

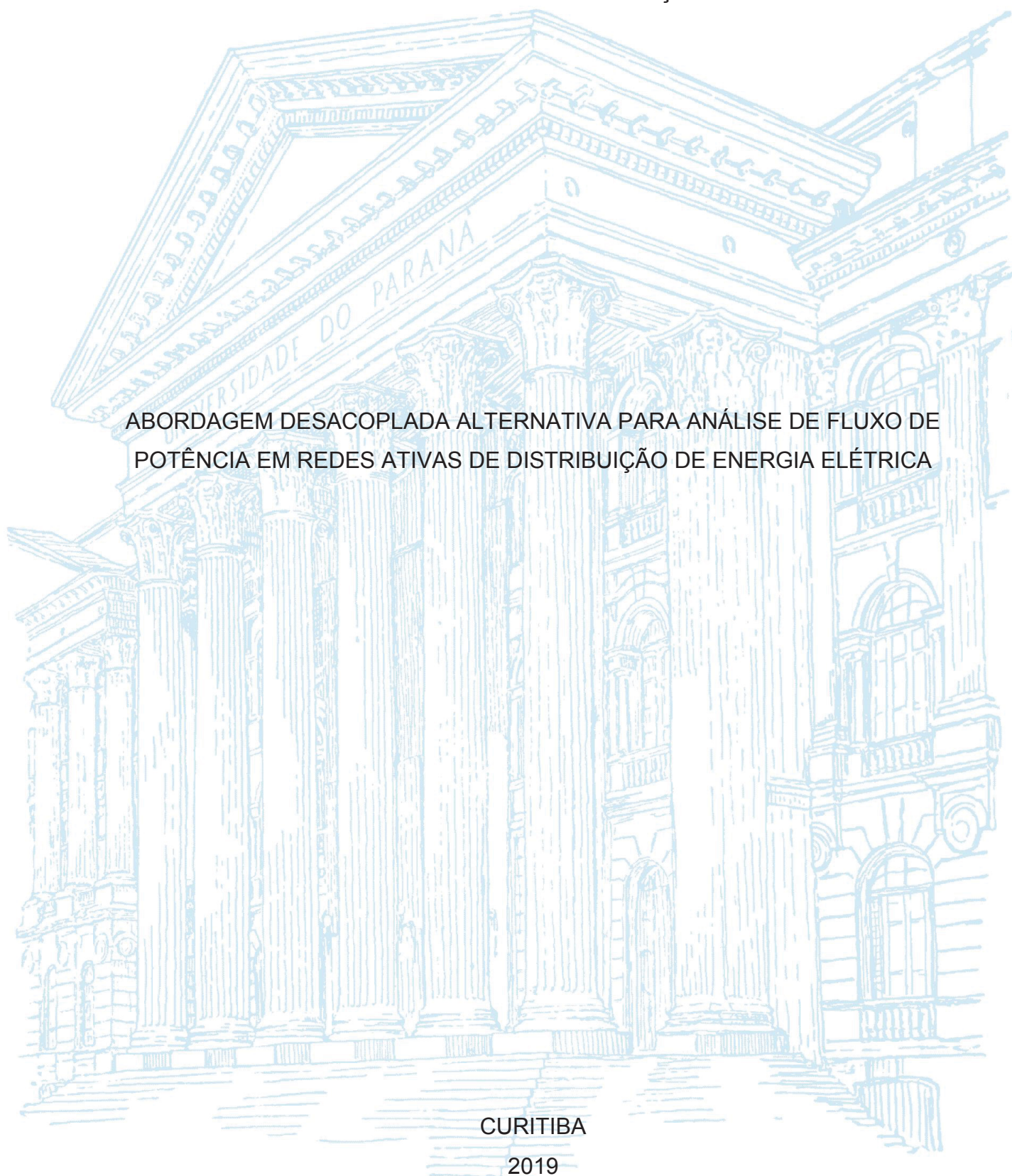
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

GUILHERME FERNANDES GONÇALVES

ABORDAGEM DESACOPLADA ALTERNATIVA PARA ANÁLISE DE FLUXO DE
POTÊNCIA EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CURITIBA

2019



GUILHERME FERNANDES GONÇALVES

ABORDAGEM DESACOPLADA ALTERNATIVA PARA ANÁLISE DE FLUXO DE
POTÊNCIA EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli

CURITIBA

2019

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

G635a Gonçalves, Guilherme Fernandes
 Abordagem desacoplada alternativa para análise de fluxo de
 potência em redes ativas de distribuição de energia elétrica [recurso
 eletrônico] / Guilherme Fernandes Gonçalves – Curitiba, 2019.

 Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de
 Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
 Orientador: Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli

 1. Energia elétrica – distribuição. 2. Fluxo de Potência. I.
 Universidade Federal do Paraná. II. Tortelli, Odilon Luís. III. Título.

CDD: 621.319

Bibliotecária: Roseny Rivelini Morciani CRB-9/1585



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA - 40001016043P4

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **GUILHERME FERNANDES GONÇALVES** intitulada: **ABORDAGEM DESACOPLADA ALTERNATIVA PARA ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, sob orientação do Prof. Dr. **ODILON LUIS TORTELLI**, que após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua **APROVAÇÃO** no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 31 de Julho de 2019.

ODILON LUIS TORTELLI

Presidente da Banca Examinadora (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

ALEXANDRE RASI AOKI

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

GRESENCIO SILVIO SEGURA SALAS

Avaliador Externo (INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO)

GIDEON VILLAR LEANDRO

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e irmão, por sempre terem acreditado na minha capacidade, por seu apoio e encorajamento em mais essa etapa da minha vida.

Ao meu orientador, prof. Odilon Luís Tortelli, pelo incentivo, confiança e dedicação. Agradeço a paciência nos momentos de dificuldade e por sempre ter me motivado a continuar em frente.

Aos meus amigos de longa data, por tornarem o trabalho mais leve, divertido e, principalmente, por todo o apoio que deram a este trabalho.

Aos meus amigos da pós-graduação, que além de tudo, ainda me ajudaram no trabalho propriamente dito, dando dicas de programação e fazendo com que eu chegasse aos resultados mais rapidamente.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pelo conhecimento repassado, ideias e críticas construtivas dadas a este trabalho.

À CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – pelo auxílio financeiro.

RESUMO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica vêm atravessando mudanças estruturais importantes, consequência da contínua e crescente difusão da geração distribuída. Juntamente com a ampliação do uso de equipamentos automatizados, são fomentados novos arranjos topológicos, mais versáteis e flexíveis, na busca por uma operação mais eficiente e segura. Nesse contexto, torna-se imprescindível revisar estudos, conceitos e métodos que antes eram considerados como consolidados. Esse trabalho propõe uma nova metodologia para solucionar o problema do cálculo do fluxo de potência em redes ativas de distribuição. Para tanto, tal abordagem se apropria do acoplamento característico entre potência ativa e magnitude de tensão e entre potência reativa e ângulo de tensão observado em sistemas de distribuição, que apresentam condutores com alta relação R/X . O trabalho descreve a metodologia proposta, que é análoga ao método Newton-Raphson Desacoplado Rápido, e resulta em quatro versões distintas, em função das simplificações adotadas, que serão descritas e avaliadas. Também é utilizada a técnica de normalização complexa que, ao ressaltar a característica resistiva das linhas, acelera o processo de convergência do método. Resultados obtidos em sistemas de distribuição de 33 e 907 barras ilustram a aplicabilidade da metodologia proposta e destacam a sua relevância. É analisado o número de iterações para a convergência do problema e comparado com o método Desacoplado Rápido tradicional, obtido por pacotes computacionais consolidados. Além disso, é examinado o perfil de tensão destes sistemas em cenários de operação distintos. De forma geral, o método proposto se mostra promissor para auxiliar o planejamento e operação de sistemas modernos de distribuição de energia, de qualquer dimensão ou topologia, bem como com presença de geração distribuída.

Palavras-chave: Sistemas Ativos de Distribuição. Fluxo de Potência. Desacoplado Rápido. Geração Distribuída. Normalização Complexa.

ABSTRACT

Electric power distribution systems are undergoing major structural changes, because of the continuous and growing diffusion of distributed generation. Along with the increased use of automated equipment, new topological arrangements, more versatile and flexible, are encouraged in the search for a more efficient and safe operation. In this context, it becomes imperative to review studies, concepts and methods that were previously considered as consolidated. This work proposes a new methodology to solve the problem of power flow calculation in active distribution networks. For such, this approach seizes the typical coupling between active power and magnitude of voltage and between reactive power and voltage angle observed in distribution systems that have high R/X ratio conductors. The work describes a proposed methodology, which is analogous to the Newton-Raphson Fast Decoupled method, and results in four different versions, depending on the simplifications adopted, which will be described and evaluated. The technique of complex normalization is also used. It highlights the resistive characteristic of the lines and accelerates the method's process of convergence. Results obtained in distribution systems of 33 and 907 buses illustrate the applicability of the proposed methodology and highlight its relevance. It is analyzed the number of iterations for the convergence of the problem and compared with the traditional Fast Decoupled method obtained by consolidated computational packages. In addition, the voltage profile of these systems is examined in different operating scenarios. In general, the proposed method is promising to assist the planning and operation of modern distribution systems of any size or topology, as well as the presence of distributed generation.

Keywords: Active Distribution System. Power Flow. Fast Decoupled. Distributed Generation. Complex Normalization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – EXEMPLO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PASSIVO E DE UM ATIVO	13
FIGURA 2 – PARTICIPAÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE DE ENERGIA ELÉTRICA	18
FIGURA 3 – PROJEÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DA MMGD	20
FIGURA 4 – VISÃO FUTURA DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO ...	25
FIGURA 5 – VISÃO GERAL DA METODOLOGIA PROPOSTA	48
FIGURA 6 – INFLUÊNCIA DO ÂNGULO BASE NAS IMPEDÂNCIAS DE UM SISTEMA	51
FIGURA 7 – INFLUÊNCIA DO ÂNGULO BASE NAS POTÊNCIAS DE UM SISTEMA	52
FIGURA 8 – FLUXOGRAMA DO MÉTODO DESACOPLADO ALTERNATIVO	57
FIGURA 9 – SISTEMA DE 3 BARRAS ILUSTRATIVO	59
FIGURA 10 – SISTEMA TESTE DE DUAS BARRAS	63
FIGURA 11 – 2B - COMPARATIVO DOS MÉTODOS DESACOPLADOS TRADICIONAL E PROPOSTO	65
FIGURA 12 – 2B - COMPARATIVO GRÁFICO DE CADA VERSÃO DO MÉTODO PROPOSTO	66
FIGURA 13 – SISTEMA TESTE DE 33 BARRAS	67
FIGURA 14 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL – EVOLUÇÃO DOS DESVIOS MÁXIMOS DE POTÊNCIA	70
FIGURA 15 – SISTEMA TESTE DE 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL COM GD	71
FIGURA 16 – SISTEMA TESTE DE 33 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA COM GD	73
FIGURA 17 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA COM GD – EVOLUÇÃO DOS DESVIOS MÁXIMOS DE POTÊNCIA	76
FIGURA 18 – 33 BARRAS – PERFIL DE TENSÃO DE CADA CENÁRIO	77
FIGURA 19 – SISTEMA TESTE DE 907 BARRAS	78
FIGURA 20 – 907 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL - PERFIL DE TENSÃO	82
FIGURA 21 – 907 BARRAS – BAIXO CARREGAMENTO - PERFIL DE TENSÃO ..	84
FIGURA 22 – 907 BARRAS – ALTO CARREGAMENTO – PERFIL DE TENSÃO ...	86

FIGURA 23 – 907 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA – EVOLUÇÃO DOS DESVIOS MÁXIMOS DE POTÊNCIA	89
FIGURA 24 – 907 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA - PERFIL DE TENSÃO - CASO BASE	89
FIGURA 25 – 907 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA - PERFIL DE TENSÃO – ALTO CARREGAMENTO	90

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DE REDES ATIVAS	22
TABELA 2 – CARACTERÍSTICAS DA TRANSIÇÃO PARA REDES ATIVAS.....	22
TABELA 3 – 2 BARRAS - DADOS DE BARRA E LINHA.....	64
TABELA 4 – 2 BARRAS – NÚMERO DE ITERAÇÕES PARA CADA VERSÃO	64
TABELA 5 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL – NÚMERO DE ITERAÇÕES PARA CADA VERSÃO	68
TABELA 6 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL – NÚMERO DE ITERAÇÕES PARA CADA VERSÃO COM CPU.....	69
TABELA 7 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL – EVOLUÇÃO DOS DESVIOS MÁXIMOS DE POTÊNCIA	69
TABELA 8 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL COM GD – COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS COM PV	72
TABELA 9 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL COM GD – NÚMERO DE ITERAÇÕES PARA CADA VERSÃO	73
TABELA 10 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA COM GD - COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS COM PV	74
TABELA 11 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA COM GD – NÚMERO DE ITERAÇÕES PARA CADA VERSÃO	74
TABELA 12 – 33 BARRAS - OPERAÇÃO EM MALHA COM GD – NÚMERO DE ITERAÇÕES PARA CADA VERSÃO COM CPU	75
TABELA 13 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA COM GD – EVOLUÇÃO DOS DESVIOS MÁXIMOS DE POTÊNCIA	76
TABELA 14 – POTÊNCIA CONSUMIDA PELO SISTEMA DE 33 BARRAS NOS DIFERENTES CENÁRIOS DE OPERAÇÃO.....	77
TABELA 15 – 907 BARRAS – DETALHES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	79
TABELA 16 – 907 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD.....	81
TABELA 17 – 907 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD E COM CPU	81
TABELA 18 – 907 BARRAS – BAIXO CARREGAMENTO – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD	83

TABELA 19 – 907 BARRAS – BAIXO CARREGAMENTO – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD E COM CPU	84
TABELA 20 – 907 BARRAS – ALTO CARREGAMENTO – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD	85
TABELA 21 – 907 BARRAS – ALTO CARREGAMENTO – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD E COM CPU	86
TABELA 22 - 907 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD	87
TABELA 23 – 907 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA – EVOLUÇÃO DOS DESVIOS MÁXIMOS DE POTÊNCIA	88
TABELA 24 – POTÊNCIA CONSUMIDA PELO SISTEMA DE 907 BARRAS NOS DIFERENTES CENÁRIOS DE OPERAÇÃO	91
TABELA 25 – ESTADO DA REDE DO SISTEMA DE 33 BARRAS	101

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	CONTEXTO	13
1.2	OBJETIVOS	15
1.3	CONTRIBUIÇÃO	16
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	18
2.1	FONTES ALTERNATIVAS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	18
2.2	PLANEJAMENTO DE REDES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	20
2.3	REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.....	21
2.4	MÉTODOS DE ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS	27
2.5	FERRAMENTAS DE ANÁLISE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	31
2.5.1	OpenDSS®.....	32
2.5.2	GridLAB-D®	32
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	33
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	35
3.1	FORMULAÇÃO BÁSICA DO FLUXO DE POTÊNCIA	35
3.2	MÉTODOS DE RESOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA	38
3.2.1	Método de Newton-Raphson.....	39
3.2.2	Método Desacoplado.....	42
3.2.3	Método Desacoplado Rápido	44
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	46
4	METODOLOGIA PROPOSTA	48
4.1	NORMALIZAÇÃO COMPLEXA POR UNIDADE	48
4.2	MÉTODO DESACOPLADO RÁPIDO ALTERNATIVO	52
4.3	ADEQUAÇÃO PARA BARRAS COM CONTROLE DE TENSÃO	58
4.3.1	Método 1	60
4.3.2	Método 2	61
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	61
5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	63
5.1	SISTEMA DE DUAS BARRAS	63
5.2	SISTEMA DE 33 BARRAS	67
5.2.1	Cenário I – Operação Radial – Sistema Original.....	68

5.2.2 Cenário II - Operação Radial – Sistema Original com GD.....	70
5.2.3 Cenário III - Operação em Malha – Sistema Original com GD	73
5.3 SISTEMA DE 907 BARRAS	78
5.3.1 Cenário I - Operação Radial – Caso Base	80
5.3.2 Cenário II - Operação Radial – Baixo Carregamento	83
5.3.3 Cenário III - Operação Radial – Alto Carregamento	85
5.3.4 Cenário IV - Operação em Malha	87
5.4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	91
6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	94
6.1 CONCLUSÃO.....	94
6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	95
REFERÊNCIAS	96
APÊNDICE 1 – ESTADO DA REDE DO SISTEMA DE 33 BARRAS	101

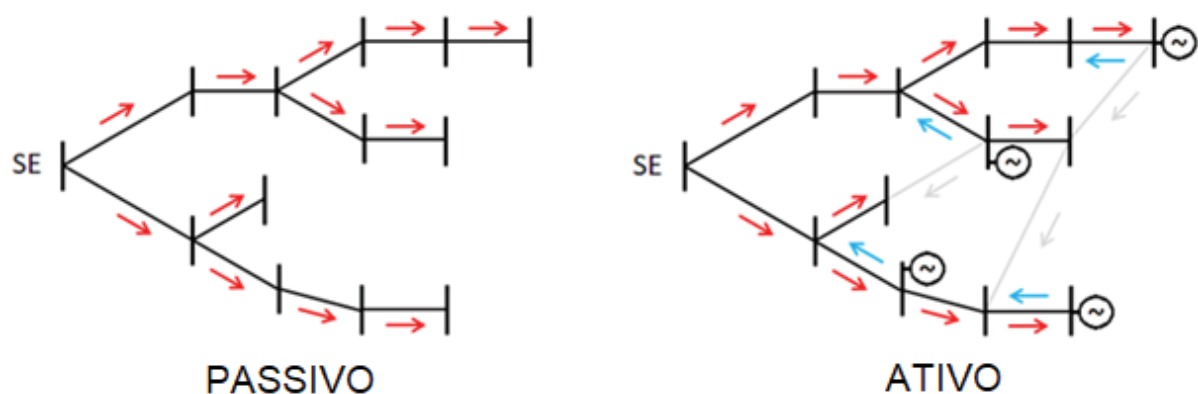
1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

As redes de distribuição sempre foram consideradas como passivas em relação ao Sistema Elétrico de Potência (SEP) e a topologia radial predomina largamente, sendo sujeita a fluxos de potência unidirecionais, da subestação (SE) até os consumidores.

Com o aumento da quantidade da geração descentralizada, próxima aos consumidores, ou seja, uma geração distribuída (GD), estas redes passam a se comportar como agentes ativos do sistema. Isso, aliado à crescente presença de sistemas de armazenamento de energia e cargas controladas, faz parte do conceito de sistemas ativos de distribuição de energia. Esses sistemas, por sua vez, passam a ter fluxos bidirecionais de energia. A FIGURA 1 exemplifica um sistema de distribuição passivo e um ativo, respectivamente.

FIGURA 1 – EXEMPLO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PASSIVO E DE UM ATIVO



FONTE: O autor (2019).

O grande avanço nas tecnologias de comunicação, medição e automação, focadas principalmente no sistema de distribuição e associadas ao conceito de Redes Elétricas Inteligentes (ou *Smart Grids*), provoca uma necessidade de reavaliação das técnicas de análise tradicionalmente aplicadas às redes de distribuição de energia elétrica.

Uma das técnicas a serem reavaliadas é o estudo de fluxo de potência. Este é de fundamental importância tanto na operação quanto no planejamento de sistemas

elétricos, pois permite determinar o estado da rede e a distribuição de fluxo a partir de uma determinada topologia e carga (MONTICELLI, 1983).

O método mais usual para solucionar o problema do fluxo de potência é o método de Newton-Raphson (NR) e outros derivados a partir deste. Este método, de modo geral, possui convergência quadrática, sendo bastante sensível ao ponto de partida do processo (TINNEY; HART, 1967).

Devido ao custo computacional envolvido, principalmente na época em que foi concebido, foram desenvolvidas variações ao método NR tradicional. Foi percebido que, em sistemas de transmissão, a potência ativa (P) sofre forte influência da variação do ângulo da tensão (θ) e que a potência reativa (Q), por sua vez, sofre grande influência da variação do módulo da tensão (V), permitindo, assim, o desacoplamento entre parcelas $P\theta$ e QV do sistema. Este método ficou conhecido como Desacoplado Rápido (DR) e se tornou o método padrão para a solução de fluxo de potência em sistemas de transmissão (STOTT; ALSAC, 1974).

O método Desacoplado Rápido não é eficaz para os sistemas de distribuição, pois a relação entre os valores das reatâncias e resistências das linhas (razão X/R) são significativamente menores que os observados em sistemas de transmissão. Então os métodos tradicionais para estes sistemas baseiam-se na técnica de varredura frente e trás (*backward-forward sweep*) que partem da premissa de que os fluxos sejam unidirecionais, da subestação para as cargas (SHIRMOHAMMADI, 1988).

Essas técnicas consolidadas se apresentam pouco efetivas para tratar de redes modernas de distribuição, sujeitas à crescente participação de geração distribuída e, como consequência, do aperfeiçoamento de sua estrutura topológica, encaminhando arranjos em anel e mesmo em malha. Dessa forma, métodos alternativos são propostos na literatura, como visto nos trabalhos de Da Costa et al. (1999) e, mais recentemente, em Dugan (2016), que contemplam metodologias para solucionar o problema do fluxo de potência em sistemas que fujam da composição passiva-radial tradicional.

Como tradicionalmente as metodologias do fluxo de potência foram desenvolvidas considerando a divisão em redes de transmissão e distribuição separadas, a influência mútua existente entre elas não pode ser obtida de forma certa.

Trabalhos recentes têm enfatizado a efetividade do emprego do método Desacoplado Rápido para redes elétricas de qualquer nível de tensão, incluindo análises unificadas de sistemas de transmissão e distribuição, conforme pode ser verificado nos trabalhos de Portelinha (2016) e Frena et al. (2018).

Nesse contexto, como parte da busca pela análise universal do fluxo de potência em SEPs, essa dissertação visa contribuir com avanços na aplicação do método Desacoplado Rápido para análise de redes ativas de distribuição de energia elétrica.

O desacoplamento percebido é devido ao fato que a potência ativa (P) sofre forte influência da variação do módulo da tensão (V) e que a potência reativa (Q), por sua vez, sofre grande influência da variação do ângulo da tensão (θ). Então, diferentemente do método tradicional, as parcelas P_V e Q_θ do sistema podem ser desacopladas.

Dessa forma, é proposto um método variante do tradicional, no sentido de torná-lo efetivo no tratamento de sistemas que congreguem a participação de diferentes fontes de geração distribuída, diferentes arranjos topológicos sujeitos a fluxos de potência bidirecionais, e com controle de tensão nas barras.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é propor uma nova metodologia para determinação do estado da rede, ou seja, os módulos e ângulos das tensões nodais para apoiar estudos de operação de sistemas ativos de distribuição de energia.

Os objetivos específicos do trabalho são:

- avaliar a revisão bibliográfica sobre fluxo de potência em sistemas de distribuição;
- fundamentar o método alternativo proposto para o estudo de redes de distribuição, baseado no método Desacoplado Rápido;
- implementar computacionalmente a metodologia proposta;
- incorporar geração distribuída nos sistemas;
- modificar a topologia original dos sistemas estudados;
- validar os resultados obtidos em sistemas teste com técnicas já consolidadas (Desacoplado Rápido).

1.3 CONTRIBUIÇÃO

Esse trabalho de dissertação propõe uma nova abordagem para a resolução do problema de fluxo de potência em sistemas de distribuição ativos. O método proposto é análogo ao Desacoplado Rápido e utiliza o acoplamento PV característico desses sistemas, viabilizado pela alta relação R/X dos condutores.

Também é proposta uma adequação na formulação do método para redimensionar as matrizes dos subproblemas desacoplados, uma vez que na existência de barras do tipo PV, deixam de ser quadradas. A simulação deste tipo de barra é realizada pela inserção de uma quantidade de GD capaz de controlar a tensão da mesma.

Além disso, são apresentadas e avaliadas quatro novas versões para a metodologia de cálculo do fluxo de potência proposto.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho foi estruturado em seis capítulos, sendo eles:

O capítulo 1 contempla a introdução da dissertação, onde são apresentados o contexto, os objetivos e a contribuição do trabalho.

O capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica feita durante o trabalho, ressaltando os trabalhos mais relevantes e que ajudaram na fundamentação da metodologia proposta.

O capítulo 3 é destinado para a fundamentação teórica, onde é apresentada a formulação do fluxo de potência convencional, que foi formulado com base em sistemas de transmissão de energia, bem como os métodos iterativos de resolução.

O capítulo 4 contém as metodologias propostas que são basicamente as seguintes: aplicação da normalização complexa por unidade, a modelagem do método Desacoplado Rápido alternativo para resolução do problema do fluxo de potência em sistemas ativos de distribuição de energia, e a adequação do método caso o sistema possua barras com tensão controlada (tipo PV).

O capítulo 5 contempla as simulações e os resultados da técnica proposta, os quais são implementados em três sistemas teste: um sistema de duas barras e redes de distribuição de 33 e 907 barras. Além disso, considera-se a inserção de geração distribuída e diferentes topologias para validar a proposta.

O capítulo 6 apresenta as considerações finais sobre o trabalho, além de sugestões para trabalhos futuros relacionados ao tema.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

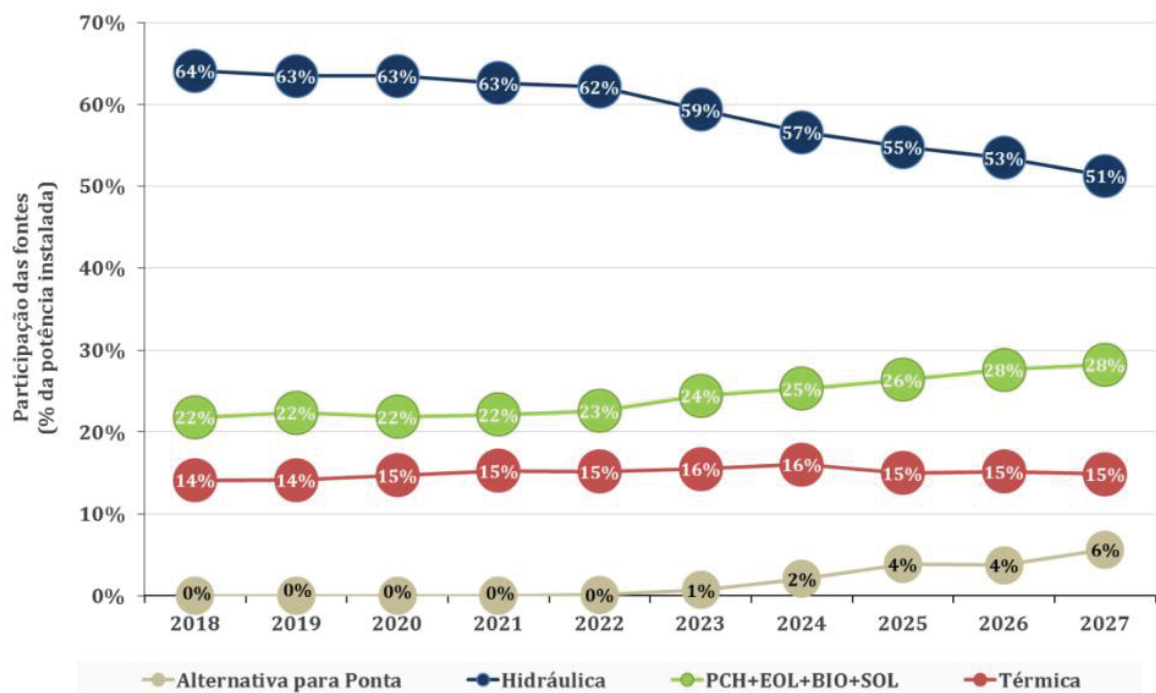
Nesse capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica sobre conceitos como geração distribuída e redes ativas de distribuição de energia. Além disso, também são apresentados artigos sobre os métodos de análise de fluxo de potência, bem como algumas ferramentas computacionais utilizadas atualmente.

2.1 FONTES ALTERNATIVAS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que tem por objetivo realizar o planejamento da expansão eletro-energética do país em um horizonte de 10 anos, em função do crescimento da demanda, há uma crescente participação de fontes alternativas de energia na matriz energética nacional (EPE, 2018).

O planejamento até o horizonte de 2027 brasileiro contará com inserção cada vez maior de fontes renováveis. Dessa forma, a participação anual da capacidade instalada por fonte é dada pela FIGURA 2.

FIGURA 2 – PARTICIPAÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE DE ENERGIA ELÉTRICA



FONTE: EPE (2018).

A participação das fontes eólicas e solares apresenta aumento no horizonte de 10 anos considerado. Dessa forma, há um acréscimo da capacidade instalada de geração de energia por fontes renováveis na ordem de 6% na participação da matriz energética, ou seja, de 22% em 2019 para 28% em 2027 (EPE, 2018).

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a geração de energia elétrica realizada próxima de consumidores, independentes da potência, tecnologia e fonte de energia, é conhecida como geração distribuída (GD). Podem ser incluídos nesse conceito (ANEEL, 2012):

- cogeneradores;
- geradores que usam como fonte resíduos combustíveis de processo;
- geradores de emergência;
- geradores para operação em horário de ponta;
- painéis fotovoltaicos;
- pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

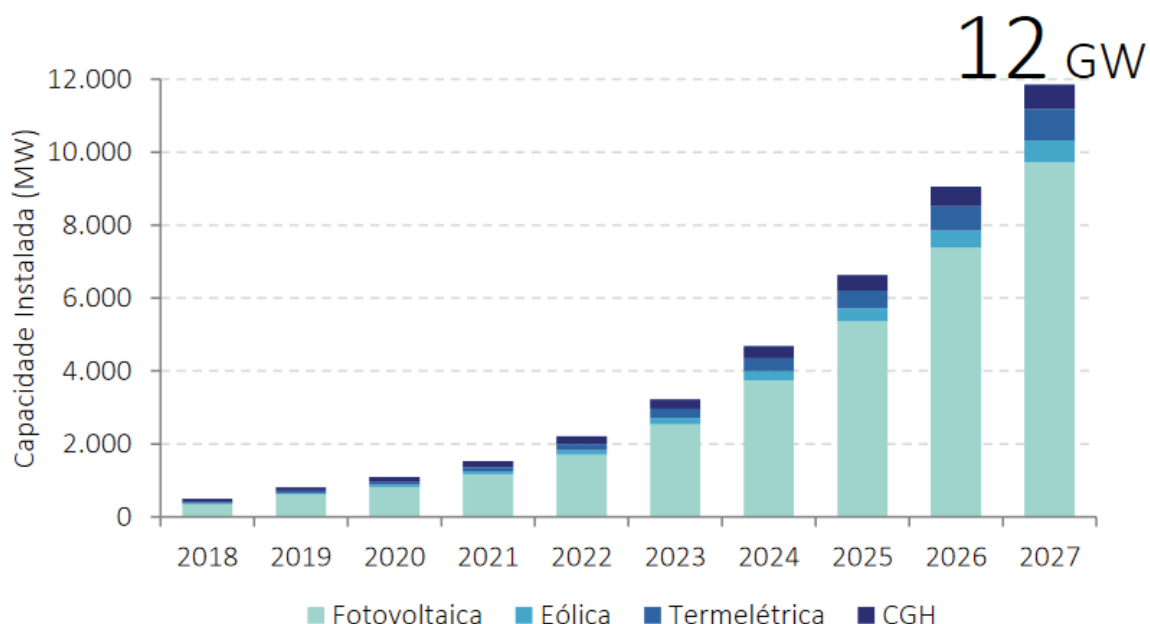
O conceito também envolve equipamentos de medida, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas para que estas se adaptem à oferta de energia (ANEEL, 2012).

A geração distribuída pode representar benefícios ao sistema elétrico, justificando o seu investimento. Entre eles, estão o baixo impacto ambiental, a diversificação da matriz energética, o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, a redução no carregamento das redes e a minimização das perdas no sistema (ANEEL, 2018).

Ainda podem ser destacados os conceitos de micro e minigeração distribuída (MMGD), que consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A micro possui potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto a mini contempla as centrais com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatts (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes (ANEEL, 2016). Estas foram regulamentadas no Brasil em 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa (REN) nº 482 e aprimorada em 2015 pela nº 687.

A FIGURA 3 apresenta a projeção até 2027 da capacidade instalada da micro e minigeração distribuída, englobando energia solar fotovoltaica, térmicas em geral, eólica e centrais geradoras hidrelétricas (CGHs).

FIGURA 3 – PROJEÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DA MMGD



FONTE: EPE (2018).

Com o aprimoramento dessa norma, de 2016 para 2017 houve um aumento de mais de três vezes na capacidade instalada, totalizando mais de 250 MW, enquanto para 2018 esse valor estava acima de 400 MW. O valor previsto para o ano de 2027 é de 11,9 gigawatts (GW) de capacidade instalada, sendo que mais de 9 GW é apenas de energia solar fotovoltaica (EPE, 2018).

2.2 PLANEJAMENTO DE REDES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Ao planejar redes de distribuição com a presença de geração distribuída, são identificados quatro passos a serem seguidos (O'CONNEL; TAYLOR; SMITH; ROGERS, 2018):

- identificar as restrições do sistema;
- determinar a disponibilidade dos recursos;
- identificar a gama de alternativas de mitigação;
- avaliar e selecionar alternativas.

O primeiro passo é determinar os potenciais impactos que podem surgir nos alimentadores, dadas as condições previstas. No horizonte de planejamento são avaliados os crescimentos tanto das cargas quanto das GDs e, se necessário, utilizadas análises probabilísticas. As projeções podem contribuir para estudos de planejamento, principalmente baseados em fluxo de potência, que examinam a existência ou não de impactos negativos nas redes devido à projeção do crescimento da carga e geração (O'CONNEL; TAYLOR; SMITH; ROGERS, 2018).

Ao identificar alguma restrição em algum alimentador, o setor de planejamento deve estar ciente de todos os recursos disponíveis. As soluções convencionais já são consolidadas, enquanto na presença de GDs, são necessárias informações adicionais, como por exemplo, a localização geográfica da rede, que indica o espaço físico rural/urbano, ou a disponibilidade de recursos como vento e irradiação solar do local. Também devem ser considerados os tipos de consumidores existentes no local (residencial/comercial ou industrial) e a possível adoção pelos mesmos de soluções com geração distribuída (O'CONNEL; TAYLOR; SMITH; ROGERS, 2018).

O passo seguinte consiste em estabelecer se os recursos disponíveis são capazes de mitigar as restrições identificadas. Dependendo da natureza e do grau de intensidade, podem ser necessárias soluções mistas que contemplem obras de geração de energia em conjunto com reforços na rede já existente. As soluções também podem ser consideradas como problemas de otimização, em que o objetivo seria maximizar a confiabilidade do sistema, com as restrições sendo as parcelas dos recursos identificados, por exemplo (O'CONNEL; TAYLOR; SMITH; ROGERS, 2018).

Uma vez que as alternativas possíveis são delimitadas, o último passo é selecionar a melhor delas. Dependendo do objetivo escolhido, fatores de peso podem incluir: custos de operação e manutenção (O&M), vida útil dos sistemas, confiabilidade do sistema, participação de energias renováveis, entre outras (O'CONNEL; TAYLOR; SMITH; ROGERS, 2018).

2.3 REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

As referências do começo deste item são retiradas de CIGRE (2011).

De acordo com um relatório de um dos grupos de estudo do Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (do francês, *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* - CIGRÉ), padronizou-se a seguinte definição para redes

ativas de distribuição (do inglês, *Active Distribution Networks* - ADNs): redes de distribuição que possuem sistemas implantados para controlar uma combinação de recursos energéticos distribuídos (geradores, cargas e armazenamento). Os operadores desses sistema podem gerenciar os fluxos de eletricidade usando uma topologia flexível para a rede.

A TABELA 1 lista as principais características de redes de distribuição ativas.

TABELA 1 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DE REDES ATIVAS

Especificações	Aplicações	Benefício
• Proteção; • Comunicação; • Integração com sistemas existentes; • Topologia flexível; • Equipamentos capazes de gerenciar redes ativas; • Tecnologias de medição inteligente.	• Gestão do congestionamento do fluxo de potência; • Coleta e gestão dos dados; • Gestão da tensão; • Controle de carga e GD; • Reconfiguração rápida.	• Melhor confiabilidade; • Melhor utilização de ativos; • Alternativos para reforço de rede; • Estabilidade da rede; • Melhor eficiência da rede (redução de perdas).

FONTE: CIGRE (2011).

Ao evoluir de redes passivas de distribuição para ativas, podem ser identificadas vantagens e desvantagens, bem como oportunidades que surgem da transição e possíveis ameaças para o desenvolvimento destas redes. A TABELA 2 lista as principais vantagens, desvantagens, oportunidades e ameaças da transição de um sistema passivo para ativo.

TABELA 2 – CARACTERÍSTICAS DA TRANSIÇÃO PARA REDES ATIVAS

(continua)

Vantagens	Desvantagens	Oportunidades	Ameaças
• Alternativa econômica ao reforço de rede; • Aumento da confiabilidade na operação;	• Problemas de manutenção; • Falta de experiência momentânea;	• Ativos antigos substituídos por equipamentos com capacidade de gerenciamento ativo;	• Problemas regulatórios; • GD de grande porte é conectada ao sistema de transmissão;

TABELA 2 – CARACTERÍSTICAS DA TRANSIÇÃO PARA REDES ATIVAS

(conclusão)

Vantagens	Desvantagens	Oportunidades	Ameaças
• Redução de perdas elétricas; • Facilidade no acesso à rede por consumidores devido à automação.	• Operador não é incentivado a assumir riscos; • Infraestrutura de comunicação existente.	• Desenvolvimento e implementação de medição inteligente; • Desenvolvimento da infraestrutura de comunicação; • Economia baseada em baixa emissão de carbono devido aos recursos energético distribuídos.	• Segurança da informação do sistema de comunicação.

FONTE: CIGRE (2011).

No planejamento das redes de distribuição, as tendências futuras se baseiam bastante em desenvolvimento de técnicas baseadas em heurísticas, casos e conhecimento tácito:

- incorporar múltiplas ferramentas no planejamento de sistemas de distribuição (por exemplo, confiabilidade, GD, resposta à demanda, armazenamento etc.);
- integrar técnicas de planejamento com outros serviços de planejamento de concessionárias;
- incorporação de boas práticas na metodologia de planejamento;
- considerar as necessidades dos consumidores em um ambiente de reestruturação da base de consumidores.

São necessários métodos e ferramentas para ajudar os planejadores de sistemas de distribuição para guiar a transição dos sistemas de distribuição existentes para os futuros. As ferramentas de planejamento precisam ser eficientes e permitir a utilização máxima dos ativos existentes. A recomendação mais geral é que novas

técnicas de planejamento integrem os modelos de operação dentro do planejamento. Uma deficiência neste ponto leva a planos não confiáveis tornando muito cara a transição para redes de distribuição ativas e a integração de novas tecnologias.

Em relação à operação de redes ativas de distribuição, alguns aspectos podem ser destacados nos seguintes temas: proteção, segurança, comunicação e serviços ancilares.

O estudo de proteção de um sistema tradicionalmente é apropriado até um certo nível de inserção de GD. Isso implica que, na medida que mais geração distribuída é adicionada, mais é preciso rever os estudos de coordenação da proteção, visto que os níveis de curto-circuito desse sistema são impactados. Idealmente, os esquemas de proteção deverão ser genéricos e dinâmicos, independentemente do tipo de GD que será conectada no sistema em estudo.

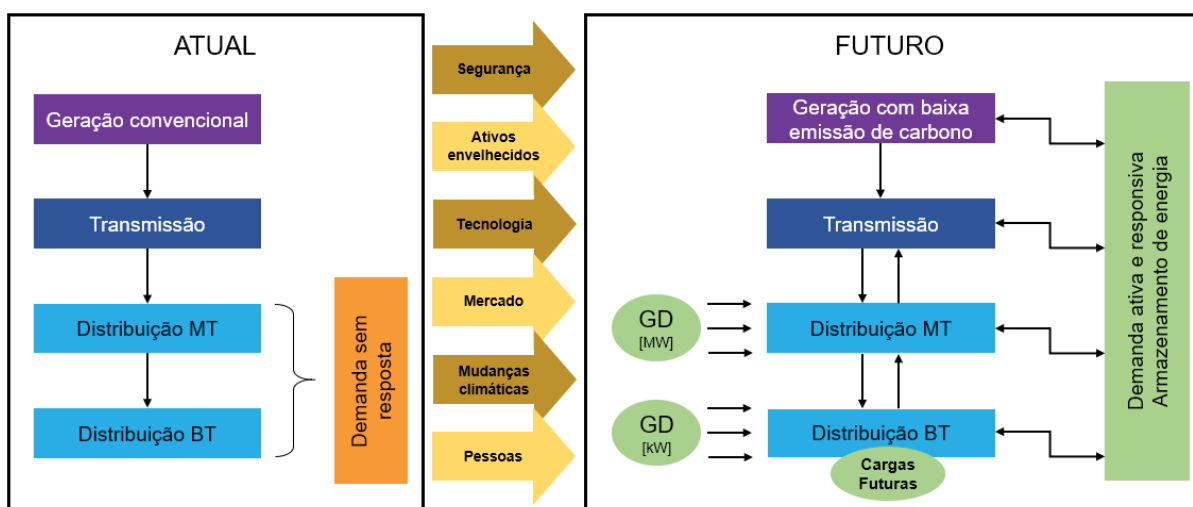
As práticas de segurança para trabalhos em linhas de distribuição devem ser revistas. Como cada unidade de GD representa uma potencial fonte de energia adicional em um sistema, é imprescindível a revisão ou reforço de práticas adequadas para evitar acidentes.

Canais de comunicação seguros e confiáveis (sejam eles por metálico, fibra ótica ou sem fio) serão um elemento essencial na futura operação de uma rede de distribuição ativa. A segurança e a confiabilidade dos canais de comunicação são particularmente importantes para o controle da GD, cargas e armazenamento para obter uma operação mais eficiente.

As unidades de GD, cargas e armazenamento possuem um grande potencial de prover os serviços necessários aos operadores desses sistemas, caso exista alguma estrutura regulatória adequada. Nesse caso se enquadram serviços como compensação de potência reativa e controle de tensão, filtros ativos etc.

As mudanças citadas na geração, carga e infraestrutura de sistemas de energia elétrica são parte da visão da necessidade de redes elétricas inteligentes (do inglês, *Smart Grids*). A FIGURA 4 mostra a visão futura de um sistema elétrico que pode ser alcançado através de mudanças nas áreas de segurança, gestão de ativos, tecnologia, mercados, mudanças climáticas e de pessoas (CIGRE, 2014).

FIGURA 4 – VISÃO FUTURA DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO



FONTE: Adaptado de CIGRE (2014).

O sistema de distribuição do futuro de média e baixa tensão (MT e BT, respectivamente) passam a ter unidades de GD conectadas a ele, o que pode resultar em um fluxo de potência reverso, ou seja, o sistema de distribuição alimentando o sistema de transmissão de energia. A geração de energia vai contar cada vez mais com diferentes fontes energéticas, cada vez com menos emissão de carbono na atmosfera. Em conjunto com esses sistemas também haverá armazenamento de energia elétrica.

O conceito de redes elétricas inteligentes não se aplica somente para o sistema de distribuição, mas para a transmissão e geração de energia elétrica também. Assim, as infraestruturas desses sistemas sofrerão uma aproximação com a de comunicação e transmissão de dados. Algumas características destas infraestruturas podem ser destacadas (FALCÃO, 2010):

- detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede automaticamente;
- prover energia com qualidade estabelecida em padrões;
- integrar diferentes fontes de energia de várias dimensões;
- reduzir o impacto ambiental;
- reduzir perdas no sistema;
- responder variações da demanda mediante a atuação remota.

Com a implementação das redes elétricas inteligentes, é acelerada a evolução natural para sistemas mais otimizados, operações em tempo real e algoritmos

inteligentes na análise de sistemas de distribuição. Serão requeridos os melhores modelos disponíveis, visto que antigamente eram realizadas análises aproximadas devido à incerteza na coleta e processamento de dados (DUGAN; ARRITT; MCDERMOTT; BRAHMA; SCHNEIDER, 2010).

Serão necessários modelos para geração distribuída, simulações em séries temporais, estudos de eficiência energética, redes com topologia em malha, sistemas de grande porte, computação paralela, estimação de estados, coordenação dos relés de proteção, modelos de carga, e controladores para o sistema de comunicação (DUGAN; ARRITT; MCDERMOTT; BRAHMA; SCHNEIDER, 2010).

Também deve ser discutida a segurança da quantidade massiva de dados e informações que serão obtidas advindas da implementação de novas tecnologias. Para evitar ataques cibernéticos, deverão ser adicionadas infraestruturas e mecanismos para diminuir essa vulnerabilidade (BOU-HARB; FACHKA; POURZANDI; DEBBABI; ASSI, 2013).

Para aplicar as técnicas de comunicação nas redes elétricas inteligentes, se torna necessário ter uma estrutura de segurança baseada em (BOU-HARB; FACHKA; POURZANDI; DEBBABI; ASSI, 2013):

- autenticação de dispositivos: a identidade e legalidade dos medidores inteligentes e dos respectivos consumidores devem ser verificados;
- confidencialidade dos dados: as leituras dos medidores inteligentes e mensagens de controle devem ser confidenciais;
- integridade da mensagem: a rede inteligente deve ser capaz de verificar se as mensagens do medidor são entregues de forma inalterada;
- evitar possíveis ataques cibernéticos: medidores devem ser garantidos de obter comunicação segura com a rede, mesmo que um equipamento individual esteja comprometido;
- facilitando a comunicação: devem ser eficientes em termos de processamento de latência.

Os estudos relacionados a redes elétricas inteligentes estão em sua maioria sendo feito na forma de estudo de caso, já que em laboratórios ou pesquisas teóricas dificilmente se reproduz as condições observadas na prática (CARDENAS; GEMOETS; ROSAS; SARFI, 2013).

Em relação às tecnologias aplicadas, em primeiro lugar os estudos contemplam automação, no sentido de substituir operadores humanos por sistemas de informação e comunicação em computadores. Em segundo lugar vêm as alternativas de eficiência energética, no sentido de melhorar a qualidade de processos, diminuindo a demanda de energia devido à redução de perdas na distribuição (CARDENAS; GEMOETS; ROSAS; SARFI, 2013).

2.4 MÉTODOS DE ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Tinney e Hart (1967) foram os primeiros a aplicarem o método de Newton-Raphson para o problema de fluxo de potência, enquanto isso o Desacoplado Rápido veio a seguir no trabalho de Stott e Alsac (1974), permitindo o planejamento, controle e operação de sistemas elétricos de potência.

Em Wu (1977) é discutido que o acoplamento existente entre P e θ e entre Q e V não é significativo em redes de distribuição, portanto o método DR não é eficaz para esses sistemas. Isso se dá ao fato de que os valores das reatâncias das linhas são significativamente menores que os valores das resistências, contrariamente ao que acontece no sistema de transmissão.

Dessa forma, são propostos alguns métodos, como os apresentados nos trabalhos de Iwamoto e Tamura (1981) e Tripathy et al. (1982), que resolvem o problema do fluxo de potência em sistemas mal condicionados e alta relação R/X , com base no método de Newton, seja propondo alguma alteração leve ou propondo uma metodologia similar, respectivamente.

O método de varredura foi proposto no trabalho de Shirmohammadi et al. (1988). Este consiste na aplicação direta das Leis da Tensão e Corrente de Kirchhoff em redes de distribuição tradicionais e levemente malhadas. Este método é adaptado por Luo (1990) para ser mais eficiente em sistemas levemente malhados e de maior porte.

Baran e Wu (1989), como parte do objetivo de dimensionamento de capacitores em redes de distribuição, criaram um método com base no método de Newton para solucionar o fluxo de potência em sistemas radiais, o qual era uma parte da rotina no algoritmo de otimização. Este método também é utilizado como base no trabalho de Chiang (1991), o qual analisa seu desempenho e a rapidez da convergência.

O trabalho de Cespedes (1990) propõe uma solução baseado no método de varredura, em que as incógnitas dos ângulos das tensões são eliminadas do problema, utilizando apenas os módulos.

Jasmon e Lee (1991) propuseram uma técnica de fluxo de potência para cada ramo, o que leva a um par de equações quadráticas relacionando os fluxos em ambas as extremidades do ramo para a análise de estabilidade de tensão de redes radiais.

Em 1995, Das et al. (1995) propõem um método de solução do problema do fluxo para redes de distribuição radiais pelo cálculo da potência total ativa e reativa no nós do sistema, os quais recebem uma nova classificação para se adequar ao problema.

O método proposto por Cespedes (1990) é adaptado por Ghosh e Das (1999), em trabalho sobre fluxo de potência em redes de distribuição radiais, que propõem uma nova metodologia que envolve a avaliação de expressões algébricas do módulo das tensões, sendo mais eficiente computacionalmente.

Na literatura são encontradas propostas de modificações no método Desacoplado Rápido visando adequá-lo às características das redes de distribuição. Uma das proposições, de Wang et al. (1990), consistiu na inserção de modificações na iteração $P\theta$ para reforçar a possibilidade de convergência do método, além de acelerá-la.

No trabalho de Singh et al. (1991), outra proposta foi centrada na alteração da barra de referência, com o intuito de diminuir as diferenças entre os ângulos de tensão nodais, melhorando o processo de convergência.

Em Mok et al. (2000), é proposto um método para a solução do fluxo de potência em sistemas de distribuição balanceadas radiais. O método consiste em aplicar as Leis de Kirchhoff nos nós do sistema, que são considerados como uma série de redes em *ladder* interconectadas. Além disso, é utilizada uma numeração única de barras e ramos, e modelos estáticos para as cargas.

Garcia et al. (2000) propõem um método para calcular o fluxo trifásico utilizando o método de injeção de corrente (*Three-Phase Current Injection Method - TCIM*) utilizando coordenadas retangulares, indicando que ele se mostra mais eficiente que o método de varredura, ainda mais em sistemas com alto nível de carregamento. Neste método, aplicado a sistemas radiais e sem presença de GD, a matriz Jacobiana é constante.

Em 2004, é proposto em Garcia et al. (2004), uma melhoria na representação de barras do tipo PV utilizando TCIM para calcular o fluxo de potência. Este método consiste em incluir a equação da barra de tensão controlada na matriz Jacobiana, o que faz com que a potência reativa seja introduzida como uma variável de estado adicional.

O trabalho de Vieira et al. (2004) apresenta um método de solução do fluxo trifásico para redes desbalanceadas de distribuição, no qual cada fase é modelada de forma desacoplada, podendo ser resolvidas de forma independente, o que permite a aplicação de técnicas de processamento paralelo.

Em Bijwe e Raju (2006) é apresentado um método de cálculo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radiais e levemente malhados utilizando a Lógica Fuzzy. Esta lógica é utilizada para modelar incertezas na previsão de carga, parâmetros dos modelos de carga e parâmetros das linhas.

Como forma de avaliar o impacto da regulação de tensão de transformadores e geração distribuída para estudos de estabilidade de tensão, uma abordagem para o fluxo de potência trifásico continuado em redes de distribuição é proposta em Zhang (2006).

Para contornar a decomposição triangular LU (*lower-upper*) e a varredura tradicional, o trabalho de Alsaadi e Gholami (2009) propõe um método para a solução do problema do fluxo trifásico em redes desbalanceadas. Esse método consiste na multiplicação da matriz que relaciona a injeção das correntes das barras e dos ramos, com a matriz que relaciona as correntes dos ramos e as tensões das barras.

O método proposto por Cespedes (1990) e adaptado por Ghosh e Das (1999), ainda é comparado com o método proposto por Babu et al. (2010) que é baseado no de varredura e adaptado para sistemas de maior porte.

O trabalho de Gallego e Padilha-Feltrin (2012) propõe um método para calcular o fluxo de potência em redes de distribuição considerando incertezas nas variáveis, modeladas através de funções de distribuição de probabilidade. Também é levado em conta a incerteza sobre a conexão de consumidores em diferentes alimentadores.

Nos trabalhos de Dzafic et al. (2012a) e Dzafic et al. (2012b) são exploradas aplicações do método das componentes simétricas (ou Transformada de Fortescue) no cálculo do fluxo de potência. No primeiro artigo é utilizado o método de varredura para comparar os resultados utilizando as componentes simétricas, que possui melhor

desempenho, com as componentes de fase. No segundo artigo é utilizada a modelagem para redes trifásicas, bifásicas e monofásicas. O resultado apresentado indica que o método possui um desempenho mais elevado que os tradicionais, pois a matriz de admitância possui menos elementos diferentes de zero, diminuindo o tempo computacional e o armazenamento das variáveis. Já em 2013, o trabalho de Dzafic et al. (2013) mescla os dois trabalhos anteriores e simula redes de distribuição que possuam ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos e, utilizando coordenadas de Fortescue em conjunto com um algoritmo de varredura, obtendo um resultado de 1,6 a três vezes mais rápido que na abordagem com as coordenadas de fase tradicional.

Mais recentemente, foi proposto em Li et al. (2014) um algoritmo para o cálculo de fluxo de potência para sistemas de distribuição levemente malhados. O método foi desenvolvido a partir de uma matriz de incidência das potências de barra-ramo, que utiliza a potência ativa e reativa como as variáveis do fluxo, diferentemente das correntes complexas. Uma solução baseada no circuito equivalente de Thévenin permite o método lidar com barras do tipo PV. Porém, este método possui problemas para lidar com redes mais malhadas, acumulando erros. Então, em Li et al. (2016), esse método passou por uma revisão, que aborda transformadores com mudança de tap e uma nova modelagem das barras do tipo PV.

Em Tortelli et al. (2015), a utilização de uma base de potência complexa na etapa de normalização dos parâmetros do sistema tornou o método Desacoplado Rápido eficiente para análise de redes elétricas com alta relação R/X.

No trabalho de Martins et al. (2017) um método denominado Primal Três Passos é proposto, o qual utiliza as quatro submatrizes da Jacobiana como constantes, sendo que as matrizes H e L são simplificadas pelas matrizes B' e B'', e as matrizes M e N pelas matrizes de condutância, G' e G''. Este método possui uma convergência melhorada quando comparado ao Desacoplado Rápido para sistemas de distribuição.

Em Ghatak e Mukherjee (2017) é proposto uma técnica para calcular o fluxo de potência por meio da injeção de corrente de carga. Esta técnica é baseada no método de varredura e, por causa da estrutura da matriz que relaciona a corrente de carga e tensão de barra (*load current and bus voltage* - LCBV), a varredura frente e trás é realizada em um único passo. Com isso, os resultados apresentados indicam uma convergência melhor que métodos tradicionais. Este método é aplicável em redes radiais de distribuição e levemente malhadas.

Em um cenário que uma concessionária de energia possua várias microrredes conectadas a ela, é necessário um método de cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição de baixa tensão, que mantenha a independência de operação de cada uma dessas redes. É neste sentido que o trabalho de Zheng e Wu (2019) se encaixa. Nele, é proposto um método de cálculo de fluxo de potência distribuído com alta inserção de geração distribuída, em que as equações são transformadas em funções cônicas de segunda ordem e decompostas em subproblemas regionais, dependendo da quantidade de microrredes.

O trabalho de Verma e Sarkar (2019), no sentido de eliminar iterações desnecessárias na análise de fluxo de potência em redes ativas de distribuição, propõe uma modelagem integrada de uma unidade de geração distribuída e o respectivo transformador associado a ela. A representação se dá na forma de uma carga negativa dependente da tensão do ponto de conexão com o sistema de distribuição principal. Esta representação é inserida no método de varredura para determinação das tensões de barra do sistema.

Em Fernandes et al. (2019) é proposto um método de cálculo de fluxo de potência trifásico para sistemas de distribuição. Denominado *Improved Sequence-Decoupling Compensation* (ISDC), e sendo possível pelo método das componentes simétricas, é comparado com métodos anteriormente propostos, como *Sequence-Decoupling Compensation* (SDC), *Sequence Newton–Raphson* (SNR) e SDCNR. A simplicidade de implementação e rapidez na convergência se deve ao fato de que as matrizes são construídas e fatoradas apenas uma vez, no início do processo de resolução. Além disso, é proposta uma nova modelagem de barras do tipo PV para acelerar ainda mais o processo de convergência.

2.5 FERRAMENTAS DE ANÁLISE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Atualmente são utilizadas duas ferramentas principais na análise de sistemas de distribuição de energia: OpenDSS® e GridLAB-D®. A seguir elas são apresentadas brevemente, e destacadas algumas de suas características, além de serem gratuitas, sendo necessário apenas descarregar os pacotes computacionais dos seus respectivos endereços eletrônicos.

2.5.1 OpenDSS®

OpenDSS (do inglês, *Open Distribution System Simulator*) é uma ferramenta computacional abrangente, capaz de simular Sistemas Elétricos de Potência, principalmente sistemas de distribuição de energia elétrica. Atualmente pertence ao EPRI (do inglês, *Electric Power Research Institute*), um instituto de pesquisa do setor elétrico dos Estados Unidos, que transformou a ferramenta em código aberto para desenvolvimento da comunidade de usuários, podendo ser facilmente modificado para atender às necessidades futuras (EPRI, 2019a).

A ferramenta foi concebida para simular sistemas de distribuição das concessionárias de energia em detalhes, para a maioria dos estudos de planejamento da distribuição e atender a questões de geração distribuída e modernização da rede de distribuição. Uma limitação da ferramenta é que não realiza estudos de transientes eletromagnéticos (domínio do tempo). De forma geral, realiza as análises no domínio da frequência dos seguintes estudos (EPRI, 2019b):

- fluxo de potência;
- harmônicas;
- análise dinâmica.

A utilização do OpenDSS® pode ser feita pela própria interface do programa, por linhas de comando específicas, ou pela utilização de outros programas, como MATLAB®, Microsoft Excel®, ou ainda pela linguagem de programação Python. A partir de todas as formas de acesso, é possível gerar e solucionar casos, além de formatar e tratar resultados.

2.5.2 GridLAB-D®

GridLAB-D® é uma ferramenta computacional para simular e analisar sistemas de distribuição de energia elétrica, que fornece informações sobre planejamento e operação desses sistemas. Foi desenvolvida pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (do inglês, *Department of Energy* - DOE) com a colaboração de indústrias e meios acadêmicos (GRIDLAB-D, 2019).

É um ambiente de simulação flexível que pode ser integrado a diversas ferramentas de gestão e análise de dados. Também possui um algoritmo avançado

que coordena simultaneamente o estado de múltiplos de dispositivos independentes, cada um dos quais é descrito por equações diferenciais. As vantagens deste algoritmo são (GRIDLAB-D, 2019):

- lida com situações incomuns com muito mais precisão;
- lida com escalas de tempo bastante díspares, variando de sub-segundos a muitos anos;
- é muito fácil de integrar com novos módulos e sistemas de terceiros.

Por ser uma ferramenta computacional de código aberto, o GridLAB-D® permite com que o usuário possa acessar e entender todo o mecanismo. Isso também possibilita com que qualquer um possa corrigir ou personalizar o código base para atender sua necessidade. Escrito em linguagem de programação C++, possui as seguintes características (GRIDLAB-D, 2019):

- código aberto;
- linha de comando;
- baseado em objetos;
- simulações com tempo discreto – sistemas trifásicos desbalanceados, mercado à nível de varejo, geração distribuída e armazenamento de energia.

Também dispõe de uma vasta gama de possibilidades de abordagem no sistema de distribuição, divididas em módulos. Estes módulos são divididos com relação à abordagem, onde podem ser mencionados os relacionados a clima (*climate*), geradores (*generator*), cargas residenciais (*residential*), mercado de energia (*market*), e fluxo de potência (*powerflow*) (GRIDLAB-D, 2019).

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesse capítulo apresentou-se conceitos como fontes alternativas de energia e geração distribuída, e redes ativas de distribuição de energia. Além disso, também foram apresentados artigos sobre os métodos de análise de fluxo de potência e algumas ferramentas computacionais utilizadas atualmente.

As fontes renováveis de energia (aqui consideradas como energia eólica, solar, de biomassa e por PCHs) crescerão, no cenário brasileiro, de 22%, em 2019, para 28%, em 2027. As fontes hidráulicas em geral diminuirão de 63%, em 2019, para 51%, em 2027, enquanto as fontes térmicas aumentarão de 14% para 15%. Esse crescimento, principalmente das fontes biomassa, eólica e solar, implica no desenvolvimento cada vez mais de geração distribuída no sistema elétrico. A previsão é de um aumento de 400 MW, em 2018, para 12 GW, em 2027.

Dessa forma, há uma tendência que o sistema de distribuição de energia elétrica, que hoje é passivo, cada vez mais se torne ativo. Ao denominar um sistema de ativo, isso implica que além das GDs conectada a ele, possam ser controladas as cargas e os sistemas de armazenamento, que cada vez mais se tornarão presentes.

Para tornar realidade essa nova característica do sistema de distribuição, muitos desafios podem ser listados, como: sistema de comunicação de dados para um sistema mais automatizado, coordenação dos equipamentos de proteção, novas topologias, tecnologias de medição inteligente, entre outras.

Então, se torna necessário revisar todos os estudos previamente realizados, como estudos de curto circuito, estabilidade, fluxo de potência etc. No universo do fluxo de potência, os métodos de Newton-Raphson e Desacoplado Rápido foram implementados computacionalmente em 1967 e 1974, respectivamente, e se tornaram as ferramentas de análise mais utilizadas para sistemas de transmissão. Para o sistema de distribuição de energia, o método mais utilizado é o de varredura, implementado inicialmente em 1988.

Esses métodos tradicionais só funcionam para determinados tipos de sistema: o Desacoplado Rápido para a transmissão, pois existe uma baixa relação R/X dos condutores desses sistemas, e o de varredura para a distribuição, pois estes possuem linhas com alta relação R/X e se parte da premissa que o fluxo de potência é unidirecional, ou seja, da subestação para as cargas. Então na literatura são encontrados vários artigos propondo variações nos métodos existentes, ou metodologias novas, para solucionar o problema do fluxo de potência em sistemas que fujam da composição tradicional, seja pela elevada inserção de GD, ou topologias não tão usuais. O presente trabalho visa aliar todas as vantagens do método de Newton, quando comparado a outros métodos, mas aplicado em sistemas ativos de distribuição de energia.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesse capítulo são apresentados as equações básicas e o problema de fluxo de potência convencional, bem como os métodos de resolução Newton-Raphson e os Desacoplados, que subsidiam a metodologia proposta nessa dissertação. Além disso, é detalhada a normalização complexa por unidade dos parâmetros do sistema. As referências dos itens 3.1 e 3.2 são retiradas de Monticelli (1983).

3.1 FORMULAÇÃO BÁSICA DO FLUXO DE POTÊNCIA

Para determinar o fluxo de potência (também conhecido como fluxo de carga) em um sistema de energia elétrica, utilizam-se métodos computacionais desenvolvidos para resolver o sistema de equações e inequações algébricas que formam o sistema em estudo. Essas equações e inequações não são diferenciais, pois é adotado um modelo estático da rede, considerando que as variações no tempo são lentas, o que implica que os efeitos transitórios podem ser ignorados.

Os componentes de um sistema de energia elétrica podem ser classificados em dois grupos, de acordo com as ligações entre os nós:

- nó qualquer e nó terra: geradores, cargas, reatores e capacitores;
- entre dois nós quaisquer: linhas de transmissão, transformadores e defasadores.

Os geradores e as cargas são considerados como partes externas e extremas do sistema, sendo modelados pela injeção de potência nos respectivos nós. Os demais componentes são considerados como partes internas.

As equações básicas do fluxo de potência podem ser obtidas através de equivalentes das Leis de Kirchhoff, em que o equivalente da Primeira Lei é baseada na conservação das potências ativas e reativas em cada nó do sistema, ou seja, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos, que possui o nó considerado como um dos terminais. O equivalente da Segunda Lei de Kirchhoff é utilizado para obter as equações dos fluxos de potência nos componentes internos como funções das tensões dos nós terminais.

Para cada barra (ou nó) de um sistema elétrico são associadas quatro variáveis, sendo que duas delas são consideradas como valores conhecidos e duas como incógnitas:

V_k - Módulo da tensão nodal (barra k);

θ_k - Ângulo da tensão nodal (barra k);

P_k - Geração líquida de potência ativa (barra k);

Q_k - Geração líquida de potência reativa (barra k);

Dependendo de quais variáveis nodais são consideradas como valores conhecidos e quais como incógnitas, são definidos três tipos de barras:

- barra tipo PQ – possuem como valores conhecidos P_k e Q_k , e são calculados V_k e θ_k ;
- barra tipo PV – possuem como valores conhecidos P_k e V_k , e são calculados Q_k e θ_k ;
- barra tipo V θ , ou de referência, ou de folga – possuem como valores conhecidos V_k e θ_k , e são calculados P_k e Q_k .

As barras do tipo PQ são utilizadas para representar as barras de carga do sistema, já que as cargas são expressas pelas suas respectivas potências ativas e reativas. As barras do tipo PV representam as barras de geração, já que os geradores são expressos por sua tensão terminal e potência ativa gerada.

Cada sistema possui apenas uma barra do tipo V θ , pois ela possui duas funções: fornece a referência angular do sistema - por isso é também chamada de barra de referência, e fecha o balanço de potência do sistema, levando em consideração as perdas de transmissão - por isso é também chamada de barra de folga, já sua potência ativa não é especificada.

Para cada barra do sistema são modeladas duas equações, cada uma representando o fato que as potências ativas e reativas injetadas em uma barra são iguais à soma dos fluxos correspondentes que saem da barra em direção aos componentes do sistema. Desta forma, as equações (3.01) e (3.02) expressam a Primeira Lei de Kirchhoff:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.01)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.02)$$

onde:

$k = 1, \dots, Nb$, sendo Nb o número de barras do sistema;

Ω_k – conjunto de barras vizinhas da barra k ;

V_k, V_m – módulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;

θ_k, θ_m – ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;

P_{km} – fluxo de potência ativa no ramo $k - m$;

Q_{km} – fluxo de potência reativa no ramo $k - m$;

Q_k^{sh} – componente da injeção de potência reativa devida ao elemento *shunt* da barra k .

De forma matricial, as injeções nas de potência ativa e reativa são dadas por:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.03)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.04)$$

onde:

G_{km}, B_{km} – coeficientes reais e imaginários da matriz admitância do sistema;

K – conjunto das barras vizinhas à barra k , incluindo k .

3.2 MÉTODOS DE RESOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

Os métodos computacionais para resolução do problema do fluxo de potência podem ser divididos em duas partes: a primeira que trata da resolução de equações algébricas por métodos iterativos, e a segunda que considera a atuação de dispositivos de controle e da representação de limites de operação do sistema. Essas duas partes podem ser resolvidas alternadamente em que a solução de uma entra como dado de entrada para a segunda.

Considerando um sistema em que são dados os valores de P_k e Q_k para as barras do tipo PQ, de P_k e V_k para as barras do tipo PV e de V_k e θ_k para as barras do tipo V θ , o subsistema 1 consiste em encontrar os valores de V_k e θ_k para todas as outras barras do sistema, através de equações não-lineares com o mesmo número de equações e incógnitas. O subsistema 2 consiste em encontrar os valores de P_k e Q_k para o restante das barras do sistema utilizando os valores encontrados anteriormente. Desta forma, o segundo subsistema não necessita de um processo iterativo para sua resolução.

As incógnitas do subsistema 1 podem ser agrupadas conforme a equação (3.05), onde o vetor θ possui tamanho igual ao número de barras em que o ângulo da tensão não é especificado, ou seja, a soma do número de barras do tipo PQ e do tipo PV, ou ainda de tamanho $(NPV + NPQ)$. Já o vetor V possui tamanho igual ao número de barras em que o módulo da tensão não é especificado, ou seja, de tamanho (NPQ) .

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (3.05)$$

As equações algébricas não-lineares do subsistema 1 podem ser escritas da seguinte forma:

$$g(x) = g(\theta, V) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P^{esp} - P(\theta, V) \\ Q^{esp} - Q(\theta, V) \end{bmatrix} = 0 \quad (3.06)$$

onde:

ΔP – vetor dos desvios de potência ativa;

ΔQ – vetor dos desvios de potência reativa;

P^{esp} – vetor das injeções de potência ativa especificados;

Q^{esp} – vetor das injeções de potência reativa especificados;

P – vetor das injeções de potência ativa nas barras do tipo PQ e PV;

Q – vetor das injeções de potência reativa nas barras do tipo PQ.

O sistema de equações algébricas não-lineares pode ser resolvido por vários métodos, mas essa dissertação vai focar nos métodos de Newton-Raphson, Desacoplado e Desacoplado Rápido, que são apresentados a seguir.

3.2.1 Método de Newton-Raphson

Como mencionado anteriormente, o método de Newton será utilizado para resolver o subsistema 1. A solução de um sistema de equações não lineares consiste em resolver o seguinte sistema de equações lineares a cada iteração:

$$g(x^v) = -J(x^v) \cdot \Delta x^v \quad (3.07)$$

onde:

$J(x)$ – matriz Jacobiana associada ao sistema;

Δx – vetor de correção;

v – contador de iterações.

Aplicando ao problema do fluxo, as partes da equação (3.07) resultam em:

$$g(x) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.08)$$

$$J(x) = J(\theta, V) = \begin{bmatrix} \frac{\partial(\Delta P)}{\partial \theta} & \frac{\partial(\Delta P)}{\partial V} \\ \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial \theta} & \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.09)$$

$$\Delta x = \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

As submatrizes que compõe a matriz Jacobiana, dada por (3.09), podem ser representadas individualmente por:

$$J(V, \theta) = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

em que:

$$H_{kk} = \frac{\partial \mathbf{P}_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.12)$$

$$H_{km} = \frac{\partial \mathbf{P}_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.13)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial \mathbf{P}_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.14)$$

$$N_{km} = \frac{\partial \mathbf{P}_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.15)$$

$$M_{kk} = \frac{\partial \mathbf{Q}_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.16)$$

$$M_{km} = \frac{\partial \mathbf{Q}_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.17)$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.18)$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.19)$$

A partir das expressões das submatrizes da Jacobiana, (3.12) a (3.19), pode-se notar que as matrizes H, M, N e L possuem as mesmas características de esparsidade que a matriz de admitância Y, e possuem como dimensão, respectivamente:

- $(NPV + NPQ) \times (NPV + NPQ)$;
- $(NPQ) \times (NPV + NPQ)$;
- $(NPV + NPQ) \times (NPQ)$;
- $(NPQ) \times (NPQ)$.

E a cada iteração, o contador de iterações é atualizado, em conjunto com o vetor de incógnitas $\mathbf{x}$, como mostra a equação (3.20):

$$\mathbf{x}^{v+1} = \mathbf{x}^v + \Delta \mathbf{x}^v \quad (3.20)$$

Aplicando esta equação ao problema do fluxo, que resulta na atualização do vetor composto pelos módulos e ângulos das tensões, de forma que:

$$\boldsymbol{\theta}^{v+1} = \boldsymbol{\theta}^v + \Delta \boldsymbol{\theta}^v \quad (3.21)$$

$$\mathbf{V}^{v+1} = \mathbf{V}^v + \Delta \mathbf{V}^v \quad (3.22)$$

A resolução do subsistema 1 do problema do fluxo de potência, através do método de Newton-Raphson, se dá pelo algoritmo apresentado a seguir, em forma de passos a serem seguidos:

1. Fazer $v = 0$ e escolher valores iniciais dos ângulos para as barras PQ e PV ($\theta = \theta^0$) e os módulos das tensões para as barras PV ($V = V^0$).
2. Calcular $P_k(\theta^v, V^v)$ para as barras PQ e PV e $Q_k(\theta^v, V^v)$ para as barras PQ, e ainda, calcular os desvios de potência ativa ΔP_k^v e reativa ΔQ_k^v .
3. Testar convergência: se $\max\{|\Delta P_k^v|\} \leq \text{erro}_P$ e $\max\{|\Delta Q_k^v|\} \leq \text{erro}_Q$, o processo iterativo convergiu para a solução (V^v, θ^v) ; senão seguir para o passo (4).
4. Calcular a matriz jacobiana: $J(\theta^v, V^v)$.
5. Determinar a nova solução (θ^{v+1}, V^{v+1}) pelas equações (3.21) e (3.22), respectivamente. Os valores de $\Delta \theta^v$ e ΔV^v são determinados a partir da solução do sistema linear definido por:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} = -[J(\theta^v, V^v)]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

6. Fazer $v = v + 1$ e voltar ao passo (2).

A matriz Jacobiana é recalculada e reestruturada a cada iteração, e seu tamanho depende da dimensão do sistema em estudo, o que pode afetar o tempo de processamento do método. Além disso, o ponto de partida escolhido também impacta sua eficiência.

3.2.2 Método Desacoplado

O método de Newton, dado de forma genérica pelas equações (3.07) e (3.20) pode ser rearranjado da seguinte forma:

$$\Delta P(\theta^v, V^v) = H(\theta^v, V^v)\Delta \theta^v + N(\theta^v, V^v)\Delta V^v \quad (3.24)$$

$$\Delta Q(\theta^v, V^v) = M(\theta^v, V^v)\Delta \theta^v + L(\theta^v, V^v)\Delta V^v \quad (3.25)$$

$$\theta^{v+1} = \theta^v + \Delta\theta^v \quad (3.26)$$

$$V^{v+1} = V^v + \Delta V^v \quad (3.27)$$

De forma geral, nos sistemas de transmissão, verifica-se que a sensibilidade das parcelas $\partial P/\partial\theta$ e $\partial Q/\partial V$ são mais influentes que as parcelas $\partial P/\partial V$ e $\partial Q/\partial\theta$, então existe um desacoplamento P θ -QV nesses sistemas, geralmente em níveis de tensão acima de 230 kV. Esse desacoplamento permite que a resolução do subsistema 1 seja feita alternadamente, ou seja, a parcela referente à potência ativa é resolvida com os valores dos módulos das tensões atualizados, enquanto a parcela reativa do problema é resolvida com os valores atualizados dos ângulos das tensões.

No método Desacoplado, as submatrizes da Jacobiana N e M são zeradas por conta da baixa influência das parcelas $\partial P/\partial V$ e $\partial Q/\partial\theta$. Isso significa que o processo de convergência é alterado, ou seja, o caminho percorrido para convergir é alterado, mas a solução final continua a mesma, pois o problema continua o mesmo.

Para acelerar o processo de convergência, podem ser normalizados os desvios de injeção de potência com as tensões das barras, assim como as submatrizes da Jacobiana. Para resumir os processos descritos, as principais considerações descritas anteriormente desse método são listadas a seguir:

- considerar as matrizes N e M como zeros;
- normalizar os desvios de potência ativa e reativa pelas tensões das barras do tipo PQ;
- alternar a atualização dos ângulos e módulos das tensões para utilizar valores atuais.

Assim, o formato final do método Desacoplado é apresentado a seguir pelas equações (3.28) até (3.31):

$$\frac{\Delta P(\theta^v, V^v)}{V} = \frac{H(\theta^v, V^v)}{V} \Delta\theta^v \quad (3.28)$$

$$\theta^{v+1} = \theta^v + \Delta\theta^v \quad (3.29)$$

$$\frac{\Delta Q(\theta^{v+1}, V^v)}{V} = \frac{L(\theta^{v+1}, V^v)}{V} \Delta V^v \quad (3.30)$$

$$V^{v+1} = V^v + \Delta V^v \quad (3.31)$$

A seguir é apresentado o método Desacoplado Rápido, que possui como ponto de partida as equações (3.28) até (3.31).

3.2.3 Método Desacoplado Rápido

Como no método Desacoplado, apenas as submatrizes da Jacobiana H e L aparecem nos cálculos, elas podem ser reescritas da seguinte forma:

$$H'_{kk} = \frac{H_{kk}}{V_k} = -\frac{Q_k}{V_k} - V_k B_{kk} \quad (3.32)$$

$$H'_{km} = \frac{H_{km}}{V_k} = V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.33)$$

$$L'_{kk} = \frac{L_{kk}}{V_k} = \frac{Q_k}{V_k^2} - B_{kk} \quad (3.34)$$

$$L'_{km} = \frac{L_{km}}{V_k} = G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km} \quad (3.35)$$

Nas equações (3.32) até (3.35) são feitas algumas aproximações:

- $\theta_{km} \approx 0$
- $|B_{km}| \gg |G_{km} \sin \theta_{km}|$
- $|B_{kk} V_k^2| \gg |Q_k|$

Então as equações podem ser reescritas da seguinte forma:

$$H'_{kk} \cong -V_k B_{kk} \quad (3.36)$$

$$H'_{km} \cong -V_m B_{km} \quad (3.37)$$

$$L'_{kk} \cong -B_{kk} \quad (3.38)$$

$$L'_{km} \cong -B_{km} \quad (3.39)$$

Considerando que os módulos das tensões das barras V_k e V_m são aproximadamente unitárias, pode-se aproximar as submatrizes H e L da Jacobiana por:

$$H' \cong B' \quad (3.40)$$

$$L' \cong B'' \quad (3.41)$$

Assim, as matrizes B' e B'' não dependem mais dos ângulos e módulos das tensões das barras, mas apenas dos parâmetros do sistema. Essas duas matrizes possuem as mesmas estruturas das submatrizes H e L da Jacobiana e são similares à matriz de susceptância das barras do sistema. A diferença é que na matriz B' não aparecem linhas e colunas referentes à barra de referência e na matriz B'' excluem-se as linhas e colunas referentes às barras V₀ e PV.

Assim, reescrevendo as equações da mesma forma que para o método Desacoplado, a forma completa do Desacoplado Rápido é dada pelas equações (3.42) até (3.45):

$$\frac{\Delta P(\theta^v, V^v)}{V} = B' \Delta \theta^v \quad (3.42)$$

$$\theta^{v+1} = \theta^v + \Delta \theta^v \quad (3.43)$$

$$\frac{\Delta Q(\theta^{v+1}, V^v)}{V} = B'' \Delta V^v \quad (3.44)$$

$$V^{v+1} = V^v + \Delta V^v \quad (3.45)$$

Existem ainda quatro versões possíveis para esse método, dependendo da forma de construção das matrizes B' e B'' . Se as resistências série das linhas forem desconsideradas, os valores das susceptâncias podem ser aproximados por:

$$b_{km} = -\frac{1}{x_{km}} \quad (3.46)$$

Assim, as quatro versões possíveis são denominadas de: BB, XB, BX e XX, onde a primeira letra do nome refere-se à matriz B' e o segundo à matriz B'' e as versões com X indicam que as resistências foram ignoradas naquela posição. Melhorias no desempenho do método foram observadas ao se adotar alguma das versões desacopladas, em especial a XB e a BX.

Podem ser utilizados dois contadores de iteração diferentes e independentes para o subproblema ativo e reativo. Dessa forma, caso a convergência de um seja mais rápida que a do outro, obtém-se vantagens computacionais iterando apenas o subproblema que ainda não convergiu.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesse capítulo apresentou-se a formulação para o problema do fluxo de potência e alguns métodos para sua resolução, como o método de Newton, Desacoplado e Desacoplado Rápido.

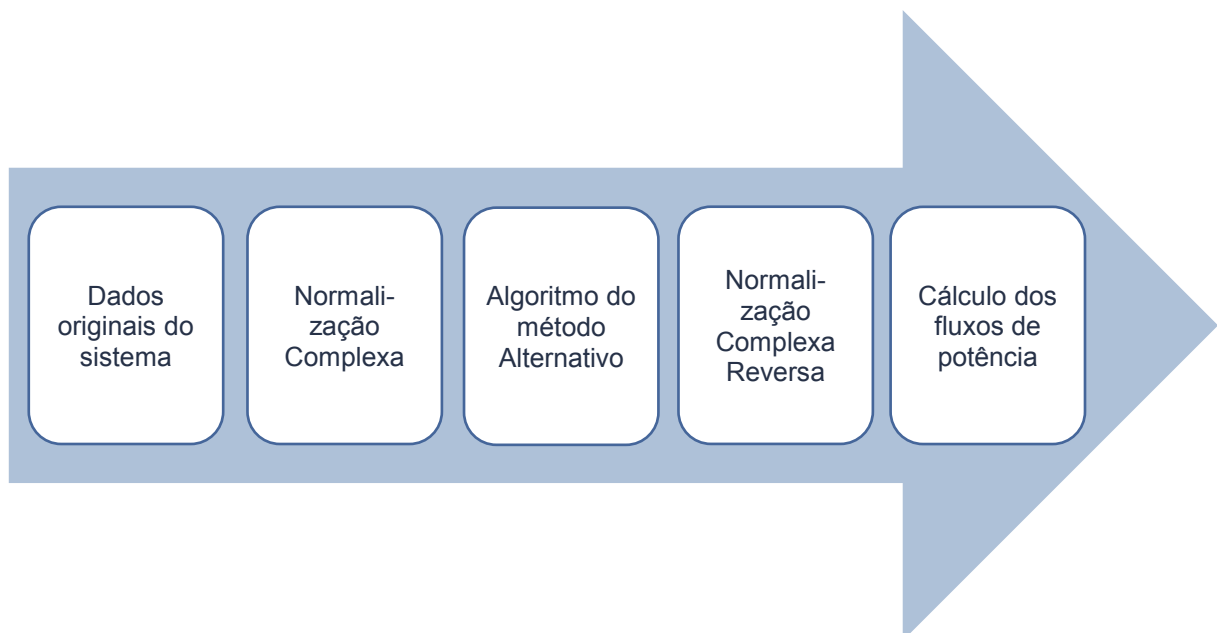
Primeiramente foi exposto o problema do fluxo de potência convencional, o que apresenta a solução através da resolução de dois subproblemas: o subsistema 1 exige aplicação de métodos iterativos e o subsistema 2, que possui solução direta. Para o subproblema 1 foi apresentado o método iterativo para a obtenção das tensões complexas nas barras do sistema, que é o método de Newton-Raphson. Esse método exige que a cada iteração a matriz Jacobiana seja recalculada e reestruturada, o que

pode resultar em alto custo computacional. Para contornar esse problema são propostos os métodos Desacoplado e Desacoplado Rápido que partem de algumas simplificações e aproximações na Jacobiana, para torná-la constante a cada iteração e, assim, acelerando o processo de convergência. Também foram apresentadas as quatro versões possíveis em que são desprezadas ou não as resistências série das linhas, melhorando ainda mais o processo de convergência.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

De forma geral, a metodologia presente no trabalho é representada na FIGURA 5. O processo é equivalente ao utilizado na normalização por unidade, em que se normalizam os dados originais do sistema, que então viram os valores de entrada para o algoritmo do método de resolução do fluxo de potência. Após o método escolhido convergir, os valores sofrem uma normalização reversa, que é multiplicar os valores na unidade normalizada pelas suas respectivas bases, tornando possível calcular os fluxos de potência do sistema.

FIGURA 5 – VISÃO GERAL DA METODOLOGIA PROPOSTA



FONTE: O autor (2019).

Para apresentar a metodologia proposta, demonstra-se a formulação da abordagem alternativa, baseada no desacoplamento PV-Q θ típico de sistemas de distribuição com elevada relação R/X. Na sequência, é descrita a adequação do método caso existam barras com tensão controlada, que são do tipo PV.

4.1 NORMALIZAÇÃO COMPLEXA POR UNIDADE

Em Sistemas Elétricos de Potência, é usual todos os parâmetros e todas as variáveis do sistema estarem em valores normalizados, conhecidos como por unidade

(ou pu). Nessa normalização são definidos como base valores reais para a potência aparente do sistema (S_{base}) e para os níveis de tensão (V_{base}) das áreas definidas pelos transformadores. Já a normalização complexa por unidade (ou cpu) consiste em adotar uma base de potência complexa para o sistema, conforme a equação a seguir (TORTELLI; LOURENÇO; GARCIA; PAL, 2015):

$$S_{base} = |S_{base}|e^{-j\phi_{base}} \quad (4.01)$$

onde:

$|S_{base}|$ – módulo da potência complexa;

ϕ_{base} – ângulo da potência complexa.

As bases de tensão são mantidas como números reais, da mesma forma que a normalização por unidade convencional (TORTELLI; LOURENÇO; GARCIA; PAL, 2015):

$$V_{base} = |V_{base}|e^{j0} = V_{base} \quad (4.02)$$

De acordo com as equações (4.01) e (4.02), os valores das bases de impedância do sistema serão números complexos, com o mesmo ângulo escolhido para a base de potência, ou seja, ϕ_{base} (TORTELLI; LOURENÇO; GARCIA; PAL, 2015):

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}^*} = |Z_{base}|e^{-j\phi_{base}} \quad (4.03)$$

Os valores das impedâncias normalizadas podem ser encontrados dividindo os valores originais, em ohms, pelo valor da base complexa adotada:

$$Z_{cpu} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{|Z_{\Omega}|e^{j\theta}}{|Z_{base}|e^{-j\phi_{base}}} = |Z_{pu}|e^{j(\theta+\phi_{base})} \quad (4.04)$$

onde:

θ – ângulo da impedância da linha.

Pela equação (4.04), nota-se que o ângulo da impedância da linha é normalizado pelo ângulo da potência base, enquanto o módulo da impedância normalizada é igual tanto para a normalização pu como cpu (TORTELLI; LOURENÇO; GARCIA; PAL, 2015). Separando a equação (4.04) na parte real da impedância, que é a resistência, e a parte imaginária, que é a reatância, resulta em:

$$R_{cpu} = |Z_{pu}| \cos(\theta + \phi_{base}) \quad (4.05)$$

$$X_{cpu} = |Z_{pu}| \sin(\theta + \phi_{base}) \quad (4.06)$$

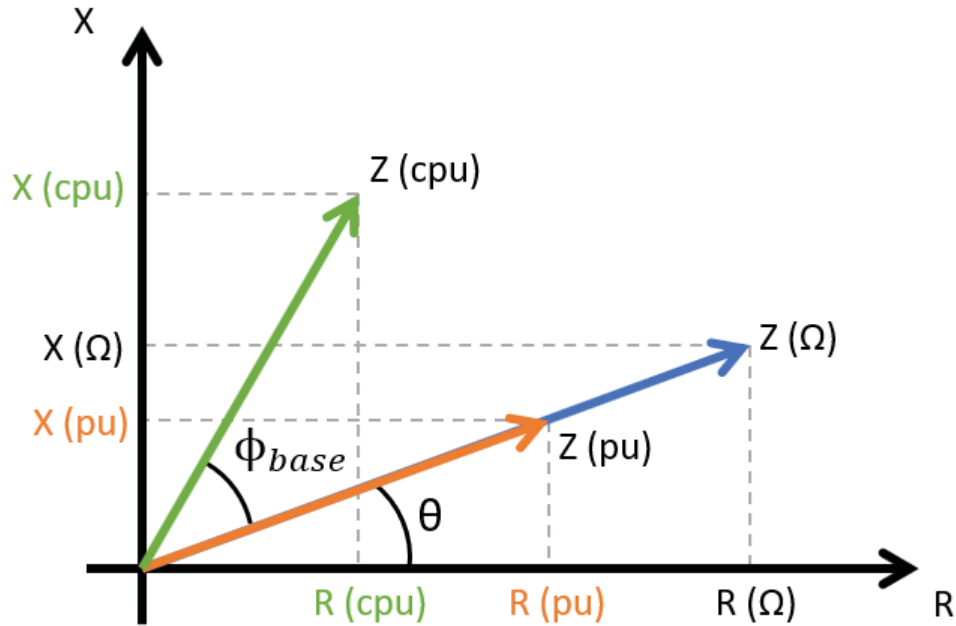
O que resulta na seguinte equação:

$$\frac{X_{cpu}}{R_{cpu}} = \tan(\theta + \phi_{base}) \quad (4.07)$$

A equação (4.07) indica que a relação R/X das linhas do sistema podem variar de acordo com o ângulo base ϕ_{base} da potência complexa. Essa mudança pode melhorar a convergência de processos iterativos na resolução do problema do fluxo de potência, como por exemplo os métodos Desacoplados (TORTELLI; LOURENÇO; GARCIA; PAL, 2015).

De forma gráfica, a FIGURA 6 mostra a influência do ângulo base na relação R/X de qualquer sistema. Se o ângulo inserido for positivo, a característica indutiva do sistema é enfatizada, rotacionando o vetor das impedâncias para o eixo das ordenadas. Caso o ângulo seja negativo, a característica resistiva é acentuada e a rotação tende ao eixo das abscissas. Neste ponto vale ressaltar que o mesmo ângulo base é aplicado em todas as linhas do sistema, mas cada linha possui um ângulo θ específico.

FIGURA 6 – INFLUÊNCIA DO ÂNGULO BASE NAS IMPEDÂNCIAS DE UM SISTEMA



FONTE: O autor (2019).

As injeções de potência também precisam ser normalizadas pela mesma base complexa, de modo que seu ângulo será normalizado pelo ϕ_{base} , da mesma forma que acontece com as impedâncias (TORTELLI; LOURENÇO; GARCIA; PAL, 2015). A equação (4.08) demonstra essa relação:

$$S_{cpu} = \frac{S_{VA}}{S_{base}} = \frac{|S_{VA}|e^{j\delta}}{|S_{base}|e^{-j\phi_{base}}} = |S_{pu}|e^{j(\delta+\phi_{base})} \quad (4.08)$$

onde:

δ – ângulo da injeção de potência.

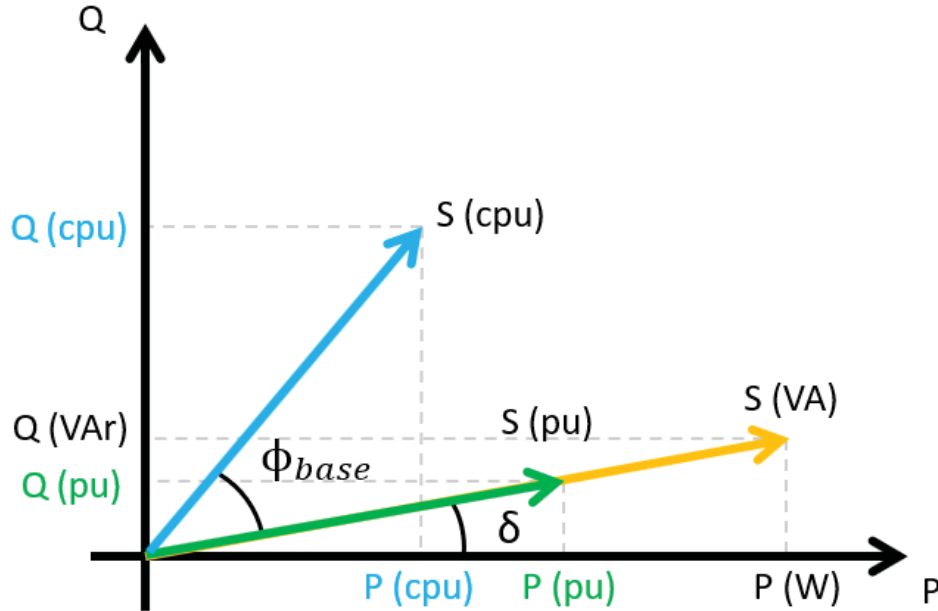
O que resulta nas seguintes equações:

$$P_{cpu} = |S_{pu}|\cos(\delta + \phi_{base}) \quad (4.09)$$

$$Q_{cpu} = |S_{pu}|\sin(\delta + \phi_{base}) \quad (4.10)$$

Então, da mesma forma que as impedâncias são rotacionadas pelo ângulo base escolhido, as injeções de potência também sofrem uma rotação, conforme mostra a FIGURA 7.

FIGURA 7 – INFLUÊNCIA DO ÂNGULO BASE NAS POTÊNCIAS DE UM SISTEMA



FONTE: O autor (2019).

Se o ângulo inserido for positivo, a característica reativa do sistema é enfatizada, rotacionando o vetor das injeções de potência para o eixo das ordenadas. Caso o ângulo seja negativo, a característica ativa é acentuada e a rotação tende ao eixo das abscissas. O mesmo ângulo base é aplicado em todas as injeções do sistema, mas cada parcela do vetor possui um ângulo δ específico.

4.2 MÉTODO DESACOPLADO RÁPIDO ALTERNATIVO

O método proposto nesse item parte do método de Newton como ponto de partida (GONÇALVES; TORTELLI, 2018). Então a equação (4.11) representa o sistema linear que é resolvido sucessivamente, sendo que as submatrizes H, M, N e L formam a matriz Jacobiana do problema.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

A seguir são realizadas simplificações análogas ao método Desacoplado, porém utilizando as características dos sistemas de distribuição de energia, que possui elevada relação R/X. Por causa disso, o acoplamento existente é diferente do encontrado nos sistemas de transmissão, ou seja, a potência ativa P é influenciada pelo módulo da tensão V, enquanto a potência reativa Q é influenciada pelo ângulo da tensão θ .

Dessa forma, as submatrizes H e L da Jacobiana podem ser desprezadas, implicando na baixa sensibilidade das parcelas $\partial P/\partial \theta$ e $\partial Q/\partial V$. Assim a equação (4.11) sofre a seguinte alteração:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & N \\ M & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Tirando o sistema da forma matricial e deixando no mesmo formato das equações (3.24) até (3.27):

$$\Delta P(\theta^v, V^v) = N(\theta^v, V^v) \Delta V^v \quad (4.13)$$

$$\Delta Q(\theta^v, V^v) = M(\theta^v, V^v) \Delta \theta^v \quad (4.14)$$

$$V^{v+1} = V^v + \Delta V^v \quad (4.15)$$

$$\theta^{v+1} = \theta^v + \Delta \theta^v \quad (4.16)$$

Da mesma forma que no método desacoplado, para acelerar o processo de convergência, podem ser normalizados os desvios de injeção de potência com as tensões das barras, assim como as submatrizes da Jacobiana. Para resumir os processos descritos, as principais considerações descritas anteriormente desse método são listadas a seguir:

- considerar as matrizes H e L como zeros;
- normalizar os desvios de potência ativa e reativa pelas tensões das barras do tipo PQ;

- alternar a atualização dos módulos e ângulos das tensões para utilizar valores atualizados.

Assim, com todas as considerações do método Desacoplado, aplicadas aos sistemas de distribuição, obtém-se as equações (4.17) até (4.20):

$$\frac{\Delta P(\theta^v, V^v)}{V} = \frac{N(\theta^v, V^v)}{V} \Delta V^v \quad (4.17)$$

$$V^{v+1} = V^v + \Delta V^v \quad (4.18)$$

$$\frac{\Delta Q(\theta^v, V^{v+1})}{V} = \frac{M(\theta^v, V^{v+1})}{V} \Delta \theta^v \quad (4.19)$$

$$\theta^{v+1} = \theta^v + \Delta \theta^v \quad (4.20)$$

As submatrizes M e N que estão presentes nos cálculos do método alternativo podem ser reescritas da seguinte forma:

$$M'_{kk} = \frac{M_{kk}}{V_k} = \frac{P_k}{V_k} - V_k G_{kk} \quad (4.21)$$

$$M'_{km} = \frac{M_{km}}{V_k} = -V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.22)$$

$$N'_{kk} = \frac{N_{kk}}{V_k} = \frac{P_k}{V_k^2} + G_{kk} \quad (4.23)$$

$$N'_{km} = \frac{N_{km}}{V_k} = G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km} \quad (4.24)$$

Nas equações (4.21) até (4.24) são feitas algumas aproximações:

- $\theta_{km} \approx 0$

- $|G_{km} \cos \theta_{km}| \gg |B_{km} \sin \theta_{km}|$
- $|G_{kk} V_k^2| \gg |P_k|$

Então as equações podem ser reescritas da seguinte forma:

$$M'_{kk} \cong -V_k G_{kk} \quad (4.25)$$

$$M'_{km} \cong -V_m G_{km} \quad (4.26)$$

$$N'_{kk} \cong G_{kk} \quad (4.27)$$

$$N'_{km} \cong G_{km} \quad (4.28)$$

Considerando que os módulos das tensões das barras V_k e V_m são aproximadamente unitárias, pode-se aproximar as submatrizes M e N da Jacobiana por:

$$M' \cong -G = G' \quad (4.29)$$

$$N' \cong +G = G'' \quad (4.30)$$

Da mesma forma que o método Desacoplado Rápido tradicional, as matrizes G' e G'' não dependem mais dos ângulos e módulos das tensões das barras, mas apenas dos parâmetros do sistema. Essas duas matrizes possuem as mesmas estruturas das submatrizes M e N da Jacobiana e são similares à matriz de condutância das barras do sistema.

Assim, reescrevendo as equações da mesma forma que para o método tradicional, a forma completa do Desacoplado Rápido alternativo é dada pelas equações (4.31) até (4.34):

$$\frac{\Delta P(\theta^v, V^v)}{V} = N' \Delta V^v = G'' \Delta V^v \quad (4.31)$$

$$\mathbf{V}^{v+1} = \mathbf{V}^v + \Delta \mathbf{V}^v \quad (4.32)$$

$$\frac{\Delta Q(\boldsymbol{\theta}^v, \mathbf{V}^{v+1})}{\mathbf{V}} = \mathbf{M}' \Delta \boldsymbol{\theta}^v = \mathbf{G}' \Delta \boldsymbol{\theta}^v \quad (4.33)$$

$$\boldsymbol{\theta}^{v+1} = \boldsymbol{\theta}^v + \Delta \boldsymbol{\theta}^v \quad (4.34)$$

Existem ainda quatro versões possíveis para esse método, dependendo da forma de construção das matrizes $\mathbf{G}'$ e $\mathbf{G}''$. De forma análoga às versões do método tradicional, se as reatâncias série das linhas forem desconsideradas, os valores das condutâncias podem ser aproximados por:

$$g_{km} = \frac{1}{r_{km}} \quad (4.35)$$

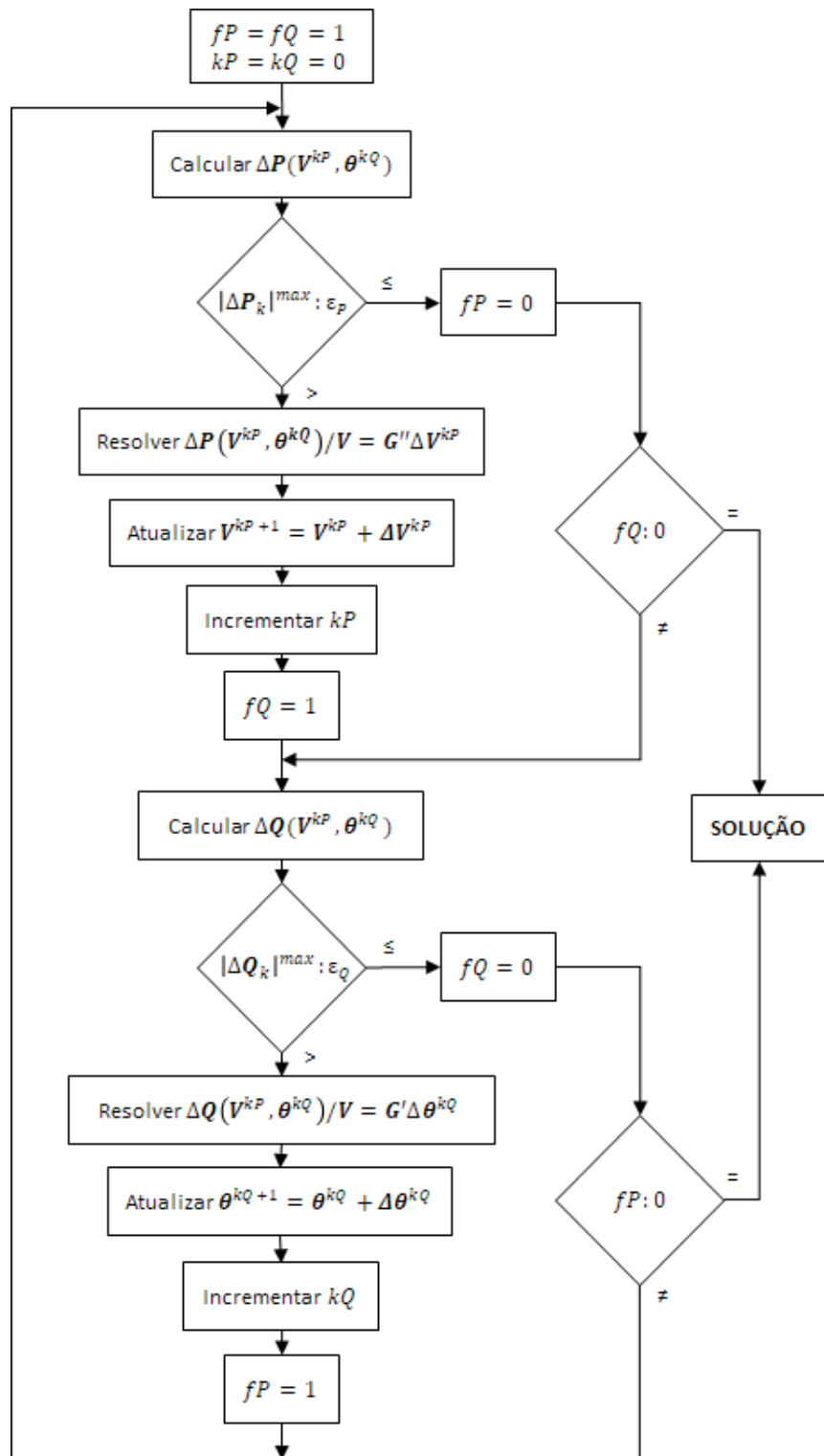
No método alternativo são evidenciadas quatro versões análogas:

- a versão GG, constituída pelos valores das condutâncias das linhas;
- a versão RG, onde desprezam-se os valores das reatâncias para a formação da matriz $\mathbf{G}'$;
- a versão GR, onde desprezam-se os valores das reatâncias para a formação da matriz $\mathbf{G}''$;
- a versão RR, onde desprezam-se os valores das reatâncias para a formação tanto da matriz $\mathbf{G}'$, como da matriz $\mathbf{G}''$.

As matrizes $\mathbf{G}'$ e $\mathbf{G}''$ possuem dimensão $(NPQ) \times (NPV + NPQ)$ e dimensão $(NPV + NPQ) \times (NPQ)$, respectivamente, onde NPQ é o número de barras do tipo PQ do sistema e NPV o número de barras do tipo PV.

A FIGURA 8 apresenta o fluxograma proposto para o algoritmo do método Desacoplado alternativo, que é similar ao do tradicional.

FIGURA 8 – FLUXOGRAMA DO MÉTODO DESACOPLADO ALTERNATIVO



FONTE: O autor (2019).

As *flags* fP e fQ para a potência ativa e reativa, respectivamente, iniciam com valor 1 (seu valor somente muda para 0 quando algum dos subproblemas converge), enquanto os contadores de iteração kP e kQ iniciam com valor 0.

E assim, o processo entra no subproblema ativo. Primeiramente são calculados os desvios de potência ativa e, enquanto o módulo do maior desvio for maior que o erro estipulado, o valor de fP permanece unitário, e o processo continua. Os próximos passos são calcular as equações dadas por (4.31) e (4.32), e incrementar o contador de iteração da forma $kP = kP + 1$.

Então é a vez do subproblema reativo. Da mesma forma, os desvios de potência reativa são calculados e o maior valor em módulo é comparado com o erro estipulado (geralmente os erros para o subproblema ativo e reativo são iguais). Caso o desvio máximo seja maior que o erro, calculam-se as equações dadas por (4.33) e (4.34) e o contador de iteração da forma $kQ = kQ + 1$.

Como os valores de fP e fQ continuam como 1, o processo todo se reinicia. Caso algum desses valores se torne 0 (indicando a convergência do seu respectivo subproblema), os valores dos respectivos desvios não são mais atualizados, somente os do subproblema que ainda não convergiu. Quando as duas *flags* atingem valores zerados, ou seja, $fP = fQ = 0$, chega-se, então, na solução do problema e o processo é finalizado.

O método proposto é implementado computacionalmente em ambiente do MATLAB®, seguindo uma sequência iterativa similar ao que se tem no Matpower. Este, que é um pacote computacional consolidado e gratuito, é utilizado para solucionar fluxo de potência, fluxo de potência ótimo, entre outros (MATPOWER, 1997).

4.3 ADEQUAÇÃO PARA BARRAS COM CONTROLE DE TENSÃO

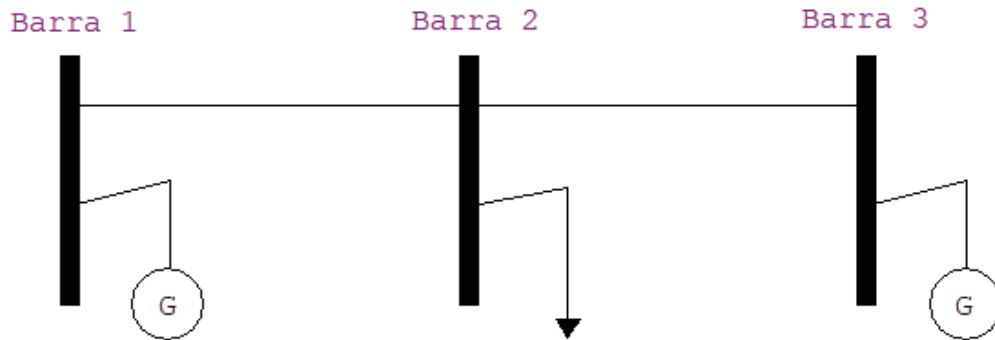
Como o método descrito na seção anterior foi concebido seguindo os mesmos passos do Desacoplado Rápido, mas aplicado em sistemas de distribuição de energia, as matrizes resultantes são quadradas somente no caso particular em que só existam barras do tipo PQ no sistema. Caso alguma barra seja do tipo PV, as matrizes deixam de ser quadradas e, portanto, não são invertíveis.

A seguir, para exemplificar um cenário um pouco mais geral em que existam todos os tipos de barra, considera-se um sistema de três barras. Esse sistema possui uma linha conectando as barras 1-2 e outra ligando as barras 2-3. Considerando a

barra 1 como referência, a 2 como PQ e a 3 como PV, o sistema é apresentado na FIGURA 9.

Neste caso as variáveis de estado são: θ_2 , θ_3 e V_2 e os desvios de potência são: ΔP_2 , ΔP_3 e ΔQ_2 .

FIGURA 9 – SISTEMA DE 3 BARRAS ILUSTRATIVO



FONTE: O autor (2019).

Assim, o sistema de equação a ser resolvido é o seguinte:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{22} & H_{23} & N_{22} \\ H_{32} & H_{33} & N_{32} \\ M_{22} & M_{23} & L_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} \quad (4.36)$$

As submatrizes H e L podem ser simplificadas como descrito no método Desacoplado Rápido tradicional por $-B$. Já o método alternativo abordado nessa dissertação contempla a simplificação da submatriz N por $+G$ e submatriz M por $-G$.

Ao desacoplar as parcelas, obtém-se os seguintes subproblemas para resolver no processo iterativo:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \end{bmatrix} = [G] [\Delta V_2] \quad (4.37)$$

$$[\Delta Q_2] = [-G] \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \end{bmatrix} \quad (4.38)$$

Neste cenário podem ser citados dois problemas: o primeiro subsistema possui mais equações que incógnitas, enquanto o segundo possui mais incógnitas do

que equações. Isto leva ao fato de se ter múltiplas ou nenhuma solução para o problema.

São analisados dois métodos como possíveis formas de contornar estes problemas:

- método 1: transferir a parcela de potência ativa referente à barra PV para o subproblema reativo;
- método 2: transferir a variável de estado θ referente à barra PV para o subproblema ativo.

É importante ressaltar que após qualquer uma destas modificações, teremos uma parcela com acoplamento $P\theta$ e, portanto, devem ser usados os valores respectivos da matriz de susceptância de barra do sistema. No primeiro método, a linha respectiva da barra PV da matriz de condutância será substituída pelos valores da matriz de susceptância e no segundo método, a coluna que leva essas alterações.

4.3.1 Método 1

A forma escolhida para contornar este problema consiste em trazer uma parcela da potência ativa para o subproblema reativo referente à(s) barra(s) PV(s) do sistema. Como no exemplo a barra 3 é do tipo PV, então o desvio de potência ativa desta barra passa do subproblema ativo para o reativo.

Então, os subproblemas a serem resolvidos, para este sistema de três barras, são:

$$[\Delta P_2] = [G_{22}] [\Delta V_2] \quad (4.39)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_2 \\ \Delta P_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -G_{22} & -G_{23} \\ -B_{32} & -B_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \end{bmatrix} \quad (4.40)$$

O primeiro método traz uma dificuldade adicional ao implementar computacionalmente, pois a parcela reativa do subproblema possui os dois tipos de desvios de potência, tanto o ativo quanto o reativo.

4.3.2 Método 2

A forma escolhida para contornar este problema consiste em trazer uma parcela da potência reativa para o subproblema ativo referente à(s) barra(s) PV(s) do sistema. Como no exemplo a barra 3 é do tipo PV, então o ângulo da tensão desta barra passa do subproblema reativo para o ativo.

Então, os subproblemas a serem resolvidos, para este sistema de três barras, são:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{22} & -B_{23} \\ G_{32} & -B_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_2 \\ \Delta \theta_3 \end{bmatrix} \quad (4.41)$$

$$[\Delta Q_2] = [-G_{22}] [\Delta \theta_2] \quad (4.42)$$

O segundo método traz uma dificuldade adicional ao implementar computacionalmente, pois a parcela ativa do subproblema possui duas variáveis de estado diferentes, tanto o módulo quanto o ângulo da tensão.

De forma genérica, o método 1 altera a linha referente à(s) barra(s) PV(s) da matriz G' do método Desacoplado Rápido alternativo proposto, enquanto o método 2 altera a coluna referente à(s) barra(s) PV(s) da matriz G'' do problema. Caso a barra do tipo PV não esteja em alguma extremidade do sistema, a linha ou coluna a ser alterada vai estar no meio dos vetores e matrizes.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo apresentou-se a normalização complexa por unidade, e formulação do método Desacoplado Rápido alternativo, bem como os métodos de adequação quando o sistema possui barras do tipo PV.

A normalização complexa consiste na adoção de uma base de potência complexa, enquanto as bases de tensão continuam números reais. Dependendo do ângulo escolhido, os valores normalizados dos parâmetros podem variar a relação R/X do sistema, enfatizando a característica indutiva ou resistiva das linhas. Esta normalização é aplicada aos dados originais do sistema, da mesma forma como são

aplicados os valores por unidade tradicionais, consistindo na entrada para o algoritmo de resolução do fluxo de potência proposto no capítulo de metodologia.

Em relação ao método proposto, primeiramente foram apontadas as simplificações e aproximações, que são análogas às do método tradicional, mas adotando as características dos sistemas de distribuição de energia, visto que o Desacoplado Rápido foi concebido para resolver o problema de fluxo de potência em sistemas de transmissão. O método proposto possui problemas para lidar com algum sistema que tenha alguma barra do tipo PV, o que torna as matrizes dos subproblemas ativo e reativo retangulares, ou seja, não invertíveis. Para contornar essa dificuldade, são também propostos dois métodos diferentes, denominados método 1 e método 2, que contemplam, respectivamente, na(s) linha(s) ou coluna(s) referente(s) à(s) barra(s) PV(s), uma parcela do acoplamento tradicional $P\theta$ dos sistemas de transmissão. Dessa forma, as matrizes se tornam quadradas e, portanto, possível de calcular a sua inversa.

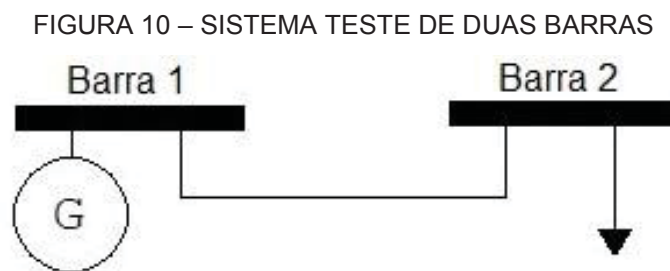
5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Nesse capítulo são apresentadas as simulações realizadas em ambiente do MATLAB® para validar a metodologia proposta no capítulo anterior. Os sistemas testes utilizados correspondem a um sistema de duas barras, em que serão realizados vários testes para analisar o desempenho da ferramenta computacional, e dois sistemas de distribuição, o primeiro de 33 barras e um de grande porte, com 907 barras. Para todos os casos foi adotada uma precisão de 10^{-8} .

Convém ressaltar que o método proposto, uma versão alternativa do tradicional método Desacoplado Rápido, será comparado a este quanto ao número de meia-iterações, o que possibilitará destacar sua relevância quando aplicado para o estudo de sistema de distribuição de energia.

5.1 SISTEMA DE DUAS BARRAS

A FIGURA 10 ilustra o sistema teste de duas barras adotado. Este sistema é simples o suficiente para evidenciar a comparação entre as abordagens desacopladas aqui discutidas, a tradicional e a alternativa. Os dados das barras e da linha do sistema são apresentados na TABELA 3.



FONTE: O autor (2019).

Para esse sistema, a comparação é feita em termos do número de meia-iterações para a convergência do cálculo do fluxo de potência pelas principais versões do método Desacoplado tradicional (XB e BX) e das quatro versões propostas para a abordagem alternativa (RG, GR, GG e RR). Os valores mostrados são referentes ao subproblema ativo e reativo, ou seja, kP e kQ , respectivamente.

TABELA 3 – 2 BARRAS - DADOS DE BARRA E LINHA

Dados de Barra (pu)					
Barra	Tipo	Pd	Qd	V	θ
1	V θ	-	-	1,0	0
2	PQ	0,3	0,1	-	-
Dados de Linha (pu)					
Linha		r	x	b^{sh}	
1-2		0,1	0,1	0,02	

FONTE: O autor (2019).

Na TABELA 4 os valores das meia-iterações são mostrados variando a relação R/X do sistema, começando com um valor baixo, característica de um sistema de transmissão, e aumentando gradativamente até a relação assemelhar a um sistema de distribuição de energia. Para este sistema, o ângulo base utilizado é de zero, ou seja, não há rotação das impedâncias do sistema.

TABELA 4 – 2 BARRAS – NÚMERO DE ITERAÇÕES PARA CADA VERSÃO

R/X	Desacoplado Rápido alternativo								Desacoplado Rápido tradicional			
	RG		GR		GG		RR		XB		BX	
1/4	56	56	35	35	**	**	100*	100*	7	7	7	7
1/3	23	23	27	26	**	**	100*	100*	7	7	7	6
1/2	14	14	17	16	**	**	79	78	8	7	8	7
1	9	9	11	10	94	94	26	26	8	8	9	8
2	7	6	8	7	10	10	12	11	10	10	10	9
3	6	6	6	5	7	6	8	7	11	11	9	8
4	6	5	6	5	5	5	7	7	12	12	11	11

* Convergência acima de 100 meia-iterações.

** Não convergência.

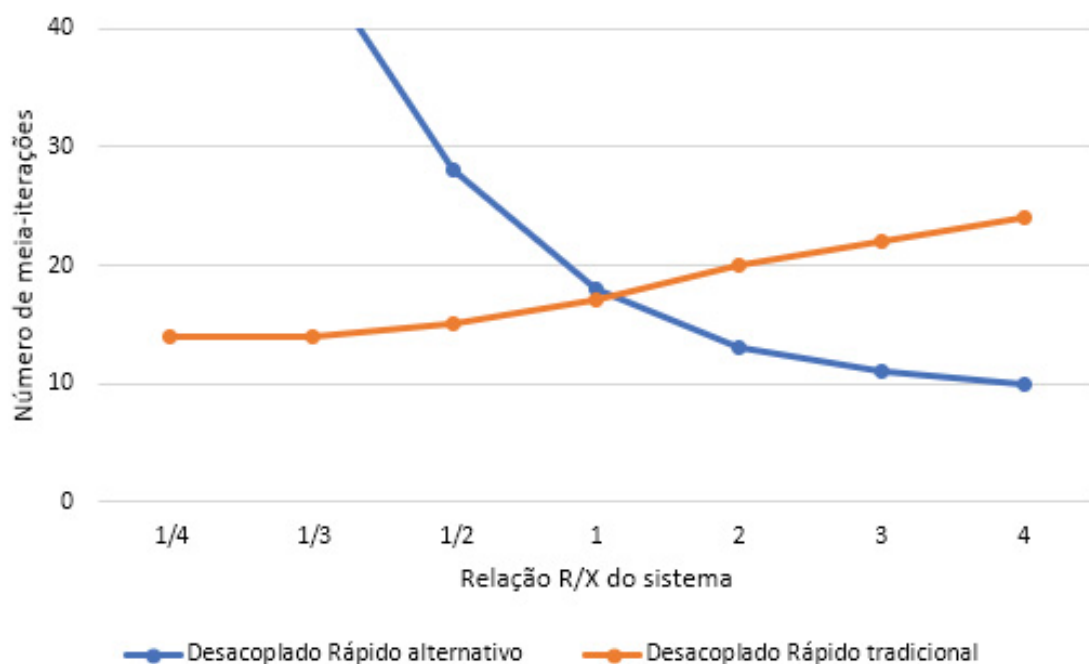
FONTE: O autor (2019).

Na TABELA 4 podem ser destacadas três regiões, baseadas na relação R/X do sistema, que é alterada para medir o desempenho dos métodos: menor, maior e igual a um. A primeira região corresponde às três primeiras linhas da tabela e o método tradicional é mais eficiente que o alternativo, mantendo o número de meia-iterações sempre abaixo de 10, e o seu melhor desempenho é de $kP = 7$ e $kQ = 6$. Já a segunda região corresponde às três últimas linhas da tabela, em que o método

alternativo, ou se iguala, ou é mais eficiente que o tradicional, com seu melhor desempenho de $kP = kQ = 5$. A região da tabela em que a relação R/X é unitária, nota-se que o desempenho dos dois métodos é semelhante para as melhores versões. No caso, $kP = kQ = 9$ para o método alternativo e $kP = kQ = 8$ para o tradicional.

A FIGURA 11 mostra a relação entre os métodos Desacoplados de forma gráfica, utilizando os melhores resultados para cada versão. O número de meia-iterações dos subproblemas ativo e reativo são somadas, então os números mostrados são $kP + kQ$.

FIGURA 11 – 2B - COMPARATIVO DOS MÉTODOS DESACOPLADOS TRADICIONAL E PROPOSTO

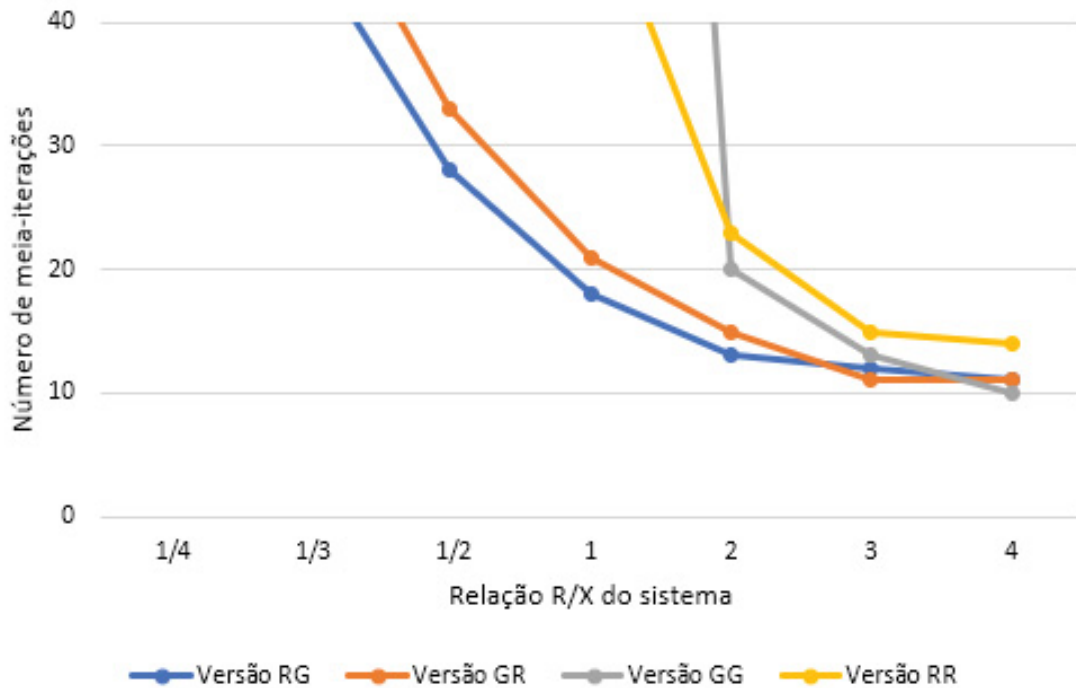


FONTE: O autor (2019).

Esta FIGURA 11 realça as três regiões da TABELA 4 mencionadas anteriormente, em que para uma característica indutiva o método tradicional (linha laranja) possui melhor desempenho e para um sistema mais resistivo o método alternativo (linha azul) é superior. E para uma relação aproximadamente unitária, os métodos são semelhantes.

Na FIGURA 12 é demonstrada de forma gráfica o comparativo das quatro versões propostas para o método alternativo: RG, GR, GG e RR (novamente mostrados de forma $kP + kQ$).

FIGURA 12 – 2B - COMPARATIVO GRÁFICO DE CADA VERSÃO DO MÉTODO PROPOSTO



FONTE: O autor (2019).

As versões RG e GR (linha azul e laranja) possuem melhor convergência que nas versões GG e RR (linhas cinza e amarela), da mesma forma que para o método tradicional, as versões XB e BX superam as versões BB e XX. Além disso, essas versões conseguem convergir mesmo para relações R/X mais baixas, o que amplia a gama de opções em que tais versões alternativas podem ser utilizadas. Para termos de comparação, utilizando uma relação de 0,5, a versão RG possui desempenho de $kP = kQ = 14$ e a versão GR de $kP = 17$ e $kQ = 16$, enquanto a versão RR obtém $kP = 79$ e $kQ = 78$, e a GG não converge.

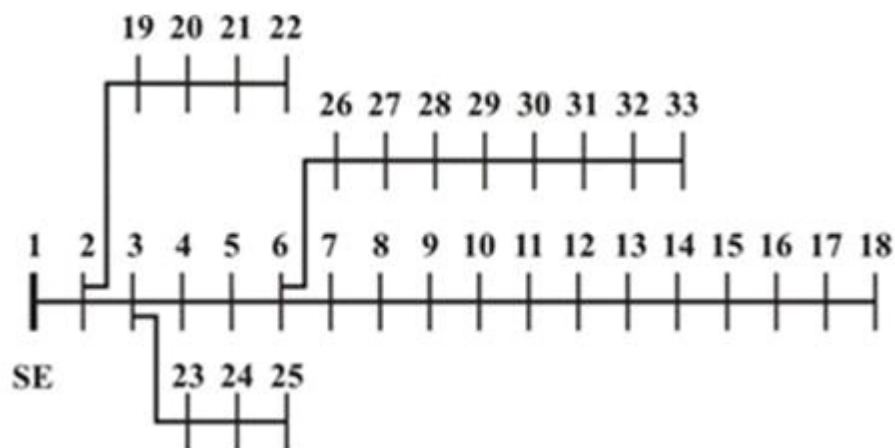
Como o sistema teste de duas barras não apresenta nenhuma barra do tipo PV, então não é realizada a análise dos métodos 1 e 2 propostos no item 4.3, pois ambos se tornam iguais tratando de barras PQ, ficando no formato apresentado no item 4.2. O estudo do impacto de barras do tipo PV é feito na análise do sistema teste de 33 barras, apresentado no item 5.2.

De forma geral, o resultado para o sistema teste de duas barras é satisfatório, considerando que a abordagem alternativa, no caso do sistema mais resistivo possível contemplado (relação $R/X = 4$), considerando as versões RG e GR, converge com $kP = 6$ e $kQ = 5$. Enquanto a abordagem tradicional, no caso do sistema mais reativo possível contemplado (relação $R/X = 1/4$), considerando as versões XB e BX, converge com $kP = kQ = 7$.

5.2 SISTEMA DE 33 BARRAS

A FIGURA 13 apresenta o sistema teste de 33 barras adotado. Este sistema possui as características básicas de uma rede de distribuição de energia, como sua topologia radial e elevada relação R/X das linhas.

FIGURA 13 – SISTEMA TESTE DE 33 BARRAS



FONTE: Adaptado de SATYANARAYANA; RAMANA; SIVANAGARAJU; RAO (2007).

Além disso, o método é avaliado em mais dois cenários diferentes, contemplando variação topológica da rede e a presença de geração distribuída em uma das barras. Assim, são considerados no total três cenários distintos para esse sistema:

- i. Operação radial - sistema original;
- ii. Operação radial com GD - sistema original com presença de GD na barra 15, mudando seu tipo de PQ para PV;

- iii. Operação em malha com GD - sistema original com quatro novas linhas entre as barras 11-28, 12-24, 21-30 e 18-33, e a GD do cenário anterior.

Os valores das tensões complexas de cada cenário de operação são mostrados no APÊNDICE 1.

5.2.1 Cenário I – Operação Radial – Sistema Original

O primeiro cenário de operação consiste no sistema apresentado na FIGURA 13 sem alterações. Portanto, é um sistema radial, em que a barra 1 é a referência e as outras 32 barras são do tipo PQ.

A TABELA 5 apresenta os resultados obtidos simulando as melhores versões de cada abordagem, alternativa e tradicional, para o primeiro cenário de operação.

TABELA 5 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL – NÚMERO DE ITERAÇÕES PARA CADA VERSÃO

Método alternativo				Método tradicional			
Versão RG		Versão GR		Versão XB		Versão BX	
10	10	8	8	18	18	15	14

FONTE: O autor (2019).

Verifica-se que para o sistema teste de 33 barras em seu formato original, o método alternativo já é mais eficiente que o tradicional, obtendo quase a metade do número de meia-iterações necessárias para a convergência do problema do fluxo de potência.

Agora, resgatando os conceitos da normalização complexa apresentada no item 4.1, são simulados para diferentes ângulos o mesmo sistema, nas quatro versões propostas. Os dados são agrupados na TABELA 6.

Ao analisar os dados apresentados, pode-se tirar duas conclusões. A primeira é que na medida que o ângulo introduzido fica mais negativo, o sistema fica com uma característica cada vez mais resistiva, o que melhora o desempenho do método. Se o ângulo fica muito negativo, os resultados começam a piorar devido ao fato que a rotação inserida pelo ângulo base começa a se distanciar do eixo puramente resistivo. Para esse cenário de operação, o ângulo em que os melhores resultados são obtidos

é de -30° . A segunda é que dependendo do ângulo escolhido, até versões que anteriormente não convergiam, passam a convergir e com resultado satisfatório, semelhantes ao das versões RG e GR.

TABELA 6 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL – NÚMERO DE ITERAÇÕES PARA CADA VERSÃO COM CPU

ϕ_{base}	Método alternativo							
	Versão RG		Versão GR		Versão GG		Versão RR	
0°	10	10	8	8	-	-	49	48
-10°	9	9	8	7	-	-	27	27
-20°	8	7	7	7	23	22	17	16
-30°	7	7	7	7	10	9	11	11
-40°	8	8	8	7	11	10	12	12

FONTE: O autor (2019).

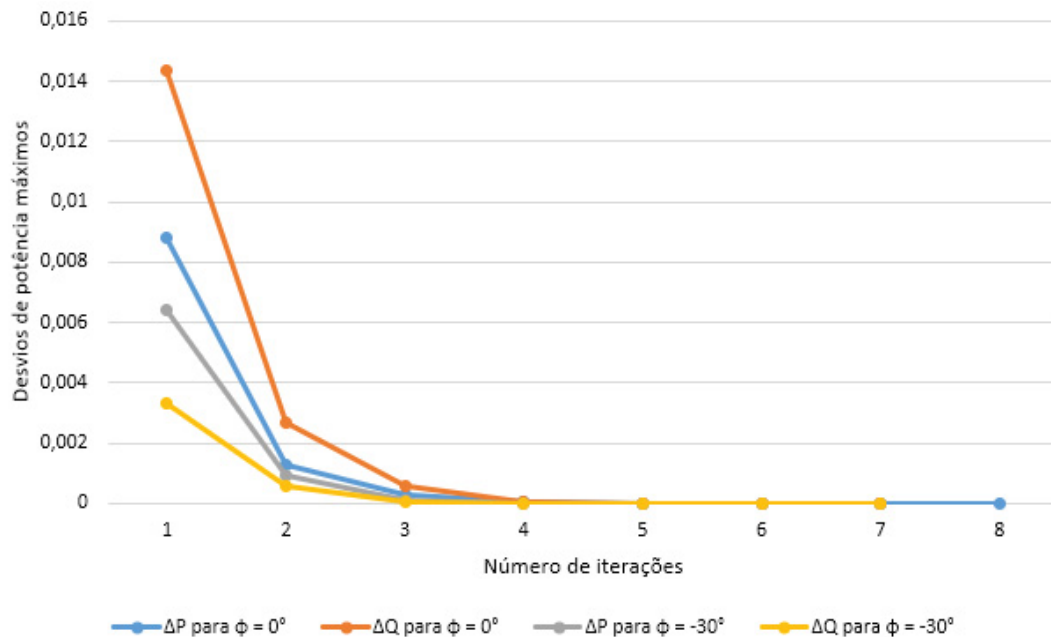
Usando como exemplo a versão GR que, para esse cenário de operação, possui o melhor desempenho, são analisados os desvios máximos de potência ativa e reativa para os casos de 0° e -30° . A TABELA 7 compila esses dados, que são mostrados de forma gráfica na FIGURA 14.

TABELA 7 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL – EVOLUÇÃO DOS DESVIOS MÁXIMOS DE POTÊNCIA

Iteração	$\phi_{base} = 0^\circ$		$\phi_{base} = -30^\circ$	
	ΔP	ΔQ	ΔP	ΔQ
1	0,00879533	0,01435962	0,006402851	0,003341204
2	0,001301011	2,69E-03	0,000929164	5,67E-04
3	0,000296741	5,81E-04	9,36E-05	5,92E-05
4	2,92E-05	5,41E-05	6,79E-06	4,28E-06
5	9,49E-07	2,36E-06	3,09E-07	1,80E-07
6	6,78E-07	1,36E-06	2,39E-08	1,42E-08
7	8,49E-08	1,64E-07	3,53E-09	2,69E-09
8	6,04E-10	2,18E-09	-	-

FONTE: O autor (2019).

FIGURA 14 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL – EVOLUÇÃO DOS DESVIOS MÁXIMOS DE POTÊNCIA



FONTE: O autor (2019).

Destaca-se duas observações para os dados apresentados anteriormente. Os desvios máximos de potência ativa e reativa da primeira iteração, quando selecionado um ângulo de base adequado (neste caso de -30°), se encontram mais perto da precisão escolhida, o que melhora o processo de convergência. Além disso, cada iteração do problema abaixa uma casa decimal dos desvios máximos, indicando sua rapidez quando comparado ao caso com ângulo de 0° .

5.2.2 Cenário II - Operação Radial – Sistema Original com GD

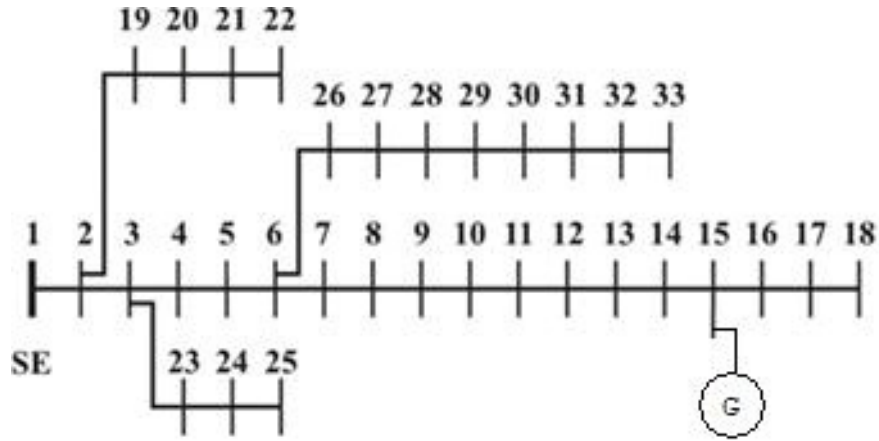
Como mencionado no item 5.2, o segundo cenário de operação consiste no sistema original operando com uma geração distribuída na barra 15, fixando sua tensão no valor de 1,0 pu, transformando a barra do tipo PQ para o tipo PV. A FIGURA 15 mostra como o sistema fica com a inserção da GD.

Como as matrizes do método alternativo não são mais quadradas, então são usados os métodos 1 e 2 para contornar esse problema e obter um resultado coerente para o problema do fluxo de potência.

As simulações e comparações das meia-iterações dos métodos abordam cada um desses métodos, como uma forma de verificar qual deles é mais eficiente

para o tratamento de uma barra PV em um sistema de maior porte que o de duas barras.

FIGURA 15 – SISTEMA TESTE DE 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL COM GD



FONTE: Adaptado de SATYANARAYANA; RAMANA; SIVANAGARAJU; RAO (2007).

Ao utilizar os conceitos apresentados para o método 1, os subproblemas a serem resolvidos pelo método alternativo são apresentados nas equações (5.01) e (5.02).

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_{14} \\ \Delta P_{16} \\ \vdots \\ \Delta P_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{22} & \cdots & G_{214} & G_{216} & \cdots & G_{233} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{142} & \cdots & G_{1414} & G_{1416} & \cdots & G_{1433} \\ G_{162} & \cdots & G_{1614} & G_{1616} & \cdots & G_{1633} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{332} & \cdots & G_{3314} & G_{3316} & \cdots & G_{3333} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_{14} \\ \Delta V_{16} \\ \vdots \\ \Delta V_{33} \end{bmatrix} \quad (5.01)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_{14} \\ \Delta P_{15} \\ \Delta Q_{16} \\ \vdots \\ \Delta Q_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -G_{22} & \cdots & -G_{214} & -G_{215} & -G_{216} & \cdots & -G_{233} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -G_{142} & \cdots & -G_{1414} & -G_{1415} & -G_{1416} & \cdots & -G_{1433} \\ -B_{152} & \cdots & -B_{1514} & -B_{1515} & -B_{1516} & \cdots & -B_{1533} \\ -G_{162} & \cdots & -G_{1614} & -G_{1615} & -G_{1616} & \cdots & -G_{1633} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -G_{332} & \cdots & -G_{3314} & -G_{3315} & -G_{3316} & \cdots & -G_{3333} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_{14} \\ \Delta \theta_{15} \\ \Delta \theta_{16} \\ \vdots \\ \Delta \theta_{33} \end{bmatrix} \quad (5.02)$$

Da mesma forma, para o método 2, os subproblemas a serem resolvidos pelo método alternativo são apresentados nas equações (5.03) e (5.04).

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_{14} \\ \Delta P_{15} \\ \Delta P_{16} \\ \vdots \\ \Delta P_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{22} & \cdots & G_{214} & -B_{215} & G_{216} & \cdots & G_{233} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{142} & \cdots & G_{1414} & -B_{1415} & G_{1416} & \cdots & G_{1433} \\ G_{152} & \cdots & G_{1514} & -B_{1515} & G_{1516} & \cdots & G_{1533} \\ G_{162} & \cdots & G_{1614} & -B_{1615} & G_{1616} & \cdots & G_{1633} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{332} & \cdots & G_{3314} & -B_{3315} & G_{3316} & \cdots & G_{3333} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_{14} \\ \Delta \theta_{15} \\ \Delta V_{16} \\ \vdots \\ \Delta V_{33} \end{bmatrix} \quad (5.03)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_{14} \\ \Delta Q_{16} \\ \vdots \\ \Delta Q_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -G_{22} & \cdots & -G_{214} & -G_{216} & \cdots & -G_{233} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -G_{142} & \cdots & -G_{1414} & -G_{1416} & \cdots & -G_{1433} \\ -G_{152} & \cdots & -G_{1514} & -G_{1516} & \cdots & -G_{1533} \\ -G_{162} & \cdots & -G_{1614} & -G_{1616} & \cdots & -G_{1633} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -G_{332} & \cdots & -G_{3314} & -G_{3316} & \cdots & -G_{3333} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_{14} \\ \Delta \theta_{16} \\ \vdots \\ \Delta \theta_{33} \end{bmatrix} \quad (5.04)$$

Como a barra 15 é escolhida como tipo PV, então apenas a sua linha ou coluna será alterada pelos métodos 1 e 2, respectivamente. Isso implica em um atraso na convergência do problema, pois as matrizes G' e G'' , advindas da matriz de condutância de barra, apresentam características numéricas diferentes dos elementos oriundos da matriz de susceptância de barra do sistema.

A TABELA 8 mostra a comparação do número de meia-iterações das versões RG e GR para ambos os métodos.

TABELA 8 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL COM GD – COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS COM PV

Método 1				Método 2			
Versão RG		Versão GR		Versão RG		Versão GR	
18	17	117	117	149	148	14	13

FONTE: O autor (2019).

Para o método 1, a versão RG possui números na casa das dezenas para cada subproblema, enquanto a versão GR está na casa das centenas de meia-iterações. Para o método 2, o inverso ocorreu. A partir desses dados, pode-se concluir que o método 1 afeta positivamente a versão RG e o método 2 a versão GR. Isso pode ser entendido pelo fato que as matrizes modificadas com as linhas ou colunas referentes à barra do tipo PV são mais eficientes quando possuem as informações

A TABELA 10 mostra a comparação do número de meia-iterações das versões RG e GR para ambos os métodos.

TABELA 10 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA COM GD - COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS COM PV

Método 1				Método 2			
Versão RG		Versão GR		Versão RG		Versão GR	
8	8	99	99	113	112	11	10

FONTE: O autor (2019).

Da mesma forma que para o segundo cenário de operação, a versão RG é beneficiada pelo método 1, com $kP = kQ = 8$, enquanto a versão GR possui um desempenho bem pior, com $kP = kQ = 99$. Para o método 2 o inverso também ocorreu, sendo que a versão GR conta com desempenho de $kP = 11$ e $kQ = 10$ e a versão RG com $kP = 113$ e $kQ = 112$.

Agora comparando esses resultados de cada método com os obtidos pelo Desacoplado tradicional, cria-se a TABELA 11.

TABELA 11 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA COM GD – NÚMERO DE ITERAÇÕES PARA CADA VERSÃO

Método alternativo				Método tradicional			
Versão RG Método 1		Versão GR Método 2		Versão XB		Versão BX	
8	8	11	10	**	**	12	11

FONTE: O autor (2019).

A versão XB não possui convergência para este cenário de operação. A versão BX possui desempenho de $kP = 12$ e $kQ = 11$. Neste caso as versões alternativas são mais eficientes que as tradicionais.

Resgatando novamente os conceitos da normalização complexa, são simulados para diferentes ângulos o mesmo sistema, nas duas melhores versões propostas, ou seja, RG e GR. Os dados são agrupados na TABELA 12.

TABELA 12 – 33 BARRAS - OPERAÇÃO EM MALHA COM GD – NÚMERO DE ITERAÇÕES PARA CADA VERSÃO COM CPU

ϕ_{base}	Método alternativo			
	Versão RG Método 1		Versão GR Método 2	
0°	8	8	11	10
-10°	7	7	64	64
-20°	8	7	110	110
-30°	9	8	154	154
-40°	10	9	198	198

FONTE: O autor (2019).

Verifica-se que mesmo a versão GR piora à medida que os ângulos definidos como base variam. Ela começa com um desempenho satisfatório de $kP = 11$ e $kQ = 10$, mas na primeira variação do ϕ_{base} , o número de meia-iterações sobe até $kP = kQ = 64$. Para esse cenário, apenas a RG possui desempenho satisfatório, e o ângulo em que os melhores resultados são obtidos é de -10° , onde o desempenho é de $kP = kQ = 7$.

Da mesma forma como foi feito para o primeiro cenário, são analisados os desvios máximos de potência para a versão RG do método 1, podendo comparar a evolução das variáveis a cada meia-iteração no caso de $\phi_{base} = 0^\circ$ e $\phi_{base} = -10^\circ$. A TABELA 13 contém os valores dos desvios, e a FIGURA 17 mostra de forma gráfica.

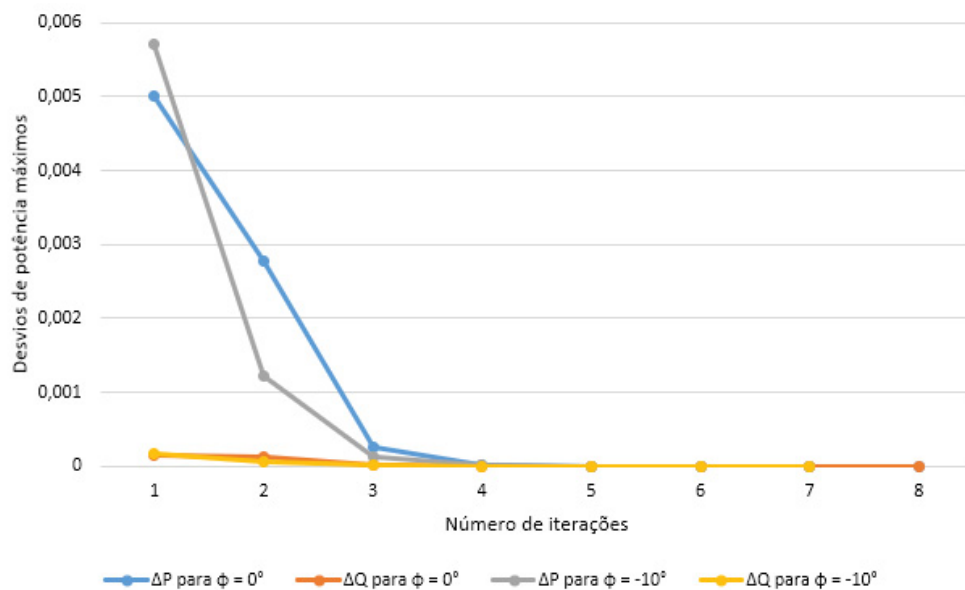
Nota-se que para o terceiro cenário, os desvios máximos de potência ativa e reativa na primeira iteração são similares, até na mesma casa decimal. O que muda é a rapidez com que os valores são direcionados à solução do problema. Para o ângulo $\phi_{base} = -10^\circ$, na quarta iteração, o desvio máximo da potência ativa está na ordem de 10^{-6} , enquanto o da reativa na ordem de 10^{-7} . Para $\phi_{base} = 0^\circ$ os valores estão em 10^{-5} e 10^{-6} , respectivamente.

TABELA 13 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA COM GD – EVOLUÇÃO DOS DESVIOS MÁXIMOS DE POTÊNCIA

Iteração	$\phi_{base} = 0^\circ$		$\phi_{base} = -10^\circ$	
	ΔP	ΔQ	ΔP	ΔQ
1	0,00500536	0,000149734	0,005705793	0,000177201
2	0,002767072	1,31E-04	0,001229642	5,59E-05
3	0,00026216	1,84E-05	1,18E-04	6,96E-06
4	1,40E-05	2,15E-06	8,61E-06	6,33E-07
5	1,45E-06	1,32E-07	6,93E-07	4,82E-08
6	1,88E-07	1,38E-08	7,26E-08	4,39E-09
7	2,70E-08	2,33E-09	7,84E-09	5,12E-10
8	4,23E-09	2,10E-10	-	-

FONTE: O autor (2019).

FIGURA 17 – 33 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA COM GD – EVOLUÇÃO DOS DESVIOS MÁXIMOS DE POTÊNCIA

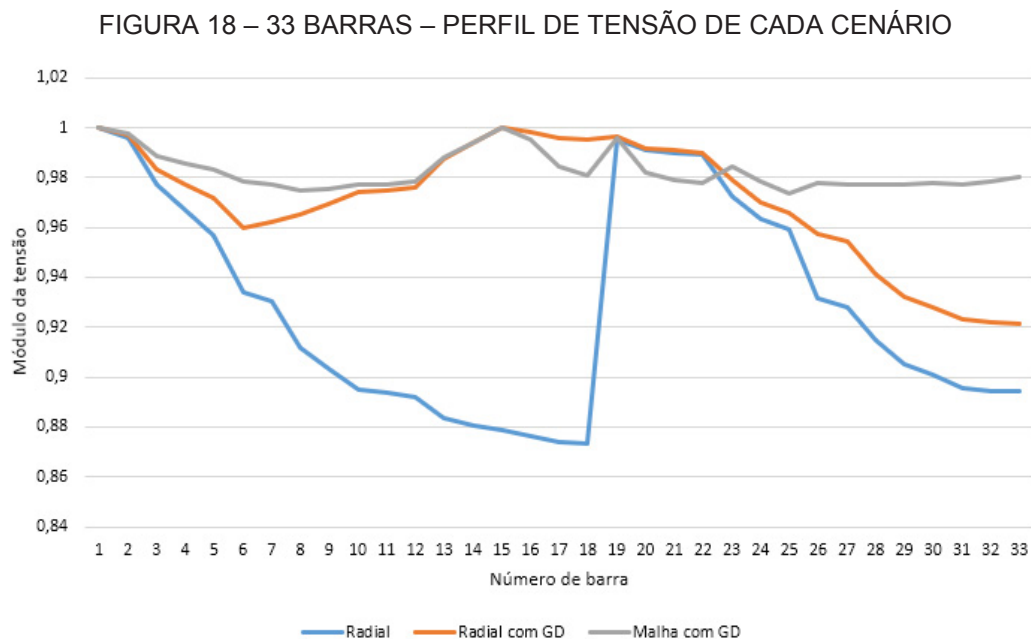


FONTE: O autor (2019).

A FIGURA 18 apresenta o perfil de tensão da rede elétrica de distribuição de 33 barras, para cada um dos três cenários de operação.

Em nenhum dos cenários existe algum tipo de limite ou controle nas tensões das barras. Para o primeiro, em que a topologia do sistema é radial, o módulo de tensão mais baixo encontra-se na barra 18, com valor de 0,873 pu. No próximo cenário, o qual a barra 15 vira do tipo PV devido à inserção de GD, o módulo de tensão mais baixo encontra-se na barra 33, com valor de 0,921 pu, enquanto a barra PV do

sistema tem sua tensão fixada em 1,0 pu. No terceiro e último cenário, com a topologia em malha, o módulo de tensão mais baixo encontra-se na barra 25, com valor de 0,973 pu, enquanto a barra PV do sistema continua com sua tensão fixada em 1,0 pu. As linhas extras adicionadas também influenciam aumentando o nível de tensão em algumas barras do sistema.



FONTE: O autor (2019).

A TABELA 14 apresenta as potências ativa e reativa que fluem pela linha que conecta as barras 1 e 2 de cada cenário, ou seja, representam a potência que a subestação está fornecendo para o alimentador.

TABELA 14 – POTÊNCIA CONSUMIDA PELO SISTEMA DE 33 BARRAS NOS DIFERENTES CENÁRIOS DE OPERAÇÃO

Cenário	P_{1-2} [MW]	Q_{1-2} [MVar]
Radial	6,0696	3,6186
Radial com GD	4,8962	1,1594
Malha com GD	4,7379	-0,3203

FONTE: O autor (2019).

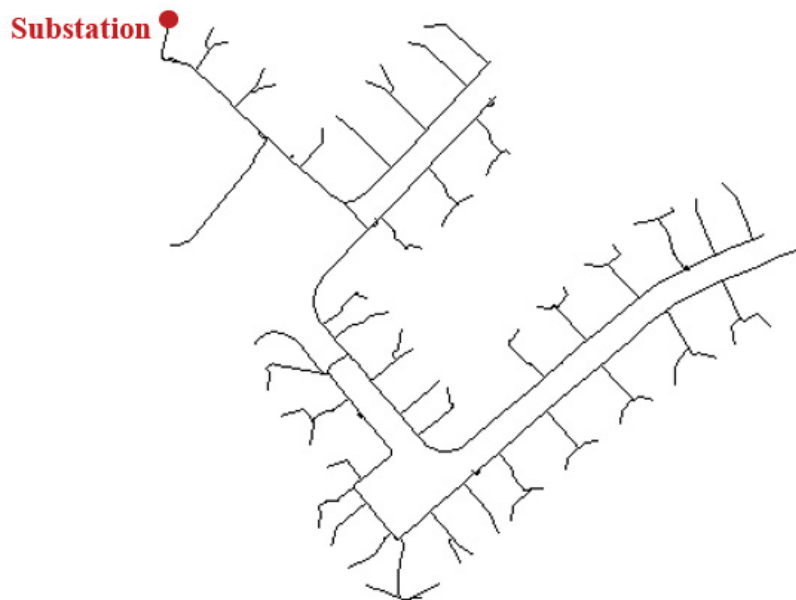
Pelos resultados obtidos, têm-se a percepção de como a condição de operação de GDs e a alteração na topologia do sistema impactam na circulação dos

fluxos de potência da subestação para a rede. Com uma unidade de GD instalada, e, na sequência, com a adição de quatro linhas antes inexistentes, verifica-se a redução nos valores dos fluxos, além da inversão no sentido do fluxo de potência reativo (indicado pelo sinal negativo).

5.3 SISTEMA DE 907 BARRAS

O sistema de 907 barras adotado (*IEEE PES Distribution Systems Analysis Subcommittee Radial Test Feeders*) é apresentado na FIGURA 19. Este sistema possui as características básicas de uma rede de distribuição de energia, como sua topologia radial, elevada relação R/X das linhas e somente barras do tipo PQ. Além disso, possui cargas conectadas em 55 barras, sendo elas: 34, 47, 70, 73, 74, 83, 178, 208, 225, 248, 249, 264, 276, 289, 314, 320, 327, 337, 342, 349, 387, 388, 406, 458, 502, 522, 539, 556, 562, 563, 611, 614, 619, 629, 639, 676, 682, 688, 701, 702, 755, 778, 780, 785, 813, 817, 835, 860, 861, 886, 896, 898, 899, 900 e 907.

FIGURA 19 – SISTEMA TESTE DE 907 BARRAS



FONTE: IEEE PES (2015).

As simulações realizadas permitem analisar o desempenho da ferramenta computacional proposta sob alguns aspectos diferentes, como topologia radial e em

malha para um sistema de grande porte, presença leve e elevada de geração distribuída, tudo em três patamares de carga: leve, caso base e pesada.

Os patamares de carga consistem em:

- 100% da carga total (caso base);
- 70% da carga total (baixo carregamento);
- 150% da carga total (alto carregamento).

Para alguns casos são analisados os resultados quando a topologia radial é alterada simulando um sistema levemente em malha, a partir da inserção de novas linhas de distribuição, detalhadas a seguir:

- linha entre as barras 20 e 150;
- linha entre as barras 100 e 350;
- linha entre as barras 200 e 450;
- linha entre as barras 300 e 600.

A geração distribuída é composta por uma parcela de energia solar e outra de eólica, sendo dispostas conforme apresenta a TABELA 15. Dessa forma, a parcela solar está mais distribuída pelo sistema e com uma potência menor, enquanto a parcela eólica está concentrada em algumas barras vizinhas e com capacidades mais significativas.

TABELA 15 – 907 BARRAS – DETALHES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

(continua)

Barra	Geração Distribuída (MWp)		Barra	Geração Distribuída (MWp)		Barra	Geração Distribuída (MWp)	
	Solar	Eólica		Solar	Eólica		Solar	Eólica
34	0,25	-	342	-	1,2	682	0,25	-
47	0,25	-	348	-	1,2	688	0,25	-
70	0,25	-	349	-	1,2	701	0,25	-
73	0,25	-	387	0,25	-	702	0,25	-
74	0,25	-	388	0,25	-	755	0,25	-
83	0,25	-	406	0,25	-	778	0,25	-
178	0,25	-	458	0,25	-	780	0,25	-
208	0,25	-	502	0,25	-	785	0,25	-
225	0,25	-	522	0,25	-	813	0,25	-

TABELA 15 – 907 BARRAS – DETALHES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

(conclusão)

Barra	Geração Distribuída (MWp)		Barra	Geração Distribuída (MWp)		Barra	Geração Distribuída (MWp)	
	Solar	Eólica		Solar	Eólica		Solar	Eólica
248	0,25	-	539	0,25	-	817	0,25	-
249	0,25	-	556	0,25	-	835	0,25	-
264	0,25	-	562	0,25	-	860	0,25	-
276	0,25	-	563	0,25	-	861	0,25	-
289	0,25	-	611	0,25	-	886	0,25	-
314	0,25	-	614	0,25	-	896	0,25	-
320	0,25	-	619	0,25	-	898	0,25	-
327	0,25	-	629	0,25	-	899	0,25	-
337	-	1,2	639	0,25	-	900	0,25	-
340	-	1,2	676	0,25	-	907	0,25	-

FONTE: O autor (2019).

Dessa forma os resultados podem ser agrupados em quatro cenários distintos, sendo eles:

- i. Operação radial – caso base;
- ii. Operação radial – baixo carregamento;
- iii. Operação radial – alto carregamento;
- iv. Operação em malha.

A seguir são detalhados os resultados obtidos para as simulações de cada cenário, da mesma forma como foi feito para o sistema de 33 barras.

5.3.1 Cenário I - Operação Radial – Caso Base

O primeiro cenário de operação consiste no sistema apresentado na FIGURA 19 sem alterações. Portanto, é um sistema radial, em que a barra 1 é a referência e as outras 906 barras são do tipo PQ.

A TABELA 16 apresenta os resultados obtidos simulando as melhores versões de cada abordagem, alternativa e tradicional, para o primeiro cenário de operação. Também é abordada a presença de geração distribuída (dessa vez sem

considerar controle de tensão nas barras), onde são considerados casos com apenas eólica, apenas solar e ambas em conjunto.

TABELA 16 – 907 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD

GD	Método alternativo				Método tradicional			
	Versão RG		Versão GR		Versão XB		Versão BX	
Sem presença	9	9	8	7	22	22	20	19
Somente eólica	9	9	8	7	21	21	19	18
Somente solar	7	7	6	6	18	18	18	17
Eólica e solar	7	7	7	6	17	17	19	18

FONTE: O autor (2019).

Verifica-se que o método alternativo não ultrapassa de nove meia-iterações para o subproblema ativo e para o reativo, enquanto o método tradicional varia entre 17 e 22 meia-iterações. Neste caso destaca-se que a versão GR possui o melhor desempenho, e no melhor caso de $kP = kQ = 6$, para o caso de apenas a presença de energia solar.

Para todos os casos deste cenário, foi adotado um ângulo de $\phi_{base} = -20^\circ$. A TABELA 17 apresenta os resultados para as versões RG e GR, respectivamente.

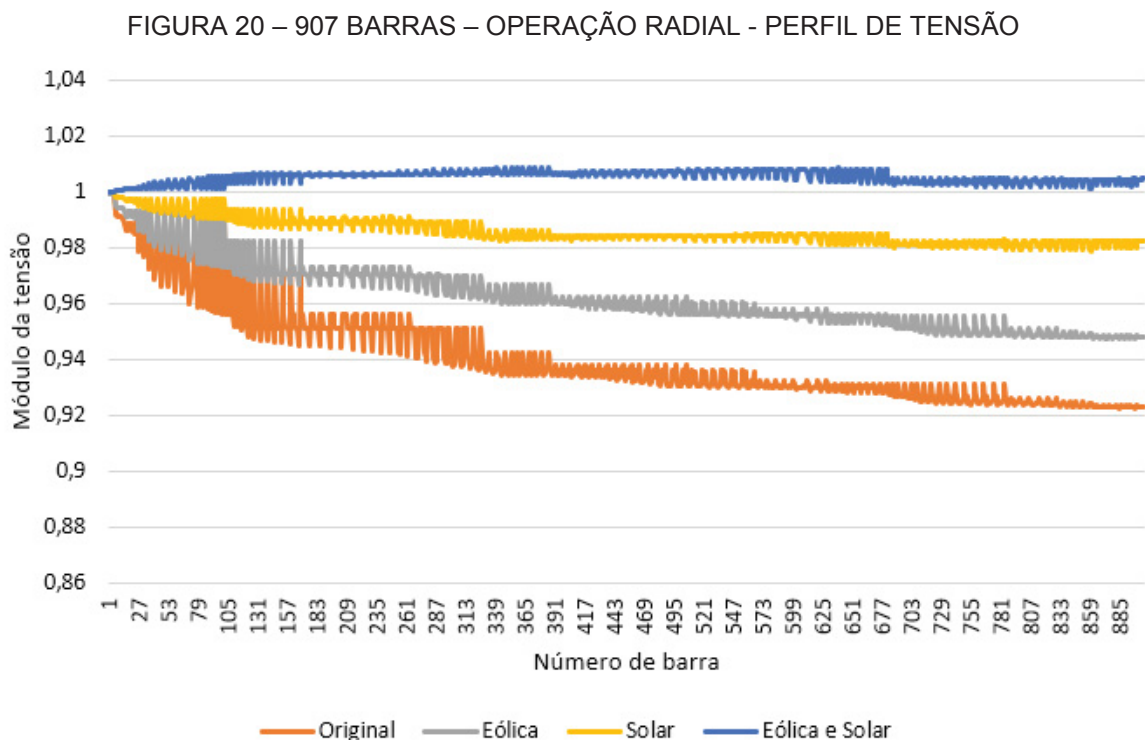
TABELA 17 – 907 BARRAS – OPERAÇÃO RADIAL – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD E COM CPU

GD	Método alternativo ($\phi_{base} = -20^\circ$)			
	Versão RG		Versão GR	
Sem presença	8	8	8	8
Somente eólica	7	7	7	6
Somente solar	6	6	6	5
Eólica e solar	6	6	6	5

FONTE: O autor (2019).

Novamente evidencia-se que a versão GR possui melhor desempenho que a RG. No melhor caso, em que $kP = 6$ e $kQ = 5$, para os casos de apenas a presença de energia solar e ambas as formas de geração. A versão RG é melhorada e obtém desempenho levemente inferior, com $kP = kQ = 6$.

A FIGURA 20 apresenta o perfil de tensão do sistema para o primeiro cenário de operação, contemplando as quatro variações da presença ou não de GD.



FONTE: O autor (2019).

Nesse cenário de operação, onde não existem limites de tensão ou controles aplicados, o módulo de tensão mais baixo encontra-se na barra 899 para os casos original e com eólica, com valor de 0,923 e 0,947 pu, respectivamente. Com a presença de solar, a tensão mais baixa é de 0,979 pu na barra 861, enquanto no maior caso de presença de GD, a tensão mais baixa encontra-se na barra de referência, de 1,0 pu, pois todas as outras barras estão acima deste valor.

5.3.2 Cenário II - Operação Radial – Baixo Carregamento

A TABELA 18 apresenta os resultados obtidos simulando as melhores versões de cada abordagem, alternativa e tradicional, para o segundo cenário de operação. Também é abordada a presença de geração distribuída, onde são considerados casos com apenas eólica, apenas solar e ambas em conjunto.

Verifica-se que o método alternativo não ultrapassa de 9 meia-iterações para o subproblema ativo e para o reativo, enquanto o método tradicional varia entre 16 e 21 meia-iterações. Neste caso destaca-se que a versão GR possui o melhor desempenho, e no melhor caso de $kP = 6$ e $kQ = 5$, para o caso de apenas a presença de energia solar.

TABELA 18 – 907 BARRAS – BAIXO CARREGAMENTO – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD

GD	Método alternativo				Método tradicional			
	Versão RG		Versão GR		Versão XB		Versão BX	
Sem presença	9	9	7	7	18	18	17	16
Somente eólica	8	7	7	6	16	16	17	16
Somente solar	6	6	6	5	15	15	17	16
Eólica e solar	9	8	8	7	16	16	21	20

FONTE: O autor (2019).

Para todos os casos deste cenário, foi adotado um ângulo de $\phi_{base} = -20^\circ$. A TABELA 19 apresenta os resultados para as versões RG e GR, respectivamente.

Neste caso a versão RG possui melhor desempenho que a GR. No melhor caso, em que $kP = kQ = 5$, para o caso da presença de apenas energia solar. A versão GR é melhorada e obtém desempenho levemente inferior, com $kP = 6$ e $kQ = 5$.

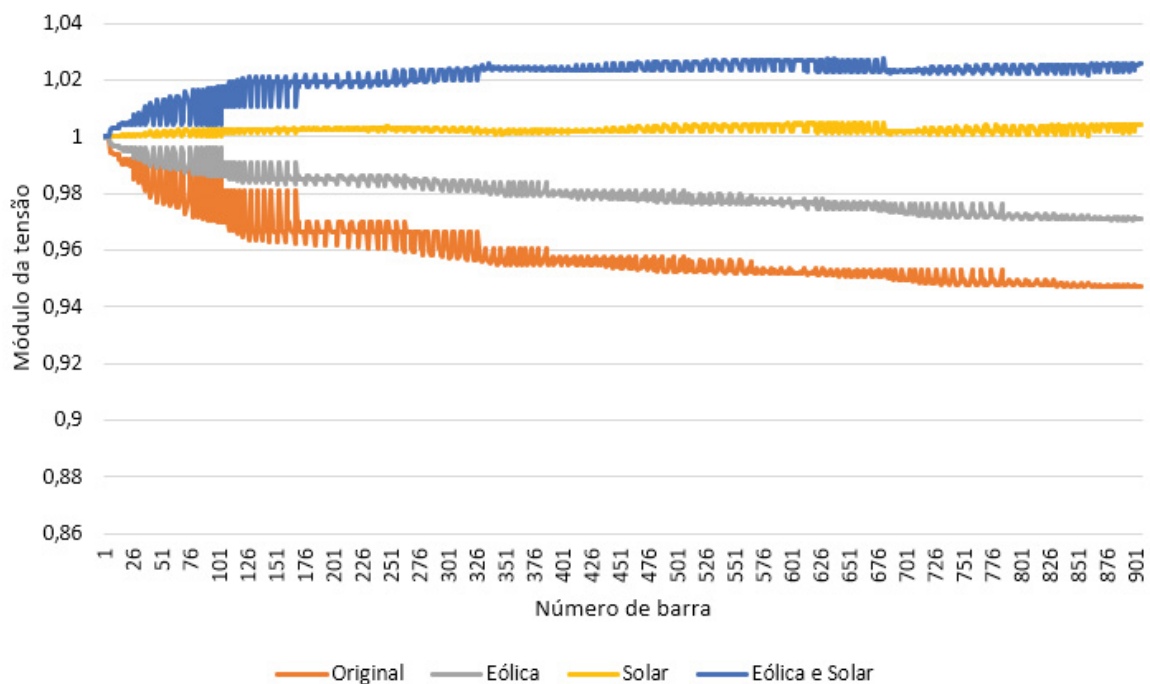
TABELA 19 – 907 BARRAS – BAIXO CARREGAMENTO – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD E COM CPU

GD	Método alternativo ($\phi_{base} = -20^\circ$)			
	Versão RG		Versão GR	
Sem presença	7	7	7	6
Somente eólica	6	6	6	6
Somente solar	5	5	6	5
Eólica e solar	7	7	7	6

FONTE: O autor (2019).

A FIGURA 21 apresenta o perfil de tensão do sistema para o segundo cenário de operação, contemplando as quatro variações da presença ou não de GD.

FIGURA 21 – 907 BARRAS – BAIXO CARREGAMENTO - PERFIL DE TENSÃO



FONTE: O autor (2019).

Nesse cenário de operação, onde não existem limites de tensão ou controles aplicados, o módulo de tensão mais baixo encontra-se na barra 899 para os casos original e com eólica, com valor de 0,947 e 0,971 pu, respectivamente. Com a

presença de solar ou no maior caso de presença de GD, a tensão mais baixa encontra-se na barra de referência, de 1,0 pu, pois todas as outras barras estão acima deste valor.

5.3.3 Cenário III - Operação Radial – Alto Carregamento

A TABELA 20 apresenta os resultados obtidos simulando as melhores versões de cada abordagem, alternativa e tradicional, para o terceiro cenário de operação. Também é abordada a presença de geração distribuída, onde são considerados casos com apenas eólica, apenas solar e ambas em conjunto.

TABELA 20 – 907 BARRAS – ALTO CARREGAMENTO – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD

GD	Método alternativo				Método tradicional			
	Versão RG		Versão GR		Versão XB		Versão BX	
Sem presença	11	10	10	10	26	26	30	29
Somente eólica	10	10	9	8	25	25	25	24
Somente solar	9	9	8	7	24	24	21	20
Eólica e solar	8	8	7	6	21	21	21	20

FONTE: O autor (2019).

Verifica-se que o método alternativo não ultrapassa de 11 meia-iterações para o subproblema ativo e 10 para o reativo, enquanto o método tradicional varia entre 20 e 30 meia-iterações. Neste caso destaca-se que a versão GR possui o melhor desempenho, e no melhor caso de $kP = 7$ e $kQ = 6$, para o caso de presença de energia eólica e solar ao mesmo tempo.

Para todos os casos deste cenário, foi adotado um ângulo de $\phi_{base} = -20^\circ$. A TABELA 21 apresenta os resultados para as versões RG e GR, respectivamente.

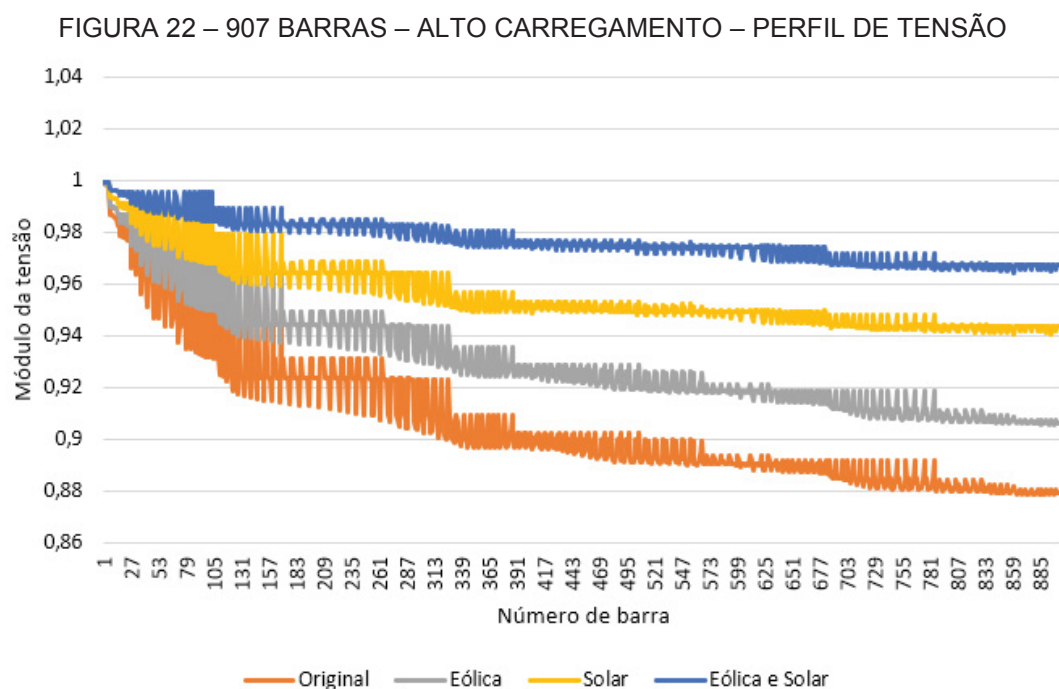
TABELA 21 – 907 BARRAS – ALTO CARREGAMENTO – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD E COM CPU

GD	Método alternativo ($\phi_{base} = -20^\circ$)			
	Versão RG		Versão GR	
Sem presença	10	10	9	9
Somente eólica	9	9	8	8
Somente solar	7	7	7	7
Eólica e solar	7	7	7	6

FONTE: O autor (2019).

Novamente evidencia-se que a versão GR possui melhor desempenho que a RG. No melhor caso, em que $kP = 7$ e $kQ = 6$, para o caso da presença de energia eólica e solar. A versão RG é melhorada e obtém desempenho levemente inferior, com $kP = kQ = 7$.

A FIGURA 22 apresenta o perfil de tensão do sistema para o terceiro cenário de operação, contemplando as quatro variações da presença ou não de GD.



FONTE: O autor (2019).

Nesse cenário de operação, onde não existem limites de tensão ou controles aplicados, o módulo de tensão mais baixo encontra-se na barra 899 para os casos original e com eólica, com valor de 0,879 e 0,906 pu, respectivamente. Com a presença de solar e a presença de ambas as formas de GD, as tensões mais baixas são de 0,941 e 0,965, respectivamente, na barra 861.

5.3.4 Cenário IV - Operação em Malha

Como mencionado no item 5.3, neste quarto cenário serão incluídas linhas entre as barras 20 e 150, 100 e 350, 200 e 450 e 300 e 600 para alguns dos cenários anteriores. Estes cenários são:

- caso base sem adição de GD;
- alto carregamento sem adição de GD;
- alto carregamento com adição máxima de GD.

A TABELA 22 apresenta os resultados obtidos simulando as melhores versões de cada abordagem, alternativa e tradicional, para o quarto cenário de operação.

TABELA 22 - 907 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA – NÚMERO DE ITERAÇÕES COM INSERÇÃO DE GD

Cenários	Método alternativo				Método tradicional			
	Versão RG		Versão GR		Versão XB		Versão BX	
Base sem GD	8	8	7	6	25	25	33	32
Alto sem GD	9	9	7	7	25	25	-	-
Alto com GD	7	7	6	6	25	25	29	28

FONTE: O autor (2019).

Verifica-se que o método alternativo não ultrapassa de 8 meia-iterações para o subproblema ativo e para o reativo, enquanto o método tradicional varia entre 25 e 33 meia-iterações. Neste caso destaca-se que a versão GR possui o melhor

desempenho, e no melhor caso de $kP = kQ = 7$ para o caso de alto carregamento e presença de energia eólica e solar ao mesmo tempo.

São analisados os desvios máximos de potência ativa e reativa para a versão GR do cenário de alto carregamento sem a inserção de GD, podendo comparar a evolução das variáveis a cada meia-iteração no caso da operação radial e em malha. A TABELA 23 contém os valores dos desvios, e a FIGURA 23 mostra de forma gráfica.

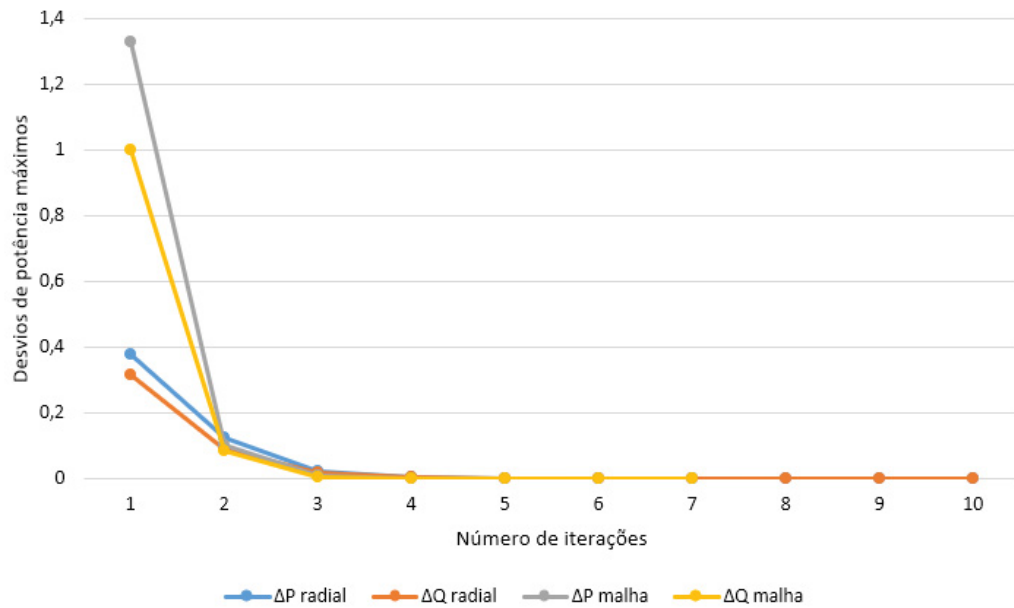
TABELA 23 – 907 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA – EVOLUÇÃO DOS DESVIOS MÁXIMOS DE POTÊNCIA

Iteração	Alto carregamento Operação radial		Alto carregamento Operação em malha	
	ΔP	ΔQ	ΔP	ΔQ
1	0,37963167	0,317398901	1,327155804	1,000629189
2	0,124306635	9,04E-02	0,101849573	8,24E-02
3	0,023922094	1,69E-02	0,006972819	5,62E-03
4	0,003087593	2,20E-03	0,000265185	2,12E-04
5	3,17E-04	2,31E-04	5,69E-06	4,48E-06
6	2,70E-05	2,07E-05	5,86E-08	2,94E-08
7	1,83E-06	1,54E-06	6,79E-09	5,47E-09
8	1,46E-07	1,10E-07	-	-
9	1,49E-08	1,12E-08	-	-
10	2,59E-10	6,69E-09	-	-

FONTE: O autor (2019).

Nota-se que para o cenário radial, a cada iteração os desvios máximos de potência ativa e reativa caem na ordem de uma casa decimal, terminando na ordem de 10^{-10} e 10^{-9} , respectivamente. Para o cenário de operação em malha, até a quarta iteração os desvios diminuem na taxa de uma casa decimal por iteração e, a partir disso, caem mais rapidamente até terminarem na ordem de 10^{-9} . De forma geral, enquanto um começa mais perto da tolerância, seu processo de convergência é mais devagar, enquanto o outro possui valores iniciais maiores e, portanto, mais longe do desejado, sua convergência é mais acentuada, precisando de menos iterações até chegar na solução e encerrar o algoritmo.

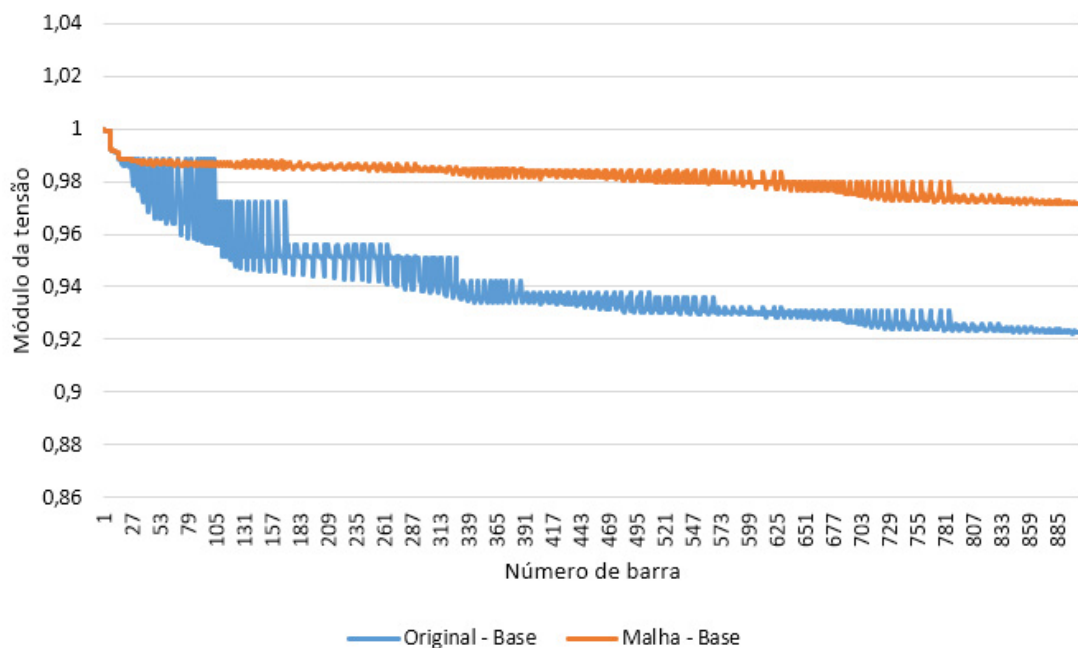
FIGURA 23 – 907 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA – EVOLUÇÃO DOS DESVIOS MÁXIMOS DE POTÊNCIA



FONTE: O autor (2019).

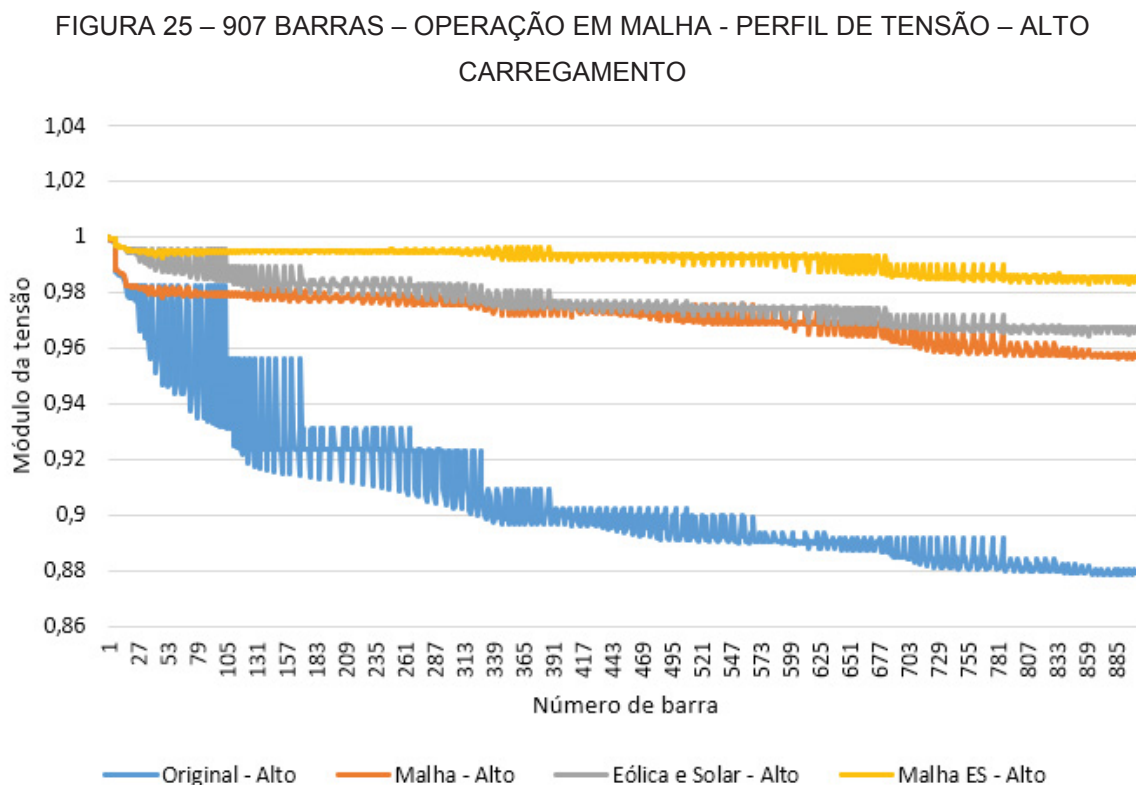
As FIGURAS 24 e 25 apresentam os perfis de tensão do sistema para o quarto cenário de operação, contemplando o caso base com e sem malha, e dois do caso de alto carregamento, com e sem malha.

FIGURA 24 – 907 BARRAS – OPERAÇÃO EM MALHA - PERFIL DE TENSÃO - CASO BASE



FONTE: O autor (2019).

Verifica-se pela FIGURA 24 que para o cenário de operação radial, o módulo de tensão mais baixo encontra-se na barra 899, com valor de 0,923. Com a presença de malha no sistema, o módulo da tensão mais baixo é 0,971 na barra 900. Nenhum dos valores ultrapassa 1,0 pu.



FONTE: O autor (2019).

Pela FIGURA 25, nota-se que na barra 899 encontram-se os módulos de tensão mais baixos para os cenários de operação radial e em malha, sem a adição de GD. Os valores são 0,879 e 0,956, respectivamente. Para os casos com GD, os valores mais baixos dos módulos são 0,965 para a operação radial e 0,983 para a operação em malha, ambos na barra 861.

A TABELA 24 apresenta as potências ativa e reativa que fluem pela linha que conecta as barras 1 e 2 de cada cenário, ou seja, quanto de potência que a subestação está fornecendo o sistema de distribuição. Como o cenário em malha analisa três dos anteriores, os resultados dos fluxos são organizados da seguinte forma: caso base sem adição de GD, alto carregamento sem adição de GD e alto carregamento com adição máxima de GD.

TABELA 24 – POTÊNCIA CONSUMIDA PELO SISTEMA DE 907 BARRAS NOS DIFERENTES CENÁRIOS DE OPERAÇÃO

Cenário	Radial		Baixo		Alto		Malha	
	P_{1-2} [MW]	Q_{1-2} [MVar]	P_{1-2} [MW]	Q_{1-2} [MVar]	P_{1-2} [MW]	Q_{1-2} [MVar]	P_{1-2} [MW]	Q_{1-2} [MVar]
Sem presença	17,593	5,614	12,051	3,882	27,468	8,617	16,818 25,520 5,849	5,465 8,244 8,139
Somente eólica	10,980	5,504	5,695	3,818	20,333	8,414		
Somente solar	3,612	5,436	-1,417	3,796	12,456	8,252		
Eólica e solar	-2,402	5,432	-7,240	3,827	6,066	8,182		

FONTE: O autor (2019).

Pelos resultados obtidos, têm-se a percepção de como a condição de operação de GDs e a alteração na topologia do sistema impactam na circulação dos fluxos de potência da subestação para a rede. Com os patamares de GDs estabelecidos, ou com a adição de quatro linhas antes inexistentes, verifica-se a redução nos valores dos fluxos. O mesmo comportamento é observado para os cenários com alto e baixo carregamento. Nos casos que o sinal é negativo, ocorre a inversão no sentido do fluxo de potência na respectiva linha.

5.4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo apresentou-se os resultados obtidos com a simulação de três diferentes sistemas, utilizando a metodologia apresentada no capítulo 4, o método Desacoplado Rápido alternativo, em conjunto com a normalização complexa.

O sistema de duas barras apresentado é apenas ilustrativo. Possui pouco carregamento e relação R/X unitária, o que permite variar seus parâmetros para verificar o desempenho do método Desacoplado Rápido alternativo e compará-lo com o tradicional. Também é utilizado para comparar as versões propostas (RG, GR, GG e RR), que resultou em uma vantagem para a versão RG e GR, da mesma forma que o método tradicional é mais efetivo para as versões BX e XB.

Os sistemas de 33 e 907 barras apresentados já são de distribuição, o que significa uma relação R/X elevada. Ao analisá-los, esta relação não foi variada, mas apenas o ângulo ϕ_{base} para extrair o máximo de desempenho do método.

Para o sistema de 33 barras foi utilizada a metodologia apresentada para lidar quando o sistema possui barras do tipo PV, o que impacta no número de meia-iterações necessárias para a convergência do problema. No primeiro cenário de operação radial o método tradicional converge com $kP = 15$ e $kQ = 14$, enquanto o alternativo com $kP = 8$ e $kQ = 7$ nas suas melhores versões. Aplicando um ângulo base de -30° , o desempenho do método proposto melhora para $kP = kQ = 7$. Os métodos de adequação para barras com controle de tensão, simulados no segundo cenário, mostram que o método 1 é mais adequado para a versão RG, resultando em $kP = 18$ e $kQ = 17$, enquanto o método 2 melhora a versão GR, com desempenho de $kP = 14$ e $kQ = 13$. O terceiro cenário, com operação em malha, mantendo a barra PV, apenas aprimora os números das meia-iterações do cenário anterior.

Para o sistema de 907 barras, o qual não possui barras do tipo PV, foi analisado o desempenho do método frente à diferentes configurações (radial e em malha), à inserção leve e forte de geração distribuída (eólica e solar) e sob diferentes patamares de carga (caso base, baixo e alto carregamento). O primeiro cenário (operação radial – caso base) possui seu melhor desempenho quando é considerado apenas geração solar, de $kP = kQ = 6$. O cenário de operação radial com baixo carregamento, sob a mesma GD aplicada, converge em $kP = 6$ e $kQ = 5$. Para o cenário de alto carregamento, o melhor desempenho é quando são aplicadas geração eólica e solar simultaneamente, resultando em $kP = 7$ e $kQ = 6$. O quarto cenário, com operação em malha, apenas aprimora os números das meia-iterações dos cenários anteriores.

Também são analisados o perfil de tensão para cada cenário de cada sistema, sem a presença de controles ou limites. Os destaques são nos cenários do sistema de 907 barras em que os níveis de tensão são superiores a 1,0 pu (primeiro cenário sem a presença de GD, segundo cenário apenas com solar, e com solar e eólica simultâneas). Nestes cenários, a contribuição de potência do sistema de transmissão para o de distribuição torna-se negativa, ou seja, o sistema de distribuição alimenta o sistema de transmissão de energia.

Tudo isso mostra que o método alternativo proposto é capaz de processar sistemas ativos de distribuição de energia elétrica, contendo todas essas diferentes condições de operações.

6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÃO

Essa dissertação discute sobre as mudanças que estão acontecendo em sistemas de distribuição de energia elétrica, que cada vez mais contam com a geração perto das cargas, equipamentos automatizados e diferentes arranjos topológicos, o que torna necessário revisar estudos, conceitos e métodos que antes eram considerados consolidados.

Sendo assim, é proposta uma abordagem desacoplada alternativa para análise de fluxo de potência em redes ativas de distribuição de energia elétrica. O método proposto determina o estado da rede, ou seja, os módulos e ângulos das tensões nodais de um sistema, e é análogo à abordagem desacoplada rápida tradicional, que foi concebida originalmente baseando-se em sistemas de transmissão.

O método proposto é implementado computacionalmente em ambiente do MATLAB®, seguindo uma sequência iterativa similar ao que se tem no Matpower. Seu desempenho computacional é aprimorado quando aliado à técnica normalização complexa, que permite enfatizar as características resistivas ou indutivas do sistema, dependendo do ângulo escolhido para a base de potência, tornando o método proposto superior ao Desacoplado Rápido tradicional, quando aplicado em redes de distribuição. Conforme destacado nos resultados, essa nova abordagem reduz significativamente o número de iterações para alcançar a convergência do problema e, conseqüentemente, reduz seu custo computacional.

A metodologia proposta é validada em três sistemas distintos: um sistema ilustrativo de duas barras e outros dois sistemas teste de distribuição, com 33 e 907 barras. No primeiro sistema verifica-se o comportamento do método frente à diferentes relações R/X , comparado ao desempenho observado no método Desacoplado Rápido tradicional. Nas simulações com o sistema teste de 33 barras destaca-se o impacto causado pela utilização de barras com controle de tensão (barras PV). Já com o sistema de grande porte, discute-se o desempenho do método alternativo proposto em situações de diferentes patamares de carga, topologias, e participação de geração distribuída.

A partir desses resultados, pode-se concluir que o método proposto nesse trabalho se mostra como uma promissora ferramenta para estudos de sistemas ativos de distribuição de diferentes dimensões, elevadas relações R/X e diferentes condições operativas, mostrando-se, assim, relevante para apoiar e orientar a operação, o planejamento e a expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A metodologia apresentada nessa dissertação pode servir como base para estudos de diversas áreas do sistema elétrico de potência. Então são apresentadas algumas sugestões de trabalhos que podem ser realizados a partir da abordagem proposta:

- ✓ extensão do método alternativo proposto nessa dissertação para a análise do fluxo de potência em redes desequilibradas com modelagem trifásica;
- ✓ extensão do método alternativo proposto para a análise do fluxo unificado para sistemas de transmissão e distribuição de energia;
- ✓ extensão do método alternativo proposto para a análise do fluxo de potência ótimo;
- ✓ considerar modelagem com aspectos estocásticos tanto para a carga quanto para a geração distribuída.

REFERÊNCIAS

- ALSAADI, A.; GHOLAMI, B. An Effective Approach for Distribution System Power Flow Solution. **International Journal of Electrical and Electronics Engineering**, v. 3, n. 1, 2009.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos: Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2.ed. Brasília. mai. 2016.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 28 jan. 2019.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482**, 2012.
- BABU, P. R.; KUMAR, M. P. V. V. R.; HEMACHANDRA, V. S.; VANAMALI, M. P. R. A Novel Power Flow Solution Methodology for Radial Distribution Systems. **IEEE Region 8 International Conference on Computational Technologies in Electrical and Electronics Engineering (SIBIRCON)**, jul., 2010.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 1, p. 735–743, 1989.
- BIJWE, P. R., RAJU, G. K. V. Fuzzy Distribution Power Flow for Weakly Meshed Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 4, p. 1645-1652, 2006.
- BOU-HARB, E.; FACHKA, C.; POURZANDI, M.; DEBBABI, M.; ASSI, C. Communication Security for Smart Grid Distribution Networks. **IEEE Communications Magazine**, v. 51, n. 1, p. 42-49, 2013.
- CARDENAS, J. A.; GEMOETS, L.; ROSAS, J. H. A.; SARFI, R. A Literature Survey on Smart Grid Distribution: An Analytical Approach. **Journal of Cleaner Production**, v. 65, p. 202-216, 2013.
- CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990.
- CHIANG, H. D. A decoupled load flow method for distribution power networks: algorithms, analysis and convergency study. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 13, n. 3, p. 130–138, 1991.
- CIGRE Working Group C6.11. **Development and Operation of Active Distribution Networks**, abr., 2011. Relatório técnico.
- CIGRE Working Group C6.19. **Planning and Optimization Methods for Active Distribution Systems**, ago., 2014. Relatório técnico.

DA COSTA, V. M.; MARTINS, N.; PEREIRA, J. L. R. 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.

DAS, D.; KOTHARI, D. P.; KALAM, A. Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 17, n. 5, p. 335–346, 1995.

DUGAN, R. C. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Electric Power Research Institute (EPRI), ver. 7.6, mar. 2016. Relatório técnico.

DUGAN, R. C.; ARRITT, R. F.; MCDERMOTT, T. E.; BRAHMA, S. M.; SCHNEIDER, K. Distribution System Analysis to Support the Smart Grid. **IEEE PES General Meeting**. Jul. 2010.

DZAFIC, I.; DONLAGIC, T.; HENSELMEYER, S. Fortescue Transformations for Three-Phase Power Flow Analysis in Distribution Networks. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, jul. 2012a.

DZAFIC, I.; HENSELMEYER, S.; DONLAGIC, T. Asymmetrical Distribution Power Flow Algorithm in Fortescue Coordinates. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, jul. 2012b.

DZAFIC, I.; NEISIUS, H.-T.; GILLES, M.; HENSELMEYER, S.; LANDERBERGER, V. Three-Phase Power Flow in Distribution Networks Using Fortescue Transformation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1027-1034, 2013.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>>. Acesso em: 11 mar. 2019.

EPRI - Electric Power Research Institute. **Simulation Tool – OpenDSS**. 2019a. Disponível em: <<http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>>. Acesso em: 05 ago. 2019.

EPRI - Electric Power Research Institute. **Presentations & Papers: Training - Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. 2019b. Disponível em: <<http://smartgrid.epri.com/Presentations/PresentationsTraining.aspx>>. Acesso em: 05 ago. 2019.

FALCÃO, D. M. Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Belém, PA. **Anais do III SBSE**, 2010.

FERNANDES, T. R.; RICCIARDI, T. R.; SILVA, R. S.; ALMEIDA, M. C. Contributions to sequence-decoupling compensation power flow method for distribution system analysis. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 13, n. 5, p. 583-594, 2019.

FRENA, J.; PORTELINHA, R. K.; TORTELLI, O. L.; LOURENÇO, E. M. Análise da Influência de Sistemas de Distribuição Ativos no Sistema de Transmissão. Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (SEPOPE), Recife, PE. **Anais do XIV SEPOPE**, 2018.

GALLEGO, L. A.; PADILHA-FELTRIN, A. Power flow for primary distribution networks considering uncertainty in demand and user connection. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 43, n. 1, p. 1171-1178, 2012.

GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO JR, S.; COSTA, V. M.; MARTINS, N. Three-Phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 2, p. 508-514, 2000.

GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO JR, S.; VINAGRE, M. P.; GOMES, F. V. Improvements in the Representation of PV Buses on Three-Phase Distribution Power Flow. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 2, p. 894-896, 2004.

GHATAK, U.; MUKHERJEE, V. An improved load flow technique based on load current injection for modern distribution system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 84, n. 1, p.168-181, 2017.

GHOSH, S.; DAS, D. Method for load-flow solution of radial distribution networks. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 146, n. 6, p. 641–648, 1999.

GONÇAVES, G. F.; TORTELLI, O. L. Fast Decoupled Power Flow for Active Distribution Networks. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Niterói, RJ. **Anais do VII SBSE**, 2018.

GRIDLAB-D. **GridLAB-D Simulation Software**. 2019. Disponível em: <<https://www.gridlabd.org/>>. Acesso em: 05 ago. 2019.

IEEE PES Distribution Systems Analysis Subcommittee Radial Test Feeders. Resources. 2015 **Test Feeder Cases**. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>>. Acesso em: 26 nov. 2018.

IWAMOTO, S.; TAMURA, Y. A load flow calculation method for ill-conditioned power systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 100, n. 4, p. 1736–1743, 1981.

JASMON G. B.; LEE, L. H. C. C. Distribution network reduction for voltage stability analysis and load flow calculations. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 13, n. 1, p. 9–13, 1991.

LI, H.; JIN, Y.; ZHANG, A.; SHEN, X.; LI, C.; KONG, B. An improved hybrid load flow calculation algorithm for weakly-meshed power distribution system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 74, n. 1, p. 437-445, 2016.

LI, H.; ZHANG, A.; SHEN, X.; XU, J. A load flow method for weakly meshed distribution networks using powers as flow variables. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 58, n. 1, p. 291-299, 2014.

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, C. C.; SAAVEDRA, O. R.; PAUCAR, V. L. Fluxo de Carga em Redes Modernas de Distribuição de Eletricidade. **Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission**, 2017.

MATPOWER. **Matpower, a free, open-source tools for electric power system simulation and optimization**. 1997. Disponível em: < <https://matpower.org>>. Acesso em: 08 jul. 2019.

MOK, S.; LONGJIAN, C.; SALAMA, M. M. A. A New Approach for Power Flow Analysis of Balanced Radial Distribution Systems. **Electric Machines & Power Systems**, v. 26, n. 4, p. 325-340, 2000.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgar Blücher, 1983.

O'CONNEL, A. TAYLOR, J. SMITH, J. ROGERS, L. Distributed Energy Resources Takes Center Stage: A Renewed Spotlight on the Distribution Planning Process. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 16, n. 1, p. 42-51, 2018.

PORTELINHA, R. K. **Fluxo de potência desacoplado rápido trifásico para redes de distribuição**. 2016. 143 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

SATYANARAYANA, S.; RAMANA, T.; SIVANAGARAJU, S.; RAO, G. K. An Efficient Load Flow Solution for Radial Distribution Network Including Voltage Dependent Load Models. **Electric Power Components and Systems**, v. 35, n. 5, p. 539-551, 2007.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.

SINGH, S. P.; RAJU, G. S.; RAO, V. S. S. A Technique to Improve the Convergence of FDLF for Systems with High R/X Lines. **TENCON'91 - IEEE Region 10 International Conference on Energy, Computer, Communication and Control Systems**, 1991.

STOTT, B.; ALSAC, O. Fast decoupled load flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 93, n. 3, p. 859–869, mai. 1974.

TINNEY, W.; HART, C. Power flow solution by Newton's method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 86, n. 11, p. 1449–1460, nov. 1967.

TORTELLI, O. L.; LOURENÇO, E. M.; GARCIA, A. V.; PAL, B. C. Fast Decoupled Power Flow to Emerging Distribution Systems via Complex pu Normalization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 3, p. 1351-1358, 2015.

TRIPATHY, S. C.; PRASAD, G. D.; MALIK, O. P.; HOPE, G. S. Load-flow Solutions for Ill-Conditioned Power Systems by a Newton-Like Method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 101, n. 10, p. 3648–3657, 1982.

VERMA, R.; SARKAR, V. Active distribution network load flow analysis through non-repetitive FBS iterations with integrated DG and transformer modelling. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 13, n. 4, p. 478-484, 2019.

VIEIRA JR, J. C. M.; FREITAS, W.; MORELATO, A. Phase-decoupled method for three-phase power-flow analysis of unbalanced distribution systems. **IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution**, v. 151, n. 5, p. 568-574, 2004.

WANG, L.; XIANG, P.; WANG, S.; ZHANG, B.; HUANG, M. Novel decoupled power flow. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 137, n.1, p.1-7, 1990.

WU F. F. Theoretical study of the convergence of the fast decoupled load flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 96, n. 1, p. 268-275, 1977.

ZHANG, X. P. Continuation Power Flow in Distribution System Analysis. **IEEE PES Power Systems Conference and Exposition**, nov. 2006.

ZHENG, W.; WU, W. Distributed multi-area load flow for multi-microgrid systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 13, n. 3, p. 327-336, 2019.

APÊNDICE 1 – ESTADO DA REDE DO SISTEMA DE 33 BARRAS

TABELA 25 – ESTADO DA REDE DO SISTEMA DE 33 BARRAS

(continua)

Barra	Cenário 1 - Operação Radial		Cenário 2 - Operação Radial com GD		Cenário 3 - Operação em Malha com GD	
	V (pu)	θ (grau)	V (pu)	θ (grau)	V (pu)	θ (grau)
1	1,0000	0,0000	1,0000	0,0000	1,0000	0,0000
2	0,9960	0,0685	0,9970	-0,0029	0,9973	-0,0505
3	0,9769	0,4161	0,9834	-0,0464	0,9885	-0,2602
4	0,9668	0,6336	0,9774	-0,1267	0,9856	-0,2978
5	0,9569	0,8540	0,9716	-0,2220	0,9830	-0,3476
6	0,9339	1,1448	0,9599	-0,5643	0,9782	-0,5155
7	0,9301	0,9923	0,9623	-0,7657	0,9773	-0,5705
8	0,9117	1,0944	0,9650	-2,0204	0,9747	-0,6500
9	0,9031	1,1399	0,9692	-2,7862	0,9755	-0,7141
10	0,8952	1,1899	0,9742	-3,5544	0,9770	-0,7782
11	0,8939	1,2137	0,9748	-3,7003	0,9774	-0,7935
12	0,8917	1,2534	0,9762	-3,9824	0,9782	-0,9106
13	0,8834	1,2818	0,9872	-5,0536	0,9881	-2,0303
14	0,8805	1,2494	0,9937	-5,4208	0,9942	-2,4233
15	0,8786	1,2370	1,0000	-5,8468	1,0000	-2,8708
16	0,8766	1,2388	0,9983	-5,8454	0,9953	-2,5094
17	0,8740	1,2026	0,9960	-5,8733	0,9845	-1,9246
18	0,8732	1,2050	0,9953	-5,8714	0,9808	-1,5609
19	0,9953	0,0675	0,9963	-0,0039	0,9957	-0,0955
20	0,9907	0,0662	0,9917	-0,0053	0,9820	-0,4913
21	0,9898	0,0605	0,9909	-0,0109	0,9788	-0,6276
22	0,9890	0,0530	0,9901	-0,0184	0,9780	-0,6353
23	0,9721	0,4499	0,9787	-0,0130	0,9847	-0,4348
24	0,9634	0,4850	0,9701	0,0216	0,9781	-0,8201
25	0,9591	0,5036	0,9657	0,0399	0,9738	-0,8021

TABELA 25 – ESTADO DA REDE DO SISTEMA DE 33 BARRAS

(conclusão)

Barra	Cenário 1 - Operação Radial		Cenário 2 - Operação Radial com GD		Cenário 3 - Operação em Malha com GD	
	V (pu)	θ (grau)	V (pu)	θ (grau)	V (pu)	θ (grau)
26	0,9314	1,2352	0,9575	-0,4788	0,9778	-0,5429
27	0,9281	1,3608	0,9543	-0,3601	0,9775	-0,5827
28	0,9149	1,7261	0,9415	-0,0148	0,9774	-0,7496
29	0,9054	2,0160	0,9323	0,2588	0,9770	-0,6865
30	0,9010	2,2337	0,9281	0,4641	0,9775	-0,6584
31	0,8957	2,2353	0,9229	0,4656	0,9774	-1,1397
32	0,8946	2,2317	0,9218	0,4622	0,9781	-1,2955
33	0,8942	2,2302	0,9215	0,4608	0,9804	-1,4617