para o consumo máximo (menor tensão), apresente variações cada vez maiores, o que pode configurar um desafio para definição de ações de controle. Ressalta-se, portanto, a necessidade de supervisão de uma maior parcela da rede, enfatizando a relevância da aplicação da metodologia proposta no sentido de se evitarem manobras emergenciais e possíveis desligamentos.

6.7.2 Estudo do Desbalanceamento na Rede Proveniente da MFD

Uma situação atualmente ainda hipotética, mas que pode se tornar uma realidade nos próximos anos, é aquela em que a geração das UCG ultrapassa o consumo em determinados instantes do dia, fazendo com que uma ou mais unidades que outrora eram consumidoras se tornem geradoras de energia.

A injeção de potência proveniente deste fato terá impacto direto no balanceamento das cargas das redes de distribuição e, conseqüentemente, nos balanceamentos das tensões nas redes.

Nos projetos de sistemas de distribuição, procura-se obter um melhor balanceamento das cargas vistas a partir do alimentador, considerando cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas, embora a rede seja naturalmente desbalanceada, apresentando ramos com três, duas ou somente uma fase. Como a inserção de MFD pode se dar em UCG trifásicas, bifásicas e monofásicas, esta tende a influenciar o balanceamento anteriormente previsto. Como, em princípio, não se prevê onde ocorrerão tais inserções na rede, não há como antecipar como ela afetará seu desbalanceamento.

Esta percepção sobre o impacto da MFD no desbalanceamento entre as fases do circuito tem sido pouco explorada. Neste trabalho, tendo em vista o potencial da metodologia implementada, tal aspecto foi acrescentado às análises.

A fim de possibilitar um estudo neste contexto, a Figura 6.24 ilustra o comportamento das tensões nos Cenários 01, 04 e 05 para o alimentador T3. A escolha deste alimentador se deu por razão de permitir melhor percepção do desbalanceamento.

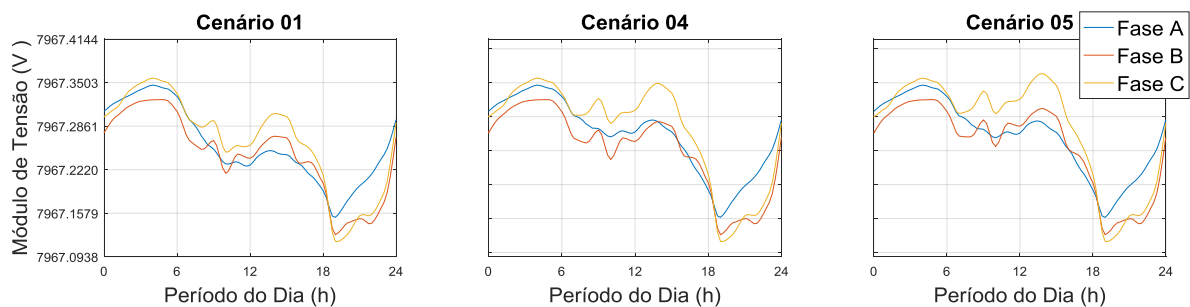


Figura 6.24. Impacto da Inserção de MFD no Balanceamento das Tensões

Fonte: Autoria Própria

Como forma de estressar o desbalanceamento da rede, foram introduzidas MFD adicionais principalmente na fase C. Nota-se pela Figura 6.24 que as fases A e B, embora apresentem comportamentos distintos, estão em níveis de tensão semelhantes na maior parte do dia, para todos os cenários. Em contrapartida, observa-se que as tensões na fase C, quanto maior a inserção de MFD, mais se distancia das demais no período de geração.

O impacto no desbalanceamento das grandezas elétricas precisa ser considerado, exigindo revisão das estratégias já adotadas no setor, principalmente aquelas voltadas às redes de níveis mais elevados de tensão, uma vez que estas são consideradas equilibradas devido ao balanceamento que tradicionalmente é feito a partir dos transformadores de distribuição.

6.7.3 Estudo de Redes com Baixo Fator de Potência da UCG

Três cenários hipotéticos, onde o fator de potência, que usualmente se encontra próximo da unidade, apresenta um valor de 0,5. Nestes cenários foi avaliado o impacto do fator de potência da UCG no balanceamento de tensões entre fases sem a inserção de MFD e, posteriormente, o impacto da adição de MFD em redes com esta característica.

A Figura 6.25 evidencia como a potência reativa e os módulos de tensão estão relacionados, de forma que para redes com menor fator de potência nas cargas (maior injeção de reativos na rede) existe uma maior variabilidade na tensão.

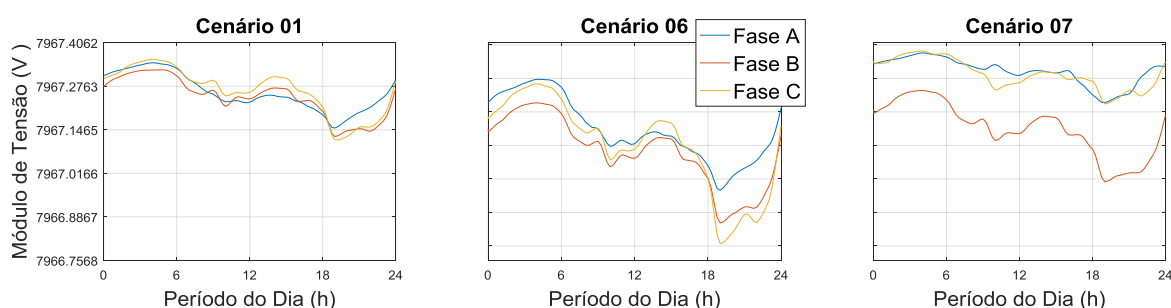


Figura 6.25. Impacto do Fator de Potência no Balanceamento das Tensões

Fonte: Autoria Própria

Nota-se que houve um leve aumento no desbalanceamento das tensões provenientes deste fato no cenário 06, onde todas as cargas apresentaram FP 0,5 Indutivo. Ao se mesclarem fatores indutivos com capacitivos, observa-se que existe uma piora considerável no desbalanceamento, evidenciando como o fator de potência da carga é um indicador da qualidade da rede e ressaltando a importância de mantê-lo o mais próximo da unidade.

6.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados e análises apresentados neste capítulo comprovam a consistência, robustez e eficiência da metodologia proposta na dissertação. Em todos os cenários analisados esta se mostrou capaz de acompanhar a dinâmica da rede e de calcular o estado com exatidão, cumprindo seu objetivo de forma adequada.

A validação dos procedimentos foi realizada por meio de diversos e diferentes cenários abrangendo desde perspectivas passadas, onde não havia a presença de MFD, até perspectivas futuras, onde a geração em determinados instantes do dia pode superar o consumo. Adicionalmente, foram considerados aspectos de qualidade da carga, baseados em seu fator de potência, incluindo a simulação de casos hipotéticos onde esta qualidade se encontra abaixo do limite operacional aceitável pelas concessionárias, visando avaliar a resposta da metodologia frente a condições extremas.

A metodologia proposta se mostra de fácil implementação e apresenta desempenho computacional condizente com aplicações de tempo real, evidenciando seu potencial para uso em centros de operação e subestações, na supervisão das redes de distribuição de BT. Vale ressaltar que a proposta pode ser utilizada também em etapas de estudos, não se restringindo à supervisão em tempo real.

7

CONCLUSÕES

Com o crescente aumento da inserção de MFD em redes de BT, atenção especial tem sido dada às redes de distribuição. O desenvolvimento de equivalentes cresce em importância, visando a uma representação da rede que permita análises de forma mais direta e simplificada.

A concepção de equivalentes voltados para as redes de distribuição de BT com inserção de MFD envolve, além da complexidade inerente às técnicas de redução de redes, dificuldades relacionadas às especificidades deste tipo de rede. A dicotomia carga/geração e o desbalanceamento da rede podem ser citados como exemplos.

A aplicação de técnicas para cálculo de fluxo de potência adotadas em sistemas de transmissão quase sempre não podem ser adotadas nos de baixa tensão, requerendo o desenvolvimento de formulações específicas. As elevadas dimensões das redes de BT e a ausência de medições em número e localização apropriadas, para uma supervisão adequada, configuram fatores complicadores.

A metodologia proposta nesta dissertação, considerando todos os fatores adversos citados, apresenta resultados extremamente positivos, mostrando-se capaz de determinar o estado da rede com exatidão.

Os estudos relativos ao desempenho computacional da proposta mostram que o maior custo se dá no módulo de análise *off-line*, etapa que não apresenta restrição no limite de tempo de execução. O módulo de aplicação em tempo real apresenta tempos operacionalmente aceitáveis para este tipo de aplicação. Isto indica que a metodologia proposta se configura em uma ferramenta prática para realização de estudos de planejamento e se mostra adequada para execução em tempo real, auxiliando a tomada de decisões sobre ações de controle.

Como proposta de continuidade, sugere-se a modelagem e incorporação de equipamentos de controle, visando contribuir, no futuro, não apenas para a supervisão, mas também para o controle das grandezas elétricas da rede, em especial a tensão dos barramentos. Sugerem-se ainda estudos mais aprofundados para tratamento dos desvios específicos encontrados em relação à rede completa. Pode ser citada, também, a implementação de algoritmos adicionais para formação da matriz nodal de barras. Análises mais detalhadas sobre a eficiência computacional do método são também sugeridas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (ABDEL-AKHER; NOR; RASHID, 2005) ABDEL-AKHER, M.; NOR, K. M.; RASHID, A. H. A. Improved three-phase power-flow methods using sequence components. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, p. 1389–1397, 2005.
- (ABSOLAR, 2017) ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios**. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2017.
- (ALINJAK; PAVIĆ; STOJKOV, 2016) ALINJAK, T.; PAVIĆ, I.; STOJKOV, M. Improvement of backward/forward sweep power flow method by using modified breadth-first search strategy. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 11, n. 1, p. 102–109, 2016.
- (ALMEIDA, 2015) ALMEIDA, A. B. **Um Modelo Unificado para Análise de Geração Distribuída em Sistemas de Transmissão e Distribuição**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica): Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, Brasil, 2015.
- (ANDRADE, 2014) ANDRADE, M. M. S. **Uso de medições fasoriais na determinação de equivalentes para avaliação da estabilidade de tensão dos sistemas elétricos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2014.
- (ANDRADE, 2018) ANDRADE, P. R. A. **Metodologias para Avaliação da Estabilidade de Tensão - Análise do Comportamento dos Equivalentes de Redes Elétricas**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2018.
- (ANEEL, 2012a) ANEEL. **Resolução Normativa nº482, de 17 de Abril de 2012**. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2012a.
- (ANEEL, 2012b) ANEEL. **Resolução Normativa nº517, de 11 de Dezembro de 2012**. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2012b.
- (ANEEL, 2014) ANEEL. **Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE**. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2014.

- (ANEEL, 2015) ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2015.
- (ANEEL, 2017a) ANEEL. **Atualização das Projeções de Consumidores Residenciais e Comerciais com Microgeração Solar Fotovoltaicos no Horizonte 2017-2024**. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2017a.
- (ANEEL, 2017b) ANEEL. **Resolução normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017**. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2017b.
- (ANEEL, 2019) ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**, 2019.
- (BARBOSA, 2018) BARBOSA, R. D. **Análise de Sensibilidade de Metodologias para Monitoramento da Segurança do Sistema Elétrico Quanto à Estabilidade de Tensão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2018.
- (BERG; HAWKINS; PLEINES, 1967) BERG, R.; HAWKINS, E. S.; PLEINES, W. W. Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-86, n. 4, p. 415–421, 1967.
- (CHANG; CHU; WANG, 2007) CHANG, G. W.; CHU, S. Y.; WANG, H. L. An improved backward/forward sweep load flow algorithm for radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 2, p. 882–884, 2007.
- (CHEN; DILLON, 1974) CHEN, M.; DILLON, W. E. Power System Modeling. **Proceedings of the IEEE**, v. 62, n. 7, p. 901–915, 1974.
- (CHEN et al., 1991) CHEN, T. et al. Three-phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 6, n. 4, p. 1671–1681, 1991.
- (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995) CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A Three-Phase Power Flow Method for Real-Time Distribution System Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 9, 1995.
- (CÓRCOLES et al., 2008) CÓRCOLES, F. et al. Three-Phase Transformer Modelling for Unbalanced Conditions. Part 1: Core Modelling and Introductory Examples. **IET Electric Power Applications**, v. 2, n. 2, 1 mar. 2008.

- (CÓRCOLES et al., 2009) CÓRCOLES, F. et al. Three-Phase Transformer Modelling for Unbalanced Conditions. Part II: General Formulation. **IET Electric Power Applications**, v. 3, n. 1, p. 19, 2009.
- (CORTE et al., 2019) CORTE, G. D. et al. **Unidade Consumidora-Geradora Equivalente para Supervisão de Redes de Baixa Tensão com a Presença de Microgeração Fotovoltaica Distribuída**. In: XVIII ERIAC, 2019, Foz do Iguaçu. **Anais...Foz do Iguaçu, PR, Brasil: CIGRÉ**, 2019.
- (COSTA, VM ; MARTINS, NELSON; PEREIRA, 1999) COSTA, VM ; MARTINS, NELSON; PEREIRA, J. L. Developments in the Newton Raphson power flow formulation based on current injections. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 4, p. 1320–1326, 1999.
- (DIAZ; GOMEZ-ALEIXANDRE; COTO, 2016) DIAZ, G.; GOMEZ-ALEIXANDRE, J.; COTO, J. Direct Backward/Forward Sweep Algorithm for Solving Load Power Flows in AC Droop-Regulated Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 5, p. 2208–2217, 2016.
- (DIGSILENT GMBH, 2019) DIGSILENT GMBH. **DigSILENT Power Factory**. Disponível em: <<https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>>. Acesso em: 13 jun. 2019.
- (DOPAZO; IRISARRI; SASSON, 1979) DOPAZO, J. F.; IRISARRI, G.; SASSON, A. M. Real-Time External System Equivalent for On-line Contingency Analysis. **IEEE Transaction on Power Apparatus and SYstems**, v. PAS-98, n. 6, p. 2153–2171, 1979.
- (DÖFLER; BULLO, 2013) DÖRFLER, F.; BULLO, F. Kron reduction of graphs with applications to electrical networks. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers**, v. 60, n. 1, p. 150–163, 2013.
- (ELETROBRAS; PROCELL, 2007) ELETROBRAS; PROCEL. **Avaliação do Mercado de Eficiência Energética no Brasil: Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso - Ano Base 2005**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: PROCEL, 2007.
- (ELGERD, 1973) ELGERD, O. I. **Electric Energy Systems Theory: An Introduction**. New York, NY, EUA: McGraw-Hill, Inc, 1973.

- (ELRAYYAH; WANIK; BOUSELHAM, 2017) ELRAYYAH, A. Y.; WANIK, M. Z. C.; BOUSELHAM, A. Simplified Approach to Analyze Voltage Rise in LV Systems With PV Installations Using Equivalent Power Systems Diagrams. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 4, p. 2140–2149, 2017.
- (EPE, 2019) EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 5 jul. 2019.
- (FOUDA, 1995) FOUDA, S. S. et al. Eigenvalue approach clustering algorithm for building equivalent models of distribution systems. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 142, n. 3, p. 282–288, 1995.
- (FRANCISQUINI, 2006) FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, SP, Brasil, 2006.
- (GARCIA et al., 2000) GARCIA, P. A. N. et al. Three-phase power flow calculations using the current injection method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 2, p. 508–514, 2000.
- (GARCIA; PEREIRA; CARNEIRO JR, 2001a) GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO JR, S. Fluxo de Potência Trifásico por Injeção de Corrente: Parte 1 – Formulação Básica. **Revista Brasileira de Controle & Automação–SBA**, v. 12, n. 03, p. 10, 2001a.
- (GARCIA; PEREIRA; CARNEIRO JR, 2001b) GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO JR, S. Fluxo de Potência Trifásico por Injeção de Corrente: Parte 2 – Controles e Dispositivos FACTS. **Revista Brasileira de Controle & Automação–SBA**, v. 12, n. 03, p. 188–196, 2001b.
- (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008) GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. **Power System Analysis and Design**. 5. ed. Stanford, CA, EUA: Cengage Learning, 2008.
- (GOMES, 2006) GOMES, R. B. **Resolução do problema de fluxo de carga para redes de distribuição utilizando o método desacoplado rápido com rotação automática de eixos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil, 2006.

- (GORMAN; GRAINGER, 1992a) GORMAN, M. J.; GRAINGER, J. J. Transformer Modelling for Distribution System Studies Part I: Linear Modelling Basics. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 7, n. 2, p. 567–574, 1992a.
- (GORMAN; GRAINGER, 1992b) GORMAN, M. L.; GRAINGER, J. J. Transformer Modelling for Distribution System Studies Part II. Addition of models to Y/sub BUS/ and Z/sub BUS/. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 7, n. 2, p. 575–580, 1992b.
- (GTES et al., 2014) GTES et al. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: CRESESB, 2014.
- (HAMEED; HOSANI; ZEINELDIN, 2019) HAMEED, F.; AL HOSANI, M.; ZEINELDIN, H. H. A Modified Backward/Forward Sweep Load Flow Method for Islanded Radial Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 1, p. 910–918, 2019.
- (IEA, 2014) IEA. **Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy**. Paris, França: OECD/IEA, 2014.
- (JU; ZHOU, 2001) JU, P.; ZHOU, X. Y. Dynamic equivalents of distribution systems for voltage stability studies. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 148, n. 1, p. 49, 2001.
- (JU et al., 2014) JU, Y. et al. An extension of FBS three-phase power flow for handling PV Nodes in active distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1547–1555, 2014.
- (KRON, 1959) KRON, G. **Tensors for Circuits**. New York, NY, EUA: Dover Publications, 1959.
- (LEAL, 2013) LEAL, Ó. E. S. **Metodologia para Cálculo de Equivalente de Rede para Monitoração da Estabilidade de Tensão dos Sistemas Elétricos de Potência em Tempo Real**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2013.
- (LODDI, 2010) LODDI, T. **Cálculo de Fluxo de Potência unificado em sistemas de transmissão e redes de distribuição através do método de Newton desacoplado com rotação de eixos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, Brasil, 2010.

- (LUO; SEMLYEN, 1990) LUO, G. X.; SEMLYEN, A. Efficient load flow for large weakly meshed networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 4, p. 1309–1316, 1990.
- (MARTINS, 2012) MARTINS, D. DE S. **Aplicação de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada na Previsão de Instabilidade de Tensão dos Sistemas Elétricos de Potência**. Monografia (Graduação em Engenharia de Controle e Automação): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2012.
- (MATHWORKS, 2019) MATHWORKS. **Mathworks MATLAB**. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/>>. Acesso em: 8 jul. 2019.
- (MONTICELLI, 1983) MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: EDGAR BLÜCHER LTDA., 1983.
- (MOREIRA, 2018) MOREIRA, E. A. **Análise dos Impactos de Diferentes Modelagens da Microgeração Fotovoltaica nos Estudos de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica de Baixa Tensão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2018.
- (NUNES, 2018) NUNES, L. C. **Margem de Potência Reativa em Tempo Real - Equacionamento para Cálculo Direto da Curva VQ**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2018.
- (OLIVEIRA, 2017) OLIVEIRA, L. G. M. **Avaliação de Fatores que Influenciam na Estimativa da Geração e Operação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia ELétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2017.
- (ONS, 2002) ONS. **Procedimentos de Rede Módulo 20 - Glossário de Termos Técnicos**. Brasília, DF, Brasil: ONS, 2002.
- (ONS, 2019a) ONS. **Procedimentos de Rede**. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 5 jul. 2019a.

- (ONS, 2019b) ONS. **Operador Nacional do Sistema**. Disponível em: <<http://ons.org.br>>. Acesso em: 5 jul. 2019b.
- (PATRALIDES, 2013) PATRALIDES, M. et al. **Thevenin Equivalent Circuit for the Study of High Photovoltaic Penetration in Distribution Grids**. In: IEEE PES ISGT Europe, 2013, Lyngby. **Anais...Lyngby, Denmark: IEEE, 2013.**
- (PEREIRA, 2015) PEREIRA, C. **Redes Elétricas no Domínio da Frequência**. São Paulo, SP, Brasil: ARTLIBER, 2015.
- (PINTO et al., 2018) PINTO, G. X. A. et al. **Impactos da Geração Solar Fotovoltaica nas Despesas com Energia Elétrica em Campus Universitário**. In: VII CBENS, 2018, Gramado. **Anais...Gramado, RS: CIGRÉ, 2018.**
- (QUEIROZ, 2011) QUEIROZ, P. V. S. DE. **Mensuração do consumo de energia elétrica: algoritmo para detecção de potenciais usuários da termoacumulação como alternativa para deslocamento de carga**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Pontifícia Universidade Católica - Rio, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011.
- (RAJU; BIJWE, 2014) RAJU, G. K. V.; BIJWE, P. R. Phase Variable Transformer Models for Unbalanced Distribution System Power Flow. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, v. 2014-October, n. October, p. 1–5, 2014.
- (RAO; TYLAVSKY, 2016) RAO, S.; TYLAVSKY, D. Nonlinear network reduction for distribution networks using the holomorphic embedding method. **NAPS 2016 - 48th North American Power Symposium, Proceedings**, p. 1–6, 2016.
- (REN21, 2019) REN21. **Renewables 2019: Global Status Report**. Paris, França: REN21, 2019.
- (RIBEIRO, 2011) RIBEIRO, G. L. S. **O Uso de Equivalentes de Redes na Análise da Estabilidade de Tensão dos Sistemas Elétricos de Potência**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2011.
- (ROQUETTE, 2016) ROQUETTE, R. C. S. **Aplicação de Equivalentes de Redes na Avaliação da Estabilidade de Tensão de Sistemas de Baixa Tensão -**

Estudo de Caso Real com Inserção de Geração Distribuída. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2016.

(SAMADI et al., 2015) SAMADI, A. et al. Static Equivalent of Distribution Grids With High Penetration of PV Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 4, p. 1763–1774, 2015.

(SAMAL; GANGULY, 2015) SAMAL, P.; GANGULY, S. **A modified forward backward sweep load flow algorithm for unbalanced radial distribution systems.** In: IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2015, Denver. **Anais...Denver, CO, EUA: IEEE, 2015.**

(SANTOS-MARTIN; LEMON, 2016) SANTOS-MARTIN, D.; LEMON, S. Simplified Modeling of Low Voltage Distribution Networks for PV Voltage Impact Studies. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 4, p. 1924–1931, 2016.

(SETIA; SIANIPAR; PARIBO, 2016) SETIA, G. A.; SIANIPAR, G. H. M.; PARIBO, R. T. **The performance comparison between fast decoupled and backward-forward sweep in solving distribution systems.** In: III ICPERE, 2016, Yogyakarta. **Anais...Yogyakarta, Indonesia: IEEE, 2016.**

(SHIROMAHAMMADI et al., 1988) SHIROMAHAMMADI, D. et al. 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.

(SIANIPAR; SETIA; SANTOSA, 2016) SIANIPAR, G. H. M.; SETIA, G. A.; SANTOSA, M. F. **Implementation of Axis Rotation Fast Decoupled Load Flow on distribution systems.** In: III ICPERE, 2016, Yogyakarta. **Anais...Yogyakarta, Indonesia: IEEE, 2016.**

(SILVA, 2010) SILVA, R. G. F. DA. **Aplicação dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada na Avaliação da Estabilidade de Tensão.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2010.

(SILVA, 2018) SILVA, F. D. **Equivalente Analítico de Redes Elétricas - Determinação de Parâmetros de Referência para Avaliação da Estabilidade de Tensão.** Dissertação (Mestrado em Engenharia

- Elétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2018.
- (SOUZA, 2018) SOUSA, C. E. DE. **Índices de Estabilidade de Tensão - Uma Análise Comparativa**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2018.
- (SOUZA, 2014) SOUZA, M. E. M. DE. **Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica): Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2014.
- (SOUZA, 2014a) SOUZA, M. E. M. et al. Projeto 120 Telhados - Inserção de Micro-Geração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares em Sete Lagoas. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. V, n. 2, p. 137–146, 2014.
- (STEVENSON JR, 1955) STEVENSON JR, W. D. **Elements of Power System Analysis**. New York, NY, EUA: McGraw-Hill, Inc, 1955.
- (VALE, 1986) VALE, M. H. M. **Centros Modernos de Supervisão e Controle de Sistemas de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia ELétrica): COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1986.
- (VALE et al., 2013) VALE, M. H. M. et al. **Resultados Práticos da Aplicação do Previsor de Instabilidade de Tensão Desenvolvido para o Sistema de Medição Fasorial da Cemig**. In: XV ERIAC, 2013, Foz do Iguaçu. **Anais...Foz do Iguaçu**, PR, Brasil: CIGRÉ, 2013.
- VALE, 2019) VALE, M. H. M. **Análise de Sistemas Elétricos de Potência** Belo Horizonte, MG, Brasil., 2019.
- (VU, 1999) VU, K. et al. Use of local measurements to estimate voltage-stability margin. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 3, p. 1029–1035, 1999.
- (WANG et al., 2018) WANG, X. et al. Three-Phase Distribution Power Flow Calculation for Loop-Based Microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 4, p. 3955–3967, 2018.

- (WARD, 1949) WARD, J. B. Equivalent Circuits for Power-Flow Studies. **AIEE Transactions**, v. 68, p. 373–382, 1949.
- (WU; MONTICELLI, 1983) WU, F. F.; MONTICELLI, A. Critical review of external network modelling for online security analysis. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 5, n. 4, p. 222–235, 1983.
- (WU et al., 2018) WU, H. et al. Equivalent modeling method for regional decentralized photovoltaic clusters based on cluster analysis. **CPSS Transactions on Power Electronics and Applications**, v. 3, n. 2, p. 146–153, 2018.
- (ZHANG; TANG; GUAN, 2009) ZHANG, L.; TANG, W.; GUAN, H. **The back/forward sweep-based power flow method for distribution networks with DGs**. In: II PEITS, 2009, Shenzhen. **Anais...Shenzhen, China: IEEE**, 2009.

APÊNDICE I

PARÂMETROS DE SEQUÊNCIA POSITIVA DA REDE BALANCEADA

Tabela A.1. Dados da Sub-rede Balanceada T1

Fonte: Autoria Própria

Elemento	De	Para	$Z_p^1(\Omega)$
L_{6-10}	6	10	0,1138+j0,0079
L_{6-11}	6	11	0,1159+j0,0221
L_{6-12}	6	12	0,1138+j0,0079
L_{11-13}	11	13	0,0150+j0,0067
L_{11-14}	11	14	0,1138+j0,0079
L_{13-15}	13	15	0,0159+j0,0072
L_{13-16}	13	16	0,0085+j0,0039
L_{13-17}	13	17	0,0398+j0,0179
L_{16-18}	16	18	0,0533+j0,0241
L_{16-19}	16	19	0,1138+j0,0079
L_{17-20}	17	20	0,0159+j0,0072
L_{17-21}	17	21	0,0518+j0,0234
L_{18-22}	18	22	0,0497+j0,0224
L_{18-23}	18	23	0,1138+j0,0079
L_{21-24}	21	24	0,0159+j0,0072
L_{21-25}	21	25	0,0511+j0,0230
L_{22-26}	22	26	0,0497+j0,0224
L_{22-27}	22	27	0,0159+j0,0072
L_{25-28}	25	28	0,0159+j0,0072
L_{26-29}	26	29	0,1138+j0,0079

Tabela A.2. Dados da Sub-rede Balanceada T2

Fonte: Aatoria Própria

Elemento	De	Para	$Z_p^1(\Omega)$
L_{7-30}	7	30	0,1874+j0,0357
L_{7-31}	7	31	0,0952+j0,0429
L_{7-32}	7	32	0,1874+j0,0357
L_{31-33}	31	33	0,1249+j0,0238
L_{31-34}	31	34	0,1249+j0,0238
L_{31-35}	31	35	0,1249+j0,0238
L_{32-36}	32	36	0,3415+j0,0238
L_{32-37}	32	37	0,3415+j0,0238
L_{33-38}	33	38	0,1708+j0,0119
L_{33-39}	33	39	0,1708+j0,0119
L_{33-40}	33	40	0,1708+j0,0119
L_{35-41}	35	41	0,0635+j0,0286
L_{35-42}	35	42	0,1708+j0,0119
L_{41-43}	41	43	0,1708+j0,0119
L_{41-44}	41	44	0,1708+j0,0119

Tabela A.3. Dados da Sub-rede Balanceada T3

Fonte: Aatoria Própria

Elemento	De	Para	$Z_p^1(\Omega)$
L_{8-45}	8	45	0,3415+j0,0238
L_{8-46}	8	46	0,3415+j0,0238
L_{8-47}	8	47	0,3415+j0,0238
L_{46-48}	46	48	0,3415+j0,0238
L_{46-49}	46	49	0,3415+j0,0238

Tabela A.4. Dados da Sub-rede Balanceada T4

Fonte: Aatoria Própria

Elemento	De	Para	$Z_p^1(\Omega)$
L_{9-50}	9	50	5,6924+j0,3969
L_{9-51}	9	51	8,5386+j0,5954
L_{9-52}	9	52	11,3848+j0,7939