

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
ENGENHARIA ELÉTRICA

YVES YUJIRO HASHIZUME SEKI

**ELABORAÇÃO DE ALGORITMOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA
REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2019

YVES YUJIRO HASHIZUME SEKI

**ELABORAÇÃO DE ALGORITMOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA
REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Augusto de S. Benedito

Coorientador: Eng. Erico Gurski

CURITIBA
2019

Yves Yujiro Hashizume Seki

Elaboração De Algoritmos De Fluxo De Potência Para Redes De Distribuição Considerando Geração Distribuída

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de engenheiro eletrícista, do curso de engenharia elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 28 de junho de 2019.

Prof. Antonio Carlos Pinho, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarien Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Raphael Augusto de S Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Érico Gurski, Engenheiro
PPGSE - LESEP
Co-Orientador

BANCA EXAMINADORA

Raphael Augusto de S Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Érico Gurski, Engenheiro
PPGSE - LESEP

Álvaro Augusto de Almeida, Mestre
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de engenharia elétrica

Dedico este trabalho a todos que estiveram comigo ao longo desta experiência que foi a graduação. Dedico também a minha família que sempre me apoiou em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Deus criador pela vida farta, pelo sustento acertado, e pela alegria de concluir mais uma etapa na companhia dAquele que fornece as ideias e os recursos para executá-las. Agradeço também por ter criado a natureza e pela matemática - uma realça a formosura da outra, e as duas gritam a plenos pulmões que existe um Deus revestido de poder, criatividade e beleza.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Raphael Augusto de S Benedito, pelos tantos préstimos, desde a sugestão do tema, até a tutoria firme e ao mesmo tempo emancipadora.

Ao meu coorientador, Engenheiro Érico Gurski, pela paciência de me orientar e por sempre me apontar caminhos.

Aos meus pais, Tieko e Massami, pela certeza do amor, pelo carinho e compreensão, pelo sustento em tantas esferas, pelo incentivo à leitura e ao estudo, pelos sacrifícios feitos, pelos lanches comprados, aluguéis pagos e por terem se envolvido durante esses vários anos de formação. Obrigado por serem meu exemplo de excelência e por mostrarem tão bem o Caminho.

Aos meus amigos, grandes incentivadores dos meus estudos e parceiros de todas as horas.

Ao café Manisfesto por sempre ter um *Cappuccino* delicioso para me manter acordado nos últimos semestres.

Agradeço a Companhia Paranaense De Energia (COPEL-DIS) pelo fomento a pesquisa e ao conhecimento.

Finalmente, agradeço à UTFPR e ao Departamento de Eletrotécnica, pelo acolhimento e pelos recursos investidos em mim.

Uma pessoa só cresce quando é capaz de superar as dificuldades. Proteção é importante, mas há certas coisas que deve-se aprender por esforço próprio

Masashi Kishimoto

RESUMO

HASHIZUME S., YVES Y. ELABORAÇÃO DE ALGORITMOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. 101 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

O estudo de fluxo de potência é peça fundamental para a operação do sistema elétrico de potência. Ele permite conhecer a condição operacional de regime estacionário do sistema. Métodos convencionais para o cálculo de fluxo de potência em redes de transmissão de energia elétrica, tais como os métodos de Gauss-Seidel e Newton-Raphson entre outros, podem apresentar um mal desempenho quando aplicados em sistemas de distribuição, principalmente para redes radiais com grande número de barras. Este trabalho contempla o desenvolvimento de um algoritmo de análise de fluxo de potência através do método BFS (do inglês, *Backward/Forward Sweep*). Para tanto, foi desenvolvida ao decorrer do estudo uma fundamentação teórica visando a compreensão dos conceitos de fluxo de potência e dos métodos utilizados para a sua resolução, tanto para sistemas de transmissão quanto para sistemas de distribuição. Neste estudo foi apresentado o equacionamento do método BFS envolvendo o operador complexo, bem como uma explicação passo a passo de sua resolução. Também foi implementado um algoritmo para o cálculo do fluxo de potência horário com base no método BFS. Outro ponto abordado foi a questão da geração distribuída, principalmente a geração eólica, para a qual foi implementado um algoritmo para a obtenção de curvas de velocidade do vento a partir de dados históricos. Por fim, foram comparados os resultados das tensões nos sistemas de 10, 33 e 69 barras obtidos pelo algoritmo implementado no *software* MATLAB[®] com os resultados obtidos pela resolução do método de Gauss-Seidel e pelo *software* ANAREDE[®] para cenários com e sem geração distribuída, e também foi feita a validação do algoritmo de fluxo de potência horário.

Palavras-chave: Fluxo de Potência, *Backward/Forward Sweep*, Algoritmo, Geração Distribuída

ABSTRACT

HASHIZUME S., YVES Y.. ELABORATION OF POWER FLOW ALGORITHMS FOR DISTRIBUTION NETWORKS CONSIDERING DISTRIBUTED GENERATION. 101 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

The load flow studies are fundamental to the operation of the electric power system. It allows us to see the operational conditions of the steady state of the system. Conventional methods for calculating load flow in transmission networks, such as the Gauss-Seidel and Newton-Raphson methods, among others, may present poor performance when applied in distribution systems, specially for radial networks with large number of bars. This work considers the development of a power flow analysis algorithm through the BFS method (Backward / Forward Sweep). In order to do so, a theoretical basis for understanding the power flow concepts and the methods used to solve them, both for transmission systems and for distribution systems, was developed during the course of the study. In this study we presented the equations of the BFS method involving the complex operator, as well as a step-by-step explanation of its solution. We also implemented an algorithm to calculate the hourly power flow based on the BFS method. Another issue addressed was the issue of distributed generation, especially eolic generation, for which an algorithm was implemented to obtain wind speed curves from historical data. Finally, we compared the results of the voltage in the 10, 33 and 69 bars systems obtained by the algorithm implemented in the *software* MATLAB[®] with the results obtained by the resolution of the Gauss-Seidel method and the *software* ANAREDE[®] for scenarios with and without distributed generation, and also the validation of the hourly power flow algorithm.

Keywords: Power Flow, *Backward/Forward Sweep*, Algorithm, Distributed Resources

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Modelo do circuito equivalente	22
Figura 2	– Modelo equivalente de transformadores	24
Figura 3	– Modelo π generalizado	25
Figura 4	– Circuito equivalente do gerador síncrono de polos lisos	26
Figura 5	– Modelo de uma barra do sistema	28
Figura 6	– Injeções de corrente na barra k	28
Figura 7	– Diagrama base para o equacionamento do método BFS.	39
Figura 8	– Fluxograma do método BFS	44
Figura 9	– Sistema de distribuição de 6 barras	45
Figura 10	– Curvas de Irradiância	55
Figura 11	– Curva de Geração Fotovoltaica em pu	56
Figura 12	– Velocidade do Vento em Palmeira dos Índios	59
Figura 13	– Curva Sintética Gerada a Partir dos Dados de Palmeira dos Índios	60
Figura 14	– Potência Gerada a Partir da Curva Sintética em Porcentagem	61
Figura 15	– Exemplo de <i>microgrid</i>	65
Figura 16	– Exemplo de um subestação ilhada	67
Figura 17	– Sistema Teste de 10 Barras	69
Figura 18	– Módulo das Tensões por barra no sistema de 10 barras sem GD	71
Figura 19	– Módulo das Tensões por barra no sistema de 10 barras com GD	72
Figura 20	– Sistema Teste de 33 Barras	73
Figura 21	– Módulo das Tensões por barra no sistema de 33 barras sem GD	74
Figura 22	– Módulo das Tensões por barra no sistema de 33 barras com GD	75
Figura 23	– Sistema Teste de 69 Barras	78
Figura 24	– Módulo das Tensões por barra no sistema de 69 barras sem GD	79
Figura 25	– Módulo das Tensões por barra no sistema de 69 barras com GD	79
Figura 26	– Comparação dos módulos das tensões com e sem a presença de GDs	85
Figura 27	– Curvas de Geração e Carga	86
Figura 28	– Resultados do Artigo	86
Figura 29	– Resultados do Algoritmo de FP Horário Implementado	87
Figura 30	– Resultados do Algoritmo de FP Horário Implementado	88
Figura 31	– Curvas de Geração Eólica e Carga Residencial	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	– Comparação entre as características dos Sistemas Transmissão e Distribuição	21
Tabela 2	– Dados de Barra	45
Tabela 3	– Dados de Linha	46
Tabela 4	– Comparação dos Métodos	50
Tabela 5	– Características de geradores de variadas marcas	62
Tabela 6	– Dados De Base do Sistema 10 Barras	69
Tabela 7	– Dados de Barra do Sistema 10 Barras	70
Tabela 8	– Dados de Linha do Sistema 10 Barras	70
Tabela 9	– Comparação dos resultados para o sistema de 10 barras sem GD	72
Tabela 10	– Comparação dos resultados para o sistema de 10 barras com GD	73
Tabela 11	– Comparação do resultados para o sistema de 33 barras sem GD	75
Tabela 12	– Comparação do resultados para o sistema de 33 barras com GD	76
Tabela 13	– Comparação do resultados para o sistema de 69 barras com GD	80
Tabela 14	– Comparação do resultados para o sistema de 69 barras sem GD	82
Tabela 15	– Dados De Base do Sistema 33 Barras	93
Tabela 16	– Dados de Barra do Sistema 33 Barras	93
Tabela 17	– Dados de Linha do Sistema 33 Barras	95
Tabela 18	– Dados De Base do Sistema 69 Barras	96
Tabela 19	– Dados de Barra do Sistema 69 Barras	96
Tabela 20	– Dados de Linha do Sistema 69 Barras	98

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BFS	<i>Backward/Forward Sweep</i>
CA	Corrente Contínua
CC	Corrente Alternada
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDP	Função Densidade de Probabilidade
FP	Fluxo de Potência
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MG	<i>Microgrid</i>
MIC	<i>Monitoring, Information Exchange and Control</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
SDR	Sistema de Distribuição Radial
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional

LISTA DE SÍMBOLOS

Ω_k	Conjunto de Barras Adjacentes a k
b_{km}	Susceptância da Linha
b_{km}^{sh}	Susceptância <i>shunt</i>
E	Tensão Complexa
g_{km}	Condutância da Linha
I	Corrente
θ	Ângulo
P	Potência Ativa
Q	Potência Reativa
R	Resistência
r_{km}	Resistência Série
S	Potência Aparente
V	Módulo da Tensão
X	Reatância
x_{km}	Reatância Série
Y	Admitância
z_{km}	Impedância Série

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 TEMA	16
1.1.1 Delimitação do Tema	16
1.2 PROBLEMAS E PREMISAS	16
1.3 OBJETIVOS	17
1.3.1 Objetivos Gerais	17
1.3.2 Metas e Objetivos Específicos	17
1.4 JUSTIFICATIVA	18
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	18
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	19
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
2.1 FLUXO DE POTÊNCIA	21
2.1.1 Modelagem do Sistema	21
2.1.1.1 Linhas de Transmissão	22
2.1.1.2 Transformadores	24
2.1.1.3 Geradores	25
2.1.1.4 Cargas	26
2.1.2 Formulação do Problema	27
2.1.3 Métodos de Solução para Fluxos de Potência	31
2.1.3.1 Gauss-Seidel	32
2.1.3.2 Newton-Raphson	33
2.1.3.3 Fluxo de Potência em Redes de Distribuição	36
3 METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO DO ALGORITMO BFS	38
3.1 EQUACIONAMENTO DO BFS SEM O OPERADOR COMPLEXO	38
3.1.1 Etapa <i>Backward</i>	39
3.1.2 Etapa <i>Forward</i>	40
3.2 EQUACIONAMENTO DO BFS COM OS CÁLCULOS EM NÚMEROS COMPLEXOS	41
3.2.1 Etapa <i>Backward</i>	41
3.2.2 Etapa <i>Forward</i>	42
3.3 ALGORITMO COMPUTACIONAL DO MÉTODO BFS	43
3.3.1 Entrada de Dados	43
3.3.2 Resolução do BFS	44
3.4 RESOLUÇÃO PASSO A PASSO	45
3.5 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS	50
3.6 FLUXO DE POTÊNCIA HORÁRIO	50
4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E MICRORREDE	52
4.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	52
4.1.1 Procedimento e Regulamentação	52
4.1.1.1 IEEE 1547	52
4.1.1.2 REN ANEEL 482	53

4.1.1.3 PRODIST MÓDULO 3 – SEÇÃO 3.7	53
4.1.1.4 NTC 905100 e NTC 905200	54
4.1.2 Tecnologias utilizadas na GD	54
4.1.2.1 Energia Fotovoltaica	54
4.1.2.2 Energia Eólica	56
4.1.2.3 Combustíveis Fósseis Tradicionais	62
4.1.2.4 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)	62
4.1.2.5 Biomassa	63
4.1.3 Controlabilidade das GDs	63
4.2 MICRORREDES	63
4.2.1 <i>Microgrid</i> Conectada à Rede	65
4.2.2 <i>Microgrid</i> em Transição Para o Modo Ilhado	65
4.2.3 <i>Microgrid</i> em Modo Ilhado	66
4.2.4 <i>Microgrid</i> em Modo de Reconexão	67
5 RESULTADOS DE SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS	69
5.1 SISTEMA 10 BARRAS	69
5.2 SISTEMA 33 BARRAS	73
5.3 SISTEMA 69 BARRAS	77
5.4 EFEITO DA INSERÇÃO DE GD NA QUALIDADE DE TENSÃO	84
5.5 RESULTADOS DO FP HORÁRIO	85
6 CONCLUSÃO	89
REFERÊNCIAS	90
Anexo A – SISTEMA 33 BARRAS	93
Anexo B – SISTEMA 69 BARRAS	96

1 INTRODUÇÃO

O nível de desenvolvimento de um país está diretamente relacionado à sua capacidade de aproveitar seus recursos energéticos, pois esses são necessários para movimentar a economia gerando empregos e conseqüentemente gerando mais recursos para serem aplicados na infraestrutura do país.

Atualmente a energia elétrica é a forma de energia mais usada no mundo, mas esta precisa ser convertida de uma fonte primária de energia. Segundo Stevenson (1975), um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é uma das formas de converter uma fonte de energia potencial em energia elétrica e de se transportar essa energia. Segundo Saadat (1999) um SEP é uma rede interconectada composta por quatro grandes partes:

- Geração;
- Transmissão e Subtransmissão;
- Distribuição;
- Cargas;

Na geração está presente um dos mais importantes componentes do SEP que é o gerador trifásico síncrono de corrente alternada (CA). Esse gerador é responsável por transformar a fonte primária de energia em energia elétrica. No Brasil a principal matriz energética é a de origem hidráulica, como pode ser visto no balanço energético nacional feito pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A transmissão e a subtransmissão tem como objetivo transportar a energia elétrica dos centros geradores até os centros consumidores. Esse transporte é feito pelas linhas de transmissão e é feito com níveis elevados de tensão, que se justificam para diminuir as perdas de energia por aquecimento e reduzir custos de condutores, com o emprego de cabos com menor bitola ao longo das imensas extensões a serem transpostas. Esses níveis elevados de tensão só podem ser alcançados graças ao transformador, aperfeiçoado em 1885 por Willian Stanley (SAADAT, 1999).

No Brasil, as linhas de transmissão são responsáveis pela conexão dos SEPs formando o Sistema Interligado Nacional (SIN), o que permite a transferência de potência entre sistemas em situações normais e também em situações de emergência.

O sistema de distribuição é a parte responsável pela conexão das subestações de distribuição com as entradas de serviço do consumidor final.

As cargas são consumidores finais e podem ser classificadas em cargas industriais, comerciais e residenciais. Cargas muito grandes, como por exemplo indústrias, podem ser diretamente alimentadas pelo sistema de transmissão.

Segundo Stagg e El-Abiad (1968) o planejamento, operação e a expansão dos SEPs requerem estudos e análises contínuas e abrangentes para avaliar o desempenho atual do sistema e verificar a eficácia de planos alternativos para a expansão do sistema. Dentre os estudos, o chamado Fluxo de Potência configura-se como uma das alternativas principais de análise da rede elétrica para planejamento, operação e expansão. Esses estudos desempenham um papel importante no fornecimento de um alto padrão de confiabilidade do sistema de energia e na garantia da máxima utilização do investimento de capital.

A tarefa de determinar os fluxos de potência e os níveis de tensão resultantes de uma única condição de operação, mesmo para uma rede pequena, é muito trabalhosa, devido às equações de fluxo de potência não serem lineares, exigindo métodos numéricos iterativos para solução do problema. A disponibilidade de computadores digitais de grande porte em meados da década de 1950 forneceu equipamentos com capacidade e velocidade suficientes de cálculo. O desenvolvimento da tecnologia informática proporcionou as seguintes vantagens para a engenharia de sistemas de potência:

- Meios mais eficientes e econômicos de realizar cálculos de engenharia de rotina necessários no planejamento, operação e a expansão de um sistema de energia;
- Otimizar o trabalho do engenheiro, fazendo com que ele possa se dedicar mais aos estudos e análises e gaste menos tempo na resolução de cálculos;
- A capacidade de realizar estudos mais eficientes, aplicando procedimentos de cálculo para obter um número de soluções alternativas para um determinado problema a fim de fornecer uma ampla base para decisões de engenharia;
- A capacidade e possibilidade de realizar outros tipos de estudos e análises de redes, como por exemplo análise de estabilidade.

1.1 TEMA

Um estudo de fluxo de potência, ou fluxo de carga, consiste na determinação da tensão, da corrente, da potência ativa e reativa e do fator de potência (FP) nos diversos pontos de uma rede elétrica sob condições nominais ou ideais. Os estudos de carga são essenciais ao planejamento da expansão de um sistema, uma vez que o seu funcionamento satisfatório depende do conhecimento prévio dos efeitos da interligação com outros sistemas, da ligação de novas cargas e de novas usinas, bem como de novas linhas de transmissão (HAQUE, 1996).

Os estudos de fluxo de potência devem ser feitos para sistemas elétricos como um todo, entretanto devido à complexidade, grandiosidade e as características distintas entre os sistemas de transmissão e distribuição, divide-se os estudos e as análises em: fluxo de potência para sistemas de geração e transmissão; e fluxo de potência para sistemas de distribuição. De modo geral, os métodos numéricos desenvolvidos para sistemas de transmissão não são muito eficientes para a aplicação em sistema de distribuição (HAQUE, 1996). Assim, no desenvolvimento deste trabalho é dada a ênfase na elaboração de algoritmos numéricos para o estudo de fluxo de potência em sistemas de distribuição.

1.1.1 Delimitação do Tema

Como previamente introduzido, o estudo do fluxo de potência é de extrema importância para o planejamento, operação e expansão de SEPs. Tal estudo se torna possível com o uso de programas computacionais para resolução numérica das equações de fluxo de potência. Considerando a extensão da área de estudo de fluxo de potência, este trabalho se delimitou ao estudo de sistemas de distribuição e desenvolvimento de algoritmos computacionais com melhor convergência para sistemas de distribuição do que os usados na resolução de sistemas de transmissão.

1.2 PROBLEMAS E PREMISAS

Os estudos de operação e planejamento de um sistema de distribuição requerem uma condição de regime permanente do sistema para demandas de várias cargas. A condição operacional de regime estacionário de um sistema pode ser obtida a partir da solução do fluxo de carga.

Métodos convencionais para o cálculo de fluxo de potência em redes de transmissão de energia elétrica, tais como o método de Gauss, Gauss-Seidel, Newton-Raphson, Desacoplado

Rápido e versões modificadas dos mesmos (MONTICELLI, 1983; MONTICELLI; GARCIA, 2001), podem apresentar um mal desempenho quando aplicados em sistemas de distribuição. Principalmente para redes radiais com grande número de barras. Isso ocorre devido às características particulares dos Sistemas de Distribuição Radiais (SDRs), dentre as quais pode-se citar: baixa relação X/R (reatância/resistência) dos parâmetros dos alimentadores, trechos com impedâncias relativamente baixas associados a trechos com impedâncias altas e grande número de barras de carga distribuídas.

Em razão dessas características, as matrizes associadas aos SDRs são mal condicionadas numericamente, uma vez que os métodos tradicionais envolvem fatoração de matrizes e as características citadas afetam a convergência, exigindo um grande número de iterações, podendo causar, até mesmo, divergência do processo, dificultando o cálculo de fluxo de carga (DAS et al., 1994; SANCHES, 2013).

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivos Gerais

Neste trabalho busca-se desenvolver um algoritmo que se adapte às características específicas dos SDRs e que possa diminuir o esforço computacional na resolução numérica e seja confiável.

Como resultados, espera-se obter um algoritmo com um melhor desempenho computacional do que os algoritmos para sistemas de transmissão aplicados em sistemas de distribuição.

1.3.2 Metas e Objetivos Específicos

Para contemplar o objetivo geral as seguintes metas e/ou objetivos específicos foram traçados:

- Revisão bibliográfica sobre fluxo de potência e métodos de resolução para redes de transmissão e distribuição e *microgrids* com geração distribuída;
- Desenvolvimento e implementação de algoritmos computacionais para estudo dos métodos para sistemas de transmissão, para fim de comparação de resultados. O método implementado para a validação do método BFS foi o método de Gauss-Seidel, devido a sua simplicidade e por ele já estar validado em diversas literaturas;

- Desenvolvimento e implementação de algoritmos computacionais para aplicação dos métodos estudados para sistemas de distribuição, como o método *Backward-Forward Sweep* (BFS);
- Estudos de caso de cenários com e sem a inserção de geração distribuída;
- Implementação de algoritmo que leve em conta curvas de carga e geração durante um dia.

1.4 JUSTIFICATIVA

Os estudos de fluxo de potência são um pré-requisito essencial para o estudo dos sistemas de potência, pois a transferência de energia elétrica da geração para os consumidores deve ser estável, confiável e econômica. As informações obtidas com o fluxo de potência podem ser usadas em várias aplicações como estudos de estabilidade e análise de contingências.

Tendo-se em conta a importância da análise de fluxo de potência, e que as características dos sistemas de distribuição diferem das dos sistemas de transmissão, justifica-se a implementação de algoritmos para análise específica de sistemas de distribuição.

Além disso, este trabalho também será aplicado em estudos a serem realizados pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL)¹ para sistemas de distribuição com geração distribuída, o que também legitima a realização deste trabalho.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Para alcançar os objetivos propostos para este trabalho, inicialmente foi apresentada uma revisão literária sobre o tema em livros, artigos e demais publicações focadas em análise de fluxo de potência em sistema de distribuição.

Após isso, foi implementado um algoritmos no software MATLAB^{®2} para análise do fluxo de potência utilizando o método de Gauss-Seidel e validou-se os resultados com diversas literaturas, também foi usado o *software* ANAREDE[®] para obter-se outra base de comparação para validação do método.

Por fim foi desenvolvido e implementado o método BFS com duas abordagens, com e sem a presença do operador complexo no equacionamento. Os resultados obtidos foram

¹Agradecemos à Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) pelo apoio e fomento no Projeto de Pesquisa PD 2866-0464/2017 (Metodologia para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas).

²MATLAB[®] - *Academic License* R2018a (9.4.0.813654) *License Number*: 40685084

validados com o método de Gauss-Seidel e pelo *software* ANAREDE.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Como estrutura deste trabalho, foi utilizado o seguinte modelo:

Capítulo 1 – Introdução aos estudos de fluxo de potência, definição do tema, delimitação dos objetivos a serem atingidos e as justificativas para o presente estudo;

Capítulo 2 – Referencial teórico e revisão da literatura sobre fluxo de potência e métodos de solução do mesmo para as características dos sistemas de distribuição;

Capítulo 3 – Método da Varredura Direta e Inversa;

Capítulo 4 – Geração Distribuída e Microrredes;

Capítulo 5 – Resultados de Simulações Computacionais;

Capítulo 6 – Conclusões, considerações finais sobre o trabalho desenvolvido e os resultados obtidos e sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A finalidade de um SEP é fornecer a energia elétrica que os clientes exigem em tempo real, sob demanda, dentro de limites aceitáveis de tensão e frequência, e de maneira econômica e confiável (SAADAT, 1999). A operação bem-sucedida do sistema de potência sob condições estáticas trifásicas balanceadas normais requer o seguinte:

1. Geração fornece a demanda (carga) mais perdas;
2. As magnitudes das tensões dos barramentos permanecem dentro dos limites especificados (PRODIST, 2016);
3. Os geradores operam dentro dos limites especificados de potência ativa e reativa;
4. As linhas de transmissão e os transformadores não estão sobrecarregados.

Os estudos de fluxo de potência são a espinha dorsal da análise e projeto de sistemas de potência. Eles são necessários para planejamento, operação, expansão e programação econômica do SEP e para as trocas de energia entre as concessionárias. Além disso, a análise do fluxo de potência é necessária para muitas outras análises, como estudos de contingência e estabilidade transitória (SAADAT, 1999).

A formulação das equações de rede na forma de admitância nodal resulta em equações algébricas lineares complexas em termos de correntes de nó. Quando as correntes do nó são especificadas, o conjunto de equações lineares pode ser resolvido para as tensões do nó. No entanto, geralmente, em um sistema de potência, são conhecidas as potências em vez das correntes. Assim, as equações resultantes em termos de potência, conhecidas como equação do fluxo de potência, tornam-se não-lineares e devem ser resolvidas por técnicas numéricas iterativas.

Além disso, devido às características próprias dos sistemas de transmissão e distribuição os métodos numéricos usados na solução das equações de fluxo de potência devem ser apropriados para tais características. Tradicionalmente os diversos métodos calculam a magnitude e o ângulo da tensão em cada barramento em um sistema de energia sob condições trifásicas equilibradas e também os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas, bem como as perdas.

Neste capítulo far-se-á uma revisão geral sobre fluxo de potência e sobre os métodos numéricos de resolução de sistemas de transmissão.

2.1 FLUXO DE POTÊNCIA

O estudo de fluxo de potência em redes de energia elétrica consiste basicamente em determinar a magnitude e fase das tensões em cada barra do SEP e, como subproduto, o cálculo das potências ativa e reativa que fluem através de seus diversos elementos componentes (tais como linhas de transmissão, transformadores), bem como as perdas de potência dos mesmos (GLOVER et al., 2012).

Os algoritmos de fluxo de potência desenvolvidos para sistema de transmissão não são recomendados para sistemas de distribuição devido às características do último, que podem até fazer com que o sistema não convirja. Uma comparação pode ser vista na Tabela 1.

Tabela 1 – Comparação entre as características dos Sistemas Transmissão e Distribuição

Descrição	Sistema de Trasmissão	Sistema de Distribuição
Estrutura da Rede	Malhado	Radial ou levemente malhado
Proporção R/X	Baixa	Alta
Simetria	Balanceda	Balanceda ou não
Barras de Carga	PQs	PQ
Barras de Geração	PVs	PVs e PQs
Ângulo da Tensão	Significante	Insignificante

Fonte: Adaptado de Kumar e Jain (2015)

2.1.1 Modelagem do Sistema

Nos estudos de fluxo de potência a modelagem do sistema é estática, uma vez que as variações com o tempo são suficientemente lentas para que os efeitos do transitório possam ser desprezados. Nesta modelagem, a representação da rede é dada através de um conjunto de equações e inequações algébricas, sendo que tal formulação corresponde às leis de Kirchhoff e a um conjunto de restrições operacionais do sistema (MONTICELLI, 1983).

Os componentes do SEP são separados em dois grandes grupos: elementos externos e internos. Os elementos externos são aqueles que estão ligados entre um nó qualquer do sistema e ao nó-terra, como é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores *shunt*. Os elementos internos são aqueles que estão ligados entre dois nós quaisquer da rede, como é o caso da linha de transmissão (LT) e dos transformadores (MONTICELLI, 1983).

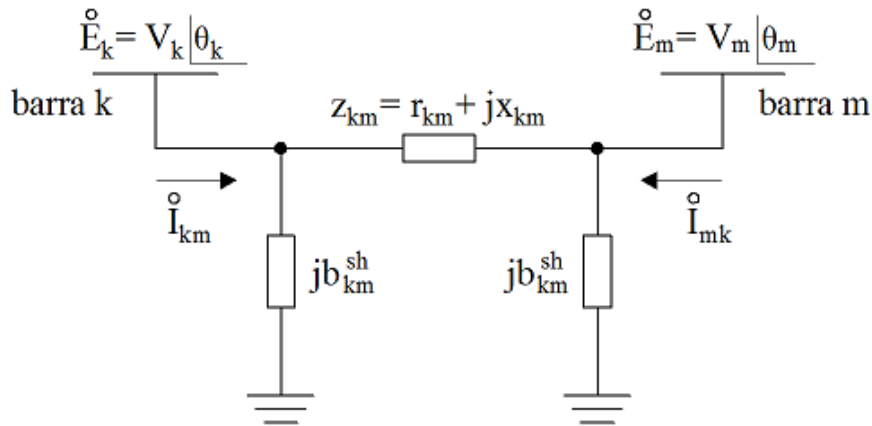
A seguir serão apresentados os modelos dos componentes internos do SEP.

2.1.1.1 Linhas de Transmissão

O modelo π de uma linha de transmissão, representado na figura 1, é definido por três parâmetros: a resistência série r_{km} , a reatância série x_{km} e a susceptância shunt b_{km}^{sh} . A impedância do elemento série é dada por:

$$z_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (1)$$

Figura 1 – Modelo do circuito equivalente



Fonte: Adaptado de Monticelli (1983)

Como o tipo de análise de circuito almejada é a nodal, fica necessário trabalhar com os parâmetros série em termos da condutância e susceptância da linha, logo, a admitância série do ramo fica:

$$y_{km} = \frac{1}{z_{km}} = g_{km} + jb_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (2)$$

Quando o modelo π representa uma linha de transmissão, têm-se r_{km} e x_{km} positivos, o que implica g_{km} positivo e b_{km} negativo (ou indutivo). Já o elemento b_{km}^{sh} é positivo, pois o shunt de linha é do tipo capacitivo.

A partir da inspeção da corrente \hat{I}_{km} , mostrada na figura 1, nota-se que ela é formada por duas componentes: uma em série (ramo da impedância z_{km}) e outra shunt (ramo da susceptância b_{km}^{sh}). Assim, através da análise nodal têm-se as seguintes relações:

$$\hat{I}_{km} = y_{km}(\hat{E}_k - \hat{E}_m) + j b_{km}^{sh} \cdot \hat{E}_k \quad (3)$$

$$\dot{I}_{mk} = y_{km}(\dot{E}_m - \dot{E}_k) + j b_{km}^{sh} \cdot \dot{E}_m \quad (4)$$

sendo, \dot{E}_k e \dot{E}_m as tensões complexas fasoriais:

$$\dot{E}_k = V_k \angle \theta_k \quad (5)$$

$$\dot{E}_m = V_m \angle \theta_m \quad (6)$$

Com base nas relações de tensões e correntes, segue-se o equacionamento do fluxo de potência complexa correspondente a uma linha de transmissão:

$$\bar{S}_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} = \dot{E}_k^* \cdot \dot{I}_{km} \quad (7)$$

$$\bar{S}_{km}^* = \dot{E}_k^* [y_{km}(\dot{E}_k - \dot{E}_m) + j b_{km}^{sh} \cdot \dot{E}_k] \quad (8)$$

$$\bar{S}_{km}^* = y_{km} \cdot V_k \cdot e^{-j\theta_k} (V_k \cdot e^{j\theta_k} - V_m \cdot e^{j\theta_m}) + j b_{km}^{sh} \cdot V_k^2 \quad (9)$$

$$\bar{S}_{km}^* = y_{km} \cdot V_k^2 - y_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot e^{-j(\theta_k - \theta_m)} + j b_{km}^{sh} \cdot V_k^2 \quad (10)$$

Considerando,

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$$

$$e^{j\theta_{km}} = \cos \theta_{km} + j \sin \theta_{km}$$

$$e^{-j\theta_{km}} = \cos \theta_{km} - j \sin \theta_{km}$$

$$y_{km} = g_{km} + j b_{km}$$

, têm-se:

$$\bar{S}_{km}^* = (g_{km} + j b_{km}) \cdot V_k^2 - (g_{km} + j b_{km}) \cdot V_k \cdot V_m \cdot (\cos \theta_{km} - j \sin \theta_{km}) + j b_{km}^{sh} \cdot V_k^2 \quad (11)$$

Separando a parte real e imaginária da equação (11), obtém-se os fluxos ativos e reativos:

$$P_{km} = V_k^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sin \theta_{km} \quad (12)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sin \theta_{km} \quad (13)$$

Similarmente, os fluxos P_{mk} e Q_{mk} são obtidos:

$$P_{mk} = V_m^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sin \theta_{km} \quad (14)$$

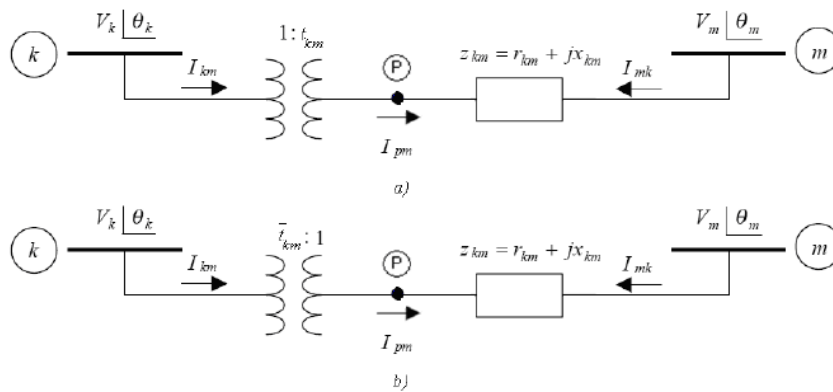
$$Q_{mk} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km} + V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sin \theta_{km} \quad (15)$$

O equacionamento das correntes através do modelo da linha adotado será utilizado posteriormente para a formulação das equações de estudo do fluxo de potência.

2.1.1.2 Transformadores

O modelo equivalente de transformadores utilizados em estudos de fluxo de potência e estimação de estados, é composto por uma impedância z_{km} em série e um autotransformador ideal no lado primário, com uma relação de transformação dada por t_{km} . Tal modelo pode ser visualizado através da figura 2 a seguir:

Figura 2 – Modelo equivalente de transformadores



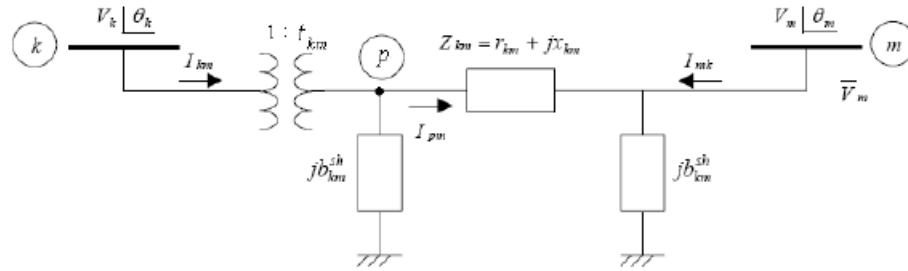
Fonte: Adaptado de Monticelli (1983)

Comumente os dados da rede são representados conforme a figura 2-b (MONTICELLI, 1983), porém, para facilitar e simplificar o equacionamento de fluxo de potência, a representação adotada neste estudo será a da figura 2-a. Logo, caso os dados do transformador estejam de acordo com a representação da figura 2-b, basta converter a relação da seguinte forma:

$$t_{km} = \frac{a}{t_{km}} \quad (16)$$

Generalizando o modelo equivalente de linhas de transmissão, transformadores em fase e transformadores defasadores, obtém-se o modelo (figura 3) para fluxo de potência entre duas barras:

Figura 3 – Modelo π generalizado



Fonte: Adaptado de Monticelli (1983)

Onde 1: t_{km} representa a relação de transformação do auto-transformador ideal, e $t_{km} = a_{km} \cdot e^{j\phi}$.

Com isso, a expressão generalizada de fluxo de potência da barra k para barra m resulta:

$$P_{km} = a_{km}^2 \cdot V_k^2 \cdot g_{km} - a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos(\theta_{km} + \varphi) - a_{km} V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sin(\theta_{km} + \varphi) \quad (17)$$

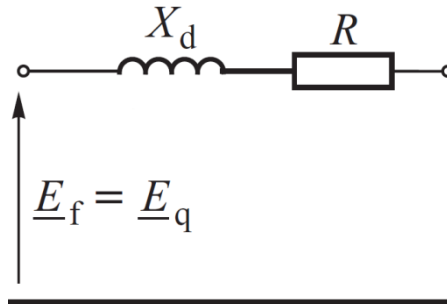
$$Q_{km} = -a_{km} \cdot V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos(\theta_{km} + \varphi) - a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sin(\theta_{km} + \varphi) \quad (18)$$

A seguir serão apresentados os modelos dos elementos externos do SEP.

2.1.1.3 Geradores

Segundo Jan et al. (2008), para os estudos em regime permanente, o gerador síncrono pode ser modelado tal como exposto na Figura 4, para um gerador de polos lisos.

Figura 4 – Circuito equivalente do gerador síncrono de polos lisos



Fonte: Adaptado de Jan et al. (2008)

Sendo E_q a tensão complexa interna do gerador, X_d a reatância de eixo direto, R resistência de armadura. Ao desprezar-se a saliência dos polos, tem-se que $X_d = X_s$, onde X_s é também conhecida como reatância síncrona do gerador (KUNDUR et al., 1994).

2.1.1.4 Cargas

A modelagem das cargas é complexa, pois uma barra de carga típica usada em estudos de estabilidade é composta de vários dispositivos como lâmpadas fluorescente e incandescente, refrigeradores, aquecedores motores, etc. Sua composição exata é difícil de ser estimada. Além disso, sua composição pode mudar dependendo de vários fatores como o tempo (hora, dia, mês), condições climáticas e condições econômicas.

Mesmo que a composição exata da carga seja conhecida não é praticamente possível representá-las uma vez que existem milhares destes componentes em cada barra. Logo, a representação das cargas em estudos de SEPs é feita usando modelos consideravelmente simplificados. Os modelos de cargas em estudos de SEPs são geralmente divididos em duas amplas categorias: modelos estáticos e modelos dinâmicos.

O modelo estático representa as características da carga em qualquer instante de tempo como funções da magnitude de tensão e frequência da barra no mesmo instante de tempo. Os exemplos desse tipo de modelagem são o modelo de potência constante, corrente constante, impedância constante e o modelo ZIP que abrange os 3 (três) modelos anteriores.

O modelo de carga através de potência constante é invariante na presença de oscilações na tensão e, este modelo, é frequentemente utilizado em cálculos de fluxo de potência (JAN et al., 2008).

Já o modelo de carga através da representação de corrente constante absorve uma

demanda variável de potência que varia linearmente com a oscilação de tensão e constitui um modelo aceitável para representar uma variedade de cargas compostas por resistências e motores (JAN et al., 2008).

O modelo de carga representado por impedância constante, por sua vez, consiste em um bom modelo para representar algumas cargas de iluminação. Neste a potência absorvida pela carga varia proporcionalmente ao quadrado da tensão nela aplicada (JAN et al., 2008).

Para uma modelagem mais abrangente pode-se adotar o modelo ZIP, que incluiu todos os modelos citados anteriormente. A característica da carga torna-se então um modelo polinomial em função do módulo da tensão (V) (KUNDUR et al., 1994).

$$P = P_0 \cdot \left(a_p \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_p \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + c_p \right) \quad (19)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(a_q \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_q \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + c_q \right) \quad (20)$$

O modelo dinâmico expressa as potências ativa e reativa em qualquer instante do tempo como funções da magnitude e frequência da tensão em instantes passados do tempo e, geralmente, incluindo o presente instante. Equações diferenciais podem ser usadas para representar tais modelos.

Neste trabalho o modelo usado é o modelo de potência constante, pois o estudo de fluxo de potência é uma análise estática.

2.1.2 Formulação do Problema

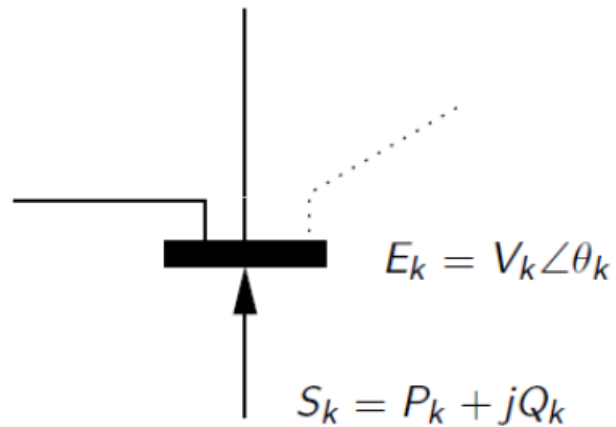
Para o problema de fluxo de potência são definidas 4 (quatro) variáveis à barra k , correspondentes à tensão e à injeção de potência na barra:

Onde:

- V_k magnitude da tensão nodal;
- θ_k ângulo da tensão nodal;
- P_k injeção líquida de potência ativa;
- Q_k injeção líquida de potência reativa;

Para se obter o equacionamento das injeções de potência em barras, primeiramente

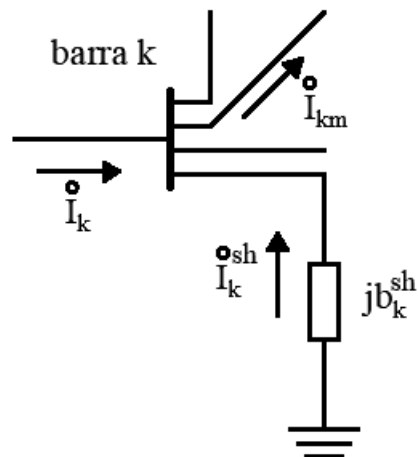
Figura 5 – Modelo de uma barra do sistema



Fonte: Adaptado de Monticelli (1983)

deve-se obter o valor líquido de injeção de corrente numa barra genérica considerando todos os fluxos de corrente incidentes sobre ela. A figura 6 ilustra esta situação:

Figura 6 – Injeções de corrente na barra k



Fonte: Adaptado de Monticelli (1983)

Assim, para o caso geral, a seguinte equação é válida:

$$\dot{I}_k + \dot{I}_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} \dot{I}_{km}, \quad (\text{para } k = 1, \dots, NB) \quad (21)$$

Onde:

- \dot{I}_k é a injeção de corrente na barra k ;
- \dot{I}_k^{sh} é a corrente devida à presença de elementos em derivação na barra k , tais como capacitores e reatores;
- m representa as barras vizinhas à barra k ;
- Ω_k é o conjunto que contém as barras vizinhas à k , sem incluir a mesma;
- \dot{I}_{km} representa as correntes que fluem entre a barra k e as m barras vizinhas à k ;
- b_k^{sh} é a susceptância em derivação conectada à barra k ;
- NB é o número total de barras do sistema.

Através das relações complexas de corrente para linhas de transmissão e transformadores (defasadores ou não) desenvolvidas na seção anterior, esboça-se a forma unificada de fluxo de corrente da barra k para barra m :

$$\dot{I}_{km} = [a_{km}^2 \cdot y_{km} + j b_{km}^{sh}] \cdot \dot{E}_k + [-a_{km} \cdot y_{km} \cdot e^{-j\varphi}] \cdot \dot{E}_m \quad (22)$$

Desta forma \dot{I}_k pode ser reescrita por:

$$\dot{I}_k = [j b_{km}^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (a_{km}^2 \cdot y_{km} + j b_{km}^{sh})] \cdot \dot{E}_k + \sum_{m \in \Omega_k} (-a_{km} \cdot y_{km} \cdot e^{-j\varphi}) \cdot \dot{E}_m \quad (23)$$

A equação (23) poder ser rearranjada na forma matricial como:

$$[\underline{I}] = [\underline{Y}] \cdot [\underline{E}] \quad (24)$$

sendo:

- \underline{I} o vetor de injeção de corrente no nó, com dimensão $NB \times 1$;
- \underline{Y} a matriz de admitância do sistema, com dimensão $NB \times NB$;

- \underline{E} o vetor de tensão no nó, com dimensão $NB \times 1$.

Os elementos da matriz Y não pertencentes a diagonal principal, são formados da seguinte forma:

$$Y_{km} = -a_{km} \cdot y_{km} \cdot e^{-j\phi} \quad (25)$$

Já os elementos da diagonal principal de \underline{Y} são:

$$Y_{kk} = y_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} a_{km}^2 \cdot y_{km} + y_{km}^{sh} \quad (26)$$

Assim, a forma matricial completa da injeção de corrente da barra genérica k fica:

$$\dot{I}_k = Y_{kk} \cdot \dot{E}_k + \sum_{m \in \Omega_k} Y_{km} \cdot \dot{E}_m = \sum_{m \in K} Y_{km} \cdot \dot{E}_m \quad (27)$$

onde K é o número de barras adjacentes a barra k , incluindo ela mesma.

A matriz \underline{Y} é comumente decomposta em parte real e imaginária, sendo estas representadas respectivamente por \underline{G} e \underline{B} , ou melhor, $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$. Logo, a expressão da injeção de corrente resultante torna-se:

$$\dot{I}_k = \sum_{m \in \Omega_k} (G_{km} + jB_{km}) \cdot \dot{E}_m \quad (28)$$

Da expressão de injeção de potência complexa em uma barra, segue o equacionamento a seguir:

$$S_k^* = P_k - jQ_k = \dot{E}_k^* \cdot \dot{I}_k \quad (29)$$

$$S_k^* = V_k \cdot e^{-j\theta_k} \left\{ [j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} a_{km}^2 \cdot y_{km} + j b_{km}^{sh}] \cdot E_k + \sum_{m \in \Omega_k} (-a_{km} \cdot e^{-j\phi} \cdot y_{km}) \cdot E_m \right\} \quad (30)$$

$$S_k^* = V_k^2 \cdot [j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (a_{km}^2 \cdot y_{km} + j b_{km}^{sh})] + V_k \cdot V_m \cdot \sum_{m \in \Omega_k} (-a_{km} \cdot e^{-j(\theta_k - \theta_m + \phi)} \cdot y_{km}) \quad (31)$$

$$S_k^* = V_k^2 \cdot j b_k^{sh} + V_k^2 \cdot \sum_{m \in \Omega_k} [a_{km}^2 \cdot (g_{km} + j b_{km}) + j b_{km}^{sh}] + \\ - V_k \cdot V_m \cdot \sum_{m \in \Omega_k} [a_{km}^2 \cdot (g_{km} + j b_{km}) \cdot (\cos(\theta_{km} + \phi) - j \sin(\theta_{km} + \phi))] \quad (32)$$

Separando-se a parte real da imaginária, tem-se:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} V_k^2 \cdot a_{km}^2 \cdot G_{km} - \sum_{m \in \Omega_k} a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos(\theta_{km} + \varphi) + \\ - \sum_{m \in \Omega_k} a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sin(\theta_{km} + \varphi) \quad (33)$$

$$Q_k = -V_k^2 \cdot b_k^{sh} - \sum_{m \in \Omega_k} V_k^2 \cdot (a_{km}^2 \cdot b_{km} + b_{km}^{sh}) + \sum_{m \in \Omega_k} a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos(\theta_{km} + \varphi) + \\ - \sum_{m \in \Omega_k} a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sin(\theta_{km} + \varphi) \quad (34)$$

Em termos da matriz de admitância \underline{Y} , as equações acima ficam:

$$P_k = V_k \cdot \sum_{m \in \Omega_k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos \theta_{km} + B_{km} \cdot \sin \theta_{km}) = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} \quad (35)$$

$$Q_k = V_k \cdot \sum_{m \in \Omega_k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \sin \theta_{km} - B_{km} \cdot \cos \theta_{km}) = -V_k^2 \cdot b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} \quad (36)$$

2.1.3 Métodos de Solução para Fluxos de Potência

Normalmente em estudos de fluxo de potência, os métodos de solução usados para sistemas de transmissão são os métodos de Gauss-Seidel, Newton-Raphson e seus derivados, como pode ser observado em literaturas clássicas como Kundur et al. (1994), Monticelli (1983), Saadat (1999) e outras referências.

Os métodos tradicionais de estudo de fluxo de potência, como os citados acima, podem não mostrar bons resultados em aplicações para sistemas de distribuição (PIZZALI, 2003), sendo que os motivos de tais resultados serão vistos neste capítulo. Entretanto, pelo fato de que a implementação de, tanto o método de Gauss-Seidel, quanto do método de Newton-Raphson, é explicada com detalhes na literatura, será implementado o método de Gauss-Seidel no *software* MATLAB e o *software* ANAREDE, que foi feito com base no método de Newton-Raphson, serão utilizados para validação de resultados.

Assim sendo, nos tópicos seguintes será abordada a formulação dos métodos Gauss-Seidel e Newton-Raphson. Será feita também uma breve revisão sobre os métodos desenvolvidos para aplicações em sistemas de distribuição (a formulação do método escolhido será feita em um capítulo dedicado).

2.1.3.1 Gauss-Seidel

Retomando a equação (29), a injeção de corrente complexa na barra k pode ser expressa por:

$$\dot{I}_k = \frac{P_k - Q_k}{\dot{E}_k^*} \quad (37)$$

Substituindo a equação (27) na equação (37), chega-se a:

$$Y_{kk} \cdot \dot{E}_k + \sum_{m \in \Omega_k} (Y_{km} \cdot \dot{E}_m) = \frac{P_k - Q_k}{\dot{E}_k^*} \quad (38)$$

Isolando a tensão nodal complexa \dot{E}_k da barra k do lado esquerdo da equação (38), tem-se:

$$\dot{E}_k = \frac{P_k - Q_k}{Y_{kk} \cdot \dot{E}_k^*} - \frac{1}{Y_{kk}} \cdot \sum_{m \in \Omega_k} (Y_{km} \cdot \dot{E}_m) \quad (39)$$

A equação (39) é então adaptada para utilização no método Gauss-Seidel, da seguinte forma:

$$\dot{E}_k^{(v+1)} = \frac{1}{Y_{kk}} \cdot \left[\frac{P_k - Q_k}{\dot{E}_k^{*(v)}} - \sum_{m=1}^{k-1} (Y_{km} \cdot \dot{E}_m^{(v+1)}) - \sum_{m=k+1}^{NB} (Y_{km}) \cdot \dot{E}_m^{(v)} \right] \quad (40)$$

O processo iterativo acontece até que a magnitude e o ângulo da tensão de cada uma das barras, de iterações sucessivas, convirjam em uma determinada tolerância.

$$|\dot{E}_k^{(v)} - \dot{E}_k^{(v-1)}| \leq \text{tolerância} \quad (41)$$

Para as k barras do tipo PV, onde a injeção de potência reativa não é conhecida, toma-se a equação (36) para chegar à equação (42) para o cálculo de Q_k :

$$Q_k = V_k^{(v)} \cdot \left[\sum_{m=1}^{k-1} (V_m^{(v+1)}) \cdot (G_{km} \cdot \sin \theta_{km}^{(v+1)} - B_{km} \cdot \cos \theta_{km}^{(v+1)}) + \right. \\ \left. - \sum_{m=k+1}^{NB} V_m^{(v)} \cdot (G_{km} \cdot \sin \theta_{km}^{(v)} - B_{km} \cdot \cos \theta_{km}^{(v)}) \right] \quad (42)$$

Após o cálculo de Q_k , analisa-se se a soma da injeção de potência reativa calculada da barra k e a potência reativa de carga conectada à barra k excede ou não o limite de potência reativa que pode ser gerado para tal barra. Se não ultrapassar, Q_k é utilizada na equação (40) para o cálculo de $\dot{E}_k^{(v+1)}$ e, então, a magnitude V_k^{v+1} é substituída novamente pelo valor declarado inicialmente de V_k , uma vez que a barra possui tensão controlada.

Caso em alguma das iterações o limite de potência reativa gerada seja excedido, a barra

passa de uma barra tipo PV para uma barra PQ, com a potência reativa gerada fixada em seu valor limite. Nesta situação, a barra k passa a não ser capaz de manter a magnitude de tensão complexa V_k como sendo o valor estabelecido na entrada dos dados do problema (GLOVER et al., 2012).

Para a barra *slack*, como tanto V_k quanto θ_k são conhecidos, nenhum processo iterativo é necessário para o seu cálculo. Após o processo convergir, a injeção de potência da barra *slack* pode ser calculada através da equação (36).

O método Gauss-Seidel é de lenta convergência, devido à fraca dominância diagonal da matriz de admitância nodal (KUNDUR et al., 1994). Todavia, como sua programação é relativamente simples ele será usado na validação dos resultados do método BFS, assim como o *software* ANAREDE.

2.1.3.2 Newton-Raphson

Sejam declarados os vetores \underline{X} , $f(\underline{X})$ e $\Delta f(\underline{X})$, conforme a equação 43:

$$\underline{X} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{NB} \\ V_1 \\ \vdots \\ V_{NB} \end{bmatrix} \quad (43)$$

$$f(\underline{X}) = \begin{bmatrix} P_1^{calc}(X) \\ \vdots \\ P_{NB}^{calc}(X) \\ Q_1^{calc}(X) \\ \vdots \\ Q_{NB}^{calc}(X) \end{bmatrix} \quad (44)$$

$$\Delta f(\underline{X}) = \begin{bmatrix} P_1^{esp} - P_1^{calc}(X) \\ \vdots \\ P_{NB}^{esp} - P_{NB}^{calc}(X) \\ Q_1^{esp} - Q_1^{calc}(X) \\ \vdots \\ Q_{NB}^{esp} - Q_{NB}^{calc}(X) \end{bmatrix} \quad (45)$$

Onde P_k^{esp} e Q_k^{esp} são as injeções de potência líquida ativa e reativa, respectivamente, especificada para a barra k (dados de entrada) e, P_k^{calc} e Q_k^{calc} são as injeções de potência líquida ativa e reativa, respectivamente, calculadas para a barra k através da equação (36).

Define-se $\Delta \underline{X}$:

$$\Delta \underline{X}^v = \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \theta_1^v \\ \vdots \\ \Delta \theta_{NB}^v \\ \Delta V_1^v \\ \vdots \\ \Delta V_{NB}^v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_1^{v+1} - \theta_1^v \\ \vdots \\ \theta_{NB}^{v+1} - \theta_{NB}^v \\ V_1^{v+1} - V_1^v \\ \vdots \\ V_{NB}^{v+1} - V_{NB}^v \end{bmatrix} \quad (46)$$

Sendo θ_k^v o ângulo da tensão da barra k da v -ésima iteração e V_k^v a magnitude da tensão da barra k da v -ésima iteração.

Seja a matriz Jacobiana (\underline{J}):

$$\underline{J}(f(X)) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_{NB}} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_{NB}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{NB}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_{NB}}{\partial \theta_{NB}} & \frac{\partial P_{NB}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_{NB}}{\partial V_{NB}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_{NB}} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_{NB}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{NB}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{NB}}{\partial \theta_{NB}} & \frac{\partial Q_{NB}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_{NB}}{\partial V_{NB}} \end{bmatrix} \quad (47)$$

A solução através do método de Newton-Raphson se dá pela resolução iterativa do sistema:

$$\Delta f(X)^v = J(f(X))^v \cdot \Delta X^v \quad (48)$$

Ou ainda:

$$\begin{bmatrix} P_1^{esp} - P_1^{calc}(X) \\ \vdots \\ P_{NB}^{esp} - P_{NB}^{calc}(X) \\ Q_1^{esp} - Q_1^{calc}(X) \\ \vdots \\ Q_{NB}^{esp} - Q_{NB}^{calc}(X) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_{NB}} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_{NB}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{NB}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_{NB}}{\partial \theta_{NB}} & \frac{\partial P_{NB}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_{NB}}{\partial V_{NB}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_{NB}} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_{NB}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{NB}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{NB}}{\partial \theta_{NB}} & \frac{\partial Q_{NB}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_{NB}}{\partial V_{NB}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_{NB} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_{NB} \end{bmatrix} \quad (49)$$

Na equação (49), nota-se que está previsto o cálculo de diferença angular e de magnitude para as tensões complexas de todas as NB barras do sistema. Contudo, pelo fato de que o sistema conta com uma barra *slack* e pode contar com barras PV, faz-se necessária a remoção das equações referentes a estas barras. De um modo geral:

- Se a barra k é uma barra *slack*, as k -ésimas e as $NB+k$ -ésimas linhas e colunas da equação (49) são excluídas;
- Se a barra n é uma barra PV, as $NB+n$ -ésimas linha e coluna da equação (49) são excluídas.

Após a atribuição um valor inicial para o vetor $X^u = X^0$, o procedimento de cálculo do método consiste em:

- Com X^u , calcula-se $\Delta f(X)^u$ e $J(f(X))^u$;
- Resolve-se a equação (48) para calcular ΔX^u ;
- Adiciona-se o desvio calculado ΔX^u a X^u ($X^{u+1} = \Delta X^u + X^u$);
- Atualizar o vetor X^u .

As iterações se findam quanto os critérios de convergência para os desvios de potência e/ou de ângulo são obedecidos (significando que o fluxo de potência convergiu) ou quando o número de iterações ultrapassa o número máximo de iterações estipulado para o estudo (fluxo de potência não convergiu).

2.1.3.3 Fluxo de Potência em Redes de Distribuição

Como mencionado anteriormente, os métodos tradicionais, como Gauss-Seidel, Newton-Raphson, etc., podem não mostrar bons resultados, ou até mesmo não convergir, quando são aplicados a redes de distribuição.

Segundo Pizzali (2003) o método de Gauss-Seidel caracteriza-se por ser relativamente insensível às tensões iniciais estimadas, ter pouco requerimento de memória computacional (a Matriz de Admitância nodal \underline{Y} é muito esparsa devido à configuração radial do sistema em estudo) e sua simples programação. No entanto, sua lenta convergência, acentuada nos sistemas radiais, o faz pouco atrativo. Esta lentidão deve-se principalmente ao não aproveitamento da natureza esparsa da matriz \underline{Y} . A característica radial dos sistemas faz com que os valores da diagonal da matriz \underline{Y} sejam pequenos logo, como o perfil de tensões da próxima iteração é inversamente proporcional a tais valores, serão geradas grandes oscilações da tensão tornando lenta a convergência.

Já os métodos Newton-Raphson completo e as versões desacopladas são amplamente conhecidos por suas excelentes características de convergência, sobretudo nas versões desacopladas. A principal desvantagem do Newton-Raphson completo consiste em ter que calcular e inverter para cada iteração a matriz Jacobiana, que é aproximadamente duas vezes o tamanho da matriz \underline{Y} . Como a estrutura da matriz Jacobiana tem as mesmas características de esparsidade da matriz \underline{Y} , é possível utilizar técnicas de bifatorização na inversão, reduzindo os tempos de processamento.

Todavia, as versões desacopladas contemplam uma série de aproximações que simplificam a matriz Jacobiana, fazendo menor o tempo de cada iteração. No entanto, estas aproximações consideram valores da razão X/R que não são efetivos em todos os sistemas de distribuição. Portanto, estes métodos não são atrativos de serem aplicados nestes sistemas.

Versões adaptadas de métodos clássicos de fluxo de potência, utilizados em sistemas de transmissão, aplicadas a sistemas de distribuição, podem ser vistas em Rajicic e Bose (1988), Chen et al. (1991), Zimmerman e Chiang (1995), Moon et al. (1999), Exposito e Ramos (1999) e Garcia et al. (2000).

Paralelamente, buscaram-se também outros métodos de solução de fluxo de potência para aplicação na distribuição, aproveitando-se das características radiais das redes. Um método encontrado em diversas referências é o método da Varredura Inversa/Direta, do inglês, *Backward/Forward Sweep*.

De acordo com Srinivas (2000), o algoritmo geral deste método se dá basicamente em

dois passos, uma varredura inversa (*backward*) e outra direta (*forward*), que são repetidos até que se obtenha a convergência. Em linhas gerais, a varredura inversa consiste em uma soma de potências ou correntes, enquanto a varredura direta resume-se a um cálculo de quedas de tensão.

No capítulo a seguir será apresentado o equacionamento do método BFS, bem como um exemplo passo a passo de uma resolução de um problema usando o método BFS e uma comparação com o método de Gauss-Seidel e com o *software ANAREDE*[®]. Também será apresentado o funcionamento do fluxo de potência horário.

3 METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO DO ALGORITMO BFS

O método *Backward-Forward Sweep* através de soma de potências foi introduzido por Baran e Wu (1989) e ele aproveita as características radiais dos sistemas de distribuição. Como já mencionado, a varredura inversa (*Backward Sweep*) consiste numa soma de potências, partindo dos nós mais externos em direção à subestação. Na varredura direta (*Forward Sweep*), com base nas potências calculadas na varredura inversa, calculam-se as quedas de tensão saindo do nó raiz (subestação) em direção aos nós terminais.

Na presente seção, inicialmente será abordado o equacionamento do método tomando como referência os trabalhos de Baran e Wu (1989) e Haque (1996). Nestes, a formulação trata de equações sem o operador complexo, separando o cálculo das potências complexas em coordenada retangular. Em seguida, será proposta uma formulação tomando todo o equacionamento através de tensões fasoriais e potências complexas, uma vez que nos tempos atuais a álgebra complexa pode ser facilmente implementada e tratada em termos computacionais. No trabalho de Deng et al. (2002) há um equacionamento em números complexos similar ao desenvolvido neste trabalho

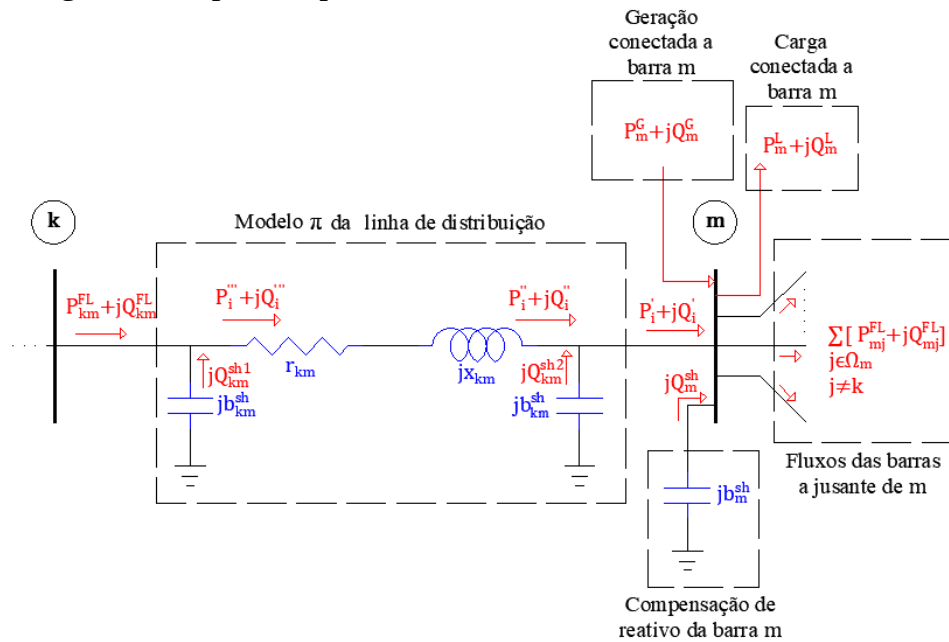
3.1 EQUACIONAMENTO DO BFS SEM O OPERADOR COMPLEXO

No trabalho de Baran e Wu (1989), a formulação de soma de potências é exposta para o cálculo unicamente das amplitudes de tensão do sistema, através de cálculos em coordenadas retangulares separando potências ativa e reativa em equações distintas.

Já no trabalho de Haque (1996), o equacionamento se dá de forma a também contemplar o cálculo dos ângulos de tensão das barras e, além disso, ilustra casos onde o sistema de distribuição conta com trechos laterais em seus alimentadores, ou seja, sistemas ramificados.

Para dar início ao equacionamento, tome-se a figura 7 representando um diagrama genérico. O diagrama em questão foi adaptado de Haque (1996) e difere do original por contemplar também a possibilidade de alocação de compensação de reativo nas barras de carga do sistema.

Figura 7 – Diagrama base para o equacionamento do método BFS.



Fonte: Adaptado de Haque (1996)

De modo geral, o algoritmo do método BFS consiste em relacionar os termos de potência mostrados na Figura 7 às tensões e impedâncias do sistema, visando um processo iterativo de varredura dividido nas etapas *Backward* e *Forward* explicadas a seguir.

3.1.1 Etapa *Backward*

Na etapa *Backward*, calculam-se as potências que fluem no sistema, conforme as equações:

$$P_i'' = P_m^L + \sum_{\substack{j \in \Omega_m \\ j \neq k}} P_m^{FL} - P_m^G \quad (50)$$

$$Q_i'' = Q_m^L - Q_m^G - V_m^2 \cdot (b_{km}^{sh} + b_m^{sh}) + \sum_{\substack{j \in \Omega_m \\ j \neq k}} Q_m^{FL} \quad (51)$$

Onde:

- P_m^L é a potência ativa da carga conectada à barra m ;
- Q_m^L é a potência reativa da carga conectada à barra m ;
- P_m^G é a potência ativa da geração conectada à barra m ;

- Q_m^G é a potência reativa da geração conectada à barra m ;
- P_{mj}^{FL} é a potência ativa de fluxo entre as barras m e j ;
- Q_{mj}^{FL} é a potência reativa de fluxo entre as barras m e j ;
- Ω_m é o conjunto de barras vizinhas à barra m .

Note-se que, para as barras terminais, os termos referentes às potências de fluxo nas equações (50) e (51) assumem valor nulo.

Após isto, calculam-se as potências de fluxo entre as barras k e m , a jusante da barra k :

$$P_{km}^{FL} = P''_i + r_{km} \cdot \frac{P''_i{}^2 + Q''_i{}^2}{V_m^2} \quad (52)$$

$$Q_{km}^{FL} = Q''_i + x_{km} \cdot \frac{P''_i{}^2 + Q''_i{}^2}{V_m^2} - V_k^2 \cdot (b_{km}^{sh}) \quad (53)$$

O conjunto de equações de (50) a (52) é repetido consecutivamente, na etapa *backward*, até que a barra k seja a barra equivalente à subestação.

3.1.2 Etapa *Forward*

Na etapa *Forward*, calcula-se as variáveis P_i''' e Q_i''' :

$$P_i''' = P_{km}^{FL} \quad (54)$$

$$Q_i''' = Q_{km}^{FL} + V_k^2 \cdot (b_{km}^{sh}) \quad (55)$$

Para então calcular os novos valores de tensão e ângulo através das equações (56) e (57), apresentadas a seguir:

$$V_m = \sqrt{V_k^2 - 2 \cdot (P_i''' \cdot r_{km} + Q_i''' \cdot x_{km}) + \frac{(P_i'''{}^2 + Q_i'''{}^2) \cdot (r_{km}^2 + x_{km}^2)}{V_k^2}} \quad (56)$$

$$\theta_m = \theta_k - \arctan \left[\frac{(P_i''' \cdot x_{km} - Q_i''' \cdot r_{km})}{V_k^2 - (P_i''' \cdot x_{km} - Q_i''' \cdot r_{km})} \right] \quad (57)$$

O processo é executado, na etapa *forward*, até que as barras m , sejam as barras terminais do sistema.

3.2 EQUACIONAMENTO DO BFS COM OS CÁLCULOS EM NÚMEROS COMPLEXOS

Este equacionamento teve como base os trabalhos de Baran e Wu (1989) e Haque (1996) seguindo os mesmos passos de tais referências, usando o equacionamento nodal através das leis de Kirchhof. Porém, a diferença na abordagem desta seção é que se usou diretamente a potência complexa em coordenadas retangulares e a tensão fasorial em coordenadas polares, ou seja, não foram evitados os cálculos com números complexos como feito no trabalho de Deng et al. (2002).

Da Figura 7, declaram-se:

- $\bar{S}_k^G = P_k^G + jQ_k^G$, onde \bar{S}_k^G é a potência gerada na barra k ;
- $\bar{S}_k^L = P_k^L + jQ_k^L$, onde \bar{S}_k^L é a potência consumida na barra k ;
- $\bar{S}_m^G = P_m^G + jQ_m^G$, onde \bar{S}_m^G é a potência gerada na barra m ;
- $\bar{S}_m^L = P_m^L + jQ_m^L$, onde \bar{S}_m^L é a potência consumida na barra m ;
- $\bar{S}_{km}^{FL} = P_{km}^{FL} + jQ_{km}^{FL}$, onde \bar{S}_{km}^{FL} é a potência de fluxo entre as barras k e m , imediatamente jusante à barra k ;
- $\bar{S}_i''' = P_i''' + jQ_i'''$, onde \bar{S}_i''' é a potência a jusante da barra k após a derivação do primeiro elemento *shunt* de linha;
- $\bar{S}_i'' = P_i'' + jQ_i''$, onde \bar{S}_i'' é a potência \bar{S}_i''' subtraída pelas perdas nos elementos série da linha;
- $\bar{S}_i' = P_i' + jQ_i'$, onde \bar{S}_i' é a potência a montante da barra m ;
- $\bar{S}_{mj}^{FL} = P_{mj}^{FL} + jQ_{mj}^{FL}$, onde \bar{S}_{mj}^{FL} representa a potência de fluxo entre a barra m e uma barra j , jusante à barra m .

De modo geral, o algoritmo do método BFS consiste num processo iterativo de varredura dividido nas etapas *Backward* e *Forward* explicadas a seguir.

3.2.1 Etapa *Backward*

Na etapa *Backward*, calculam-se as potências que fluem no sistema, no sentido a montante, da barra terminal até a subestação, pela equação (63). O equacionamento passo a passo para este cálculo é dado a seguir.

Partindo da barra m , calcula-se sua injeção de potência, por:

$$\bar{S}_m^G + \bar{S}_i' + jQ_m^{sh} = \bar{S}_m^L + \sum_{\substack{j \in \Omega_m \\ j \neq k}} S_{mj}^{FL} \quad (58)$$

Da qual, isola-se o fluxo a montante da barra m :

$$\bar{S}_i' = P_m^L + jQ_m^L + \sum_{\substack{j \in \Omega_m \\ j \neq k}} P_{mj}^{FL} + \sum_{\substack{j \in \Omega_m \\ j \neq k}} jQ_{mj}^{FL} - P_m^G - jQ_m^G - jQ_m^{sh} \quad (59)$$

O fluxo anterior a segunda derivação *shunt*, \bar{S}_i'' , dá-se por:

$$\bar{S}_i'' = \bar{S}_i' - jQ_{km}^{sh2} = \bar{S}_i' - j b_{km}^{sh} \cdot V_m^2 \quad (60)$$

Lança-se mão da potência \bar{S}_i''' , dada por:

$$\bar{S}_i''' = \bar{S}_i'' + Perdas \quad (61)$$

Onde as perdas são calculadas como:

$$Perdas = z_{km} + |I|^2 = (r_{km} + jx_{km} \cdot \left[\frac{\bar{S}_i''}{V_m} \right]^2) \quad (62)$$

E finalmente, a potência de fluxo entre as barras k e m é calculada:

$$\bar{S}_{km}^{FL} = \bar{S}_i''' - jQ_{km}^{sh1} \quad (63)$$

Note-se que, para as barras terminais, os termos referentes às potências de fluxo após a barra m assumem valor nulo.

3.2.2 Etapa *Forward*

Na etapa *Forward*, calcula-se as novas tensões e ângulos nas barras do sistema, no sentido a jusante da subestação até a barra terminal, pela equação (67). O equacionamento detalhado é dado em sequência.

Pelas leis de Kirchhof, tem-se que a corrente nos elementos série é:

$$\dot{I}_i''' = \frac{\bar{S}_i'''^*}{\dot{E}_k^*} \quad (64)$$

E a queda de tensão nos elementos série:

$$\dot{E}_k - \dot{E}_m = \dot{I}_i''' \cdot z_{km} \quad (65)$$

Igualando as equações (64) e (65):

$$\frac{\overline{S}_i'''^*}{\dot{E}_k^*} = \frac{\dot{E}_k - \dot{E}_m}{z_{km}} \quad (66)$$

Rearranjando a equação (66) chega-se na expressão usada no cálculo das novas tensões das barras m :

$$\dot{E}_m = \dot{E}_k - \frac{\overline{S}_i^*}{\dot{E}_k^*} \cdot z_{km} \quad (67)$$

Como este equacionamento se deu em números complexos, o resultado da equação (67) fornece o módulo e o ângulo das tensões nos barramentos.

O critério de parada do método é dado por:

$$|\dot{E}_k^{(\nu+1)} - \dot{E}_k^{(\nu)}| \leq \text{tolerância} \quad (68)$$

3.3 ALGORITMO COMPUTACIONAL DO MÉTODO BFS

Com o equacionamento em mãos desenvolveu-se o algoritmo do BFS em MATLAB®. O código é constituído da entrada de dados e do fluxo de potência.

3.3.1 Entrada de Dados

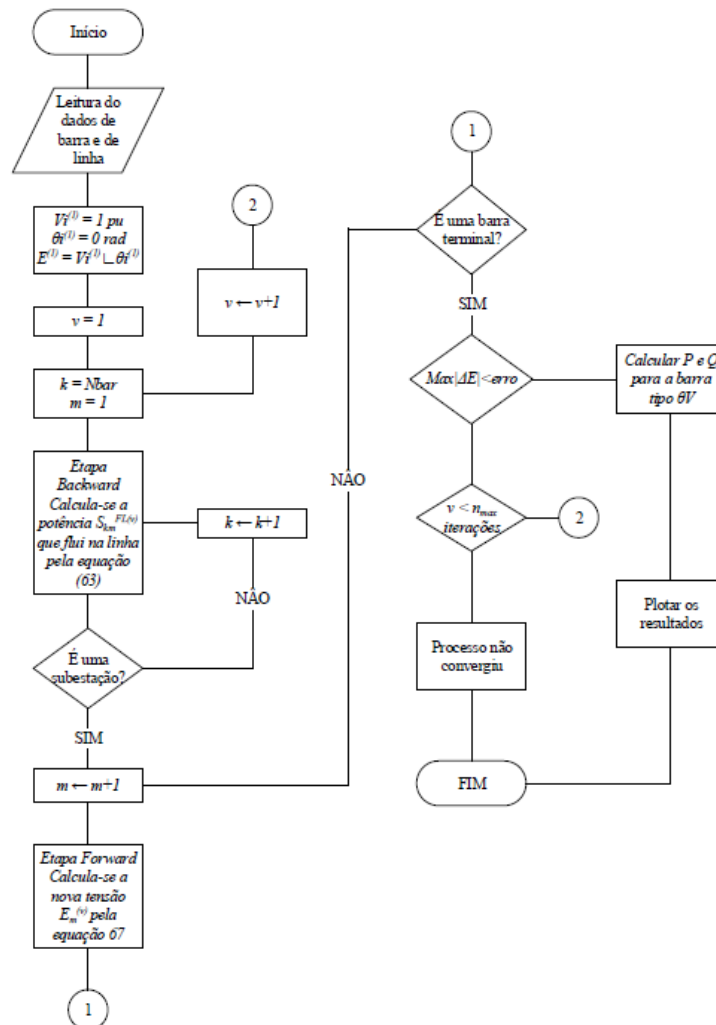
A entrada de dados é feita por uma rotina que lê os dados de um arquivo *xls* que é composto pelos dados de base, dados de barra, dados de linha e dados de GD. Este dados necessitam ser previamente tratados para se adaptarem a leitura realizada pelo fluxo de potência, que rastreia as barras a partir da última e prossegue no sentido a montante desta.

Com estes dados o programa cria matrizes de dados de barra e dados de linha e vetores de tensão, impedância e potências complexas, que serão usadas posterior na cálculo do fluxo de potência.

3.3.2 Resolução do BFS

O programa então começa o processo de cálculo das potências as linhas (etapa *backward*) a partir da ultima barra terminal em direção a subestação e ao fim desta ele calcula os novos valores das tensões nas barras (etapa *forward*). O processo pode ser observado com mais facilidade na figura 8.

Figura 8 – Fluxograma do método BFS



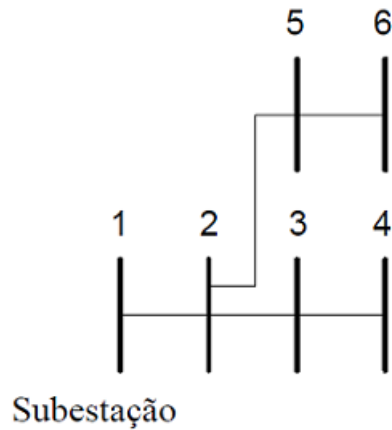
Fonte: Autoria Própria (2018)

Na próxima seção será desenvolvido um exemplo passo a passo para a resolução do método BFS, e também uma comparação de resultados entre o passo a passo, o método de Gauss-Seidel a versão atual do algoritmo BFS desenvolvido e com o *software* ANAREDE®.

3.4 RESOLUÇÃO PASSO A PASSO

Nesta seção apresentar-se-á a resolução do sistema de 6 barras ilustrado na figura 9:

Figura 9 – Sistema de distribuição de 6 barras



Fonte: Autoria Própria (2018).

Onde os dados de entrada são mostrados na tabela 2:

Tabela 2 – Dados de Barra

Barra	Tipo	V (pu)	Th (°)	Potência Ativa de Carga (pu)	Potência Reativa de Carga (pu)	Capacitância Shunt (pu)
1	θV	1	0	0,0000	0,0000	0
2	PQ	1	0	0,0184	0,0046	0
3	PQ	1	0	0,0098	0,0037	0
4	PQ	1	0	0,0179	0,0045	0
5	PQ	1	0	0,0160	0,0184	0
6	PQ	1	0	0,0161	0,0060	0

Fonte: Autoria Própria (2018)

Tabela 3 – Dados de Linha

Barra Origem	Barra Destino	Resistência (pu)	Reatância Série (pu)	Susceptância Derivação (pu)	Tap (pu)
1	2	0,0233	0,0780	0,00000	1
2	3	0,0026	0,1144	0,00000	1
3	4	0,1411	0,2278	0,00000	1
2	5	0,1320	0,1150	0,00000	1
5	6	0,3749	0,3266	0,00000	1

Fonte: Autoria Própria (2018)

O BFS começa pela etapa *backward* na barra mais profunda do sistema, que neste caso é a barra número 6.

Como a barra 6 é uma barra terminal não existe fluxo de potência a jusante dela. Ou seja:

$$\bar{S}_6^{FL} = 0 \text{ pu}$$

O fluxo a montante da barra 6 é dado por:

$$\begin{aligned}\bar{S}'_6 &= S_6^L - S_6^G + S_6^{FL} \\ &= (0.0161 + j \cdot 0.0060) - 0 + 0 \\ &= 0.0161 + j \cdot 0.0060 \text{ pu}\end{aligned}$$

Em seguida calcula-se o fluxo anterior a segunda derivação *shunt*, mas como no modelo utilizado as capacitâncias de derivação foram desconsideradas:

$$\bar{S}''_6 = \bar{S}'_6$$

Então calcula-se a potência a jusante da barra k após a derivação do primeiro elemento *shunt* de linha.

$$\begin{aligned}\bar{S}'''_6 &= S''_6 + \text{Perdas} \\ &= S''_6 + (r_{56} + j x_{56}) \cdot \left[\frac{|S''_6|}{|V_6|} \right]^2 \\ &= 0,0161 + j \cdot 0,0060 + (0,3749 + j0,3266) \cdot \left[\frac{0,01718}{1} \right]^2 \\ &= 0,01621 + j0,00610 \text{ pu}\end{aligned}$$

Mas como dito anteriormente as capacitâncias *shunt* foram desprezadas, logo a potência de fluxo entre as barras k e m:

$$\bar{S}_{56}^{FL} = S_6''' = 0,01621 + j0,00610 \text{ pu}$$

Esse processo se repete até a barra da subestação.

$$\begin{aligned}\bar{S}'_5 &= S_5^L - S_5^G + S_{56}^{FL} \\ &= (0,01598 + j \cdot 0,0184) - 0 + 0,01621 + j0,00610 \\ &= 0,03219 + j0,02450 \text{ pu}\end{aligned}$$

$$\bar{S}''_5 = \bar{S}'_5$$

$$\begin{aligned}\bar{S}'''_5 &= S_5'' + \text{Perdas} \\ &= S_5'' + (r_{25} + jx_{25}) \cdot \left[\frac{|S_5''|}{|V_5|} \right]^2 \\ &= 0,03219 + j0,02450 + (0,1320 + j0,1150) \cdot \left[\frac{0,04045}{1} \right] \\ &= 0,03241 + j0,02468 \text{ pu}\end{aligned}$$

$$\bar{S}_{25}^{FL} = \bar{S}_5''' = 0,03241 + j0,02468 \text{ pu}$$

Note-se que neste ponto do sistema existe uma ramificação da barra 2, então partimos para o cálculo das potência na outra barra terminal do sistema.

$$\bar{S}_4^{FL} = 0$$

$$\begin{aligned}\bar{S}'_4 &= S_4^L - S_4^G + S_4^{FL} \\ &= (0,01790 + j0,00446) - 0 + 0 \\ &= 0,01790 + j0,00446 \text{ pu}\end{aligned}$$

$$\bar{S}''_4 = \bar{S}'_4$$

$$\begin{aligned}
\bar{S}_4''' &= S_4'' + Perdas \\
&= S_4'' + (r_{34} + jx_{34}) \cdot \left[\frac{|S_4''|}{|V_4|} \right]^2 \\
&= 0,01790 + j0,00446 + (0,1411 + j0,2278) \cdot \left[\frac{0,01845}{1} \right] \\
&= 0,01795 + j0,00454 \text{ pu}
\end{aligned}$$

$$\bar{S}_{34}^{FL} = \bar{S}_4''' = 0,01795 + j0,00454 \text{ pu}$$

$$\begin{aligned}
\bar{S}_3' &= S_3^L - S_3^G + S_{34}^{FL} \\
&= (0,0098 + j \cdot 0,0037) - 0 + 0,01795 + j0,00454 \\
&= 0,02775 + j0,00824 \text{ pu}
\end{aligned}$$

$$\bar{S}_3'' = \bar{S}_3'$$

$$\begin{aligned}
\bar{S}_3''' &= S_3'' + Perdas \\
&= S_3'' + (r_{23} + jx_{23}) \cdot \left[\frac{|S_3''|}{|V_3|} \right]^2 r \\
&= 0,02775 + j0,00824 + (0,0026 + j0,1144) \cdot \left[\frac{0,02895}{1} \right] \\
&= 0,02783 + j0,01155 \text{ pu}
\end{aligned}$$

$$\bar{S}_{23}^{FL} = \bar{S}_3''' = 0,02783 + j0,01155 \text{ pu}$$

Nesta etapa observe que existe uma derivação na barra 2 indo para as barras 3 e 5. Neste caso o fluxo a jusante da barra 2 é a soma dos fluxos nas linhas 2-3 e 2-5.

$$\begin{aligned}
\bar{S}_2' &= S_2^L - S_2^G + S_{23}^{FL} + S_{25}^{FL} \\
&= (0,0184 + j0,0046) - 0 + 0,02783 + j0,01155 + 0,03241 + j0,02468 \\
&= 0,07864 + j0,04083 \text{ pu}
\end{aligned}$$

$$\bar{S}_2'' = \bar{S}_2'$$

$$\begin{aligned}
\bar{S}_2''' &= S_2'' + \text{Perdas} \\
&= S_2'' + (r_{12} + jx_{12}) \cdot \left[\frac{|S_2''|}{|V_2|} \right]^2 \\
&= 0,07864 + j0,04083 + (0,0233 + j0,0780) \cdot \left[\frac{0,08861}{1} \right] \\
&= 0,07873 + j0,03821 \text{ pu} \\
\bar{S}_{12}^{FL} &= \bar{S}_2''' = 0,07873 + j0,03821 \text{ pu}
\end{aligned}$$

Após o cálculo das potência em todas as linhas parte-se para a etapa *forward*, na qual se calculam as novas tensões complexas nas barras. O cálculo das tensões parte da subestação.

$$\begin{aligned}
\dot{E}_2 &= \dot{E}_1 - \left[\frac{\bar{S}_{12}^{FL*}}{\dot{E}_1^*} \right] \cdot z_{12} \\
&= 1 - \left[\frac{0,07873 + j0,03821}{1} \right] \cdot (0,0233 + j0,0780) \\
&= 0,9952 \angle -0,30 \text{ pu}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{E}_3 &= \dot{E}_2 - \left[\frac{\bar{S}_{23}^{FL*}}{\dot{E}_2^*} \right] \cdot z_{23} \\
&= 0,9952 \angle -0,30 - \left[\frac{0,02783 + j0,01155}{0,9952 \angle -0,30} \right] \cdot (0,0026 + j0,1144) \\
&= 0,9913 \angle -0,70 \text{ pu}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{E}_4 &= \dot{E}_3 - \left[\frac{\bar{S}_{34}^{FL*}}{\dot{E}_3^*} \right] \cdot z_{34} \\
&= 0,9913 \angle -0,70 - \left[\frac{0,01795 + j0,00454}{0,9913 \angle -0,70} \right] \cdot (0,1411 + j0,2278) \\
&= 0,9877 \angle -0,90 \text{ pu}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{E}_5 &= \dot{E}_2 - \left[\frac{\bar{S}_{25}^{FL*}}{\dot{E}_2^*} \right] \cdot z_{25} \\
&= 0,9952 \angle -0,30 - \left[\frac{0,03241 + j0,02468}{0,9952 \angle -0,30} \right] \cdot (0,1320 + j0,1150) \\
&= 0,9952 \angle -0,30 \text{ pu}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{E}_6 &= \dot{E}_5 - \left[\frac{\overline{S}_{56}^{FL*}}{\dot{E}_5^*} \right] \cdot z_{56} \\
&= 0,9952 \angle -0,30 - \left[\frac{0,01621 + j0,00610}{0,9952 \angle -0,30} \right] \cdot (0,2749 + j0,3266) \\
&= 0,9871 \angle -0,48 \text{ pu}
\end{aligned}$$

Este processo é repetido até que seja atingido o critério de parada para o método.

3.5 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS

Para a validação do método, foi feita a simulação do mesmo sistema de 6 barras no *software* ANAREDE[®]. Na tabela 4 podem ser vistos os resultados da resolução do método BFS passo a passo, do algoritmo implementado e do *software* ANAREDE[®].

Tabela 4 – Comparação dos Métodos

Barra	Passo a passo		Método BFS		ANAREDE	
	V[pu]	Th[°]	V[pu]	Th[°]	V[pu]	Th[°]
1	1,0	0,0	1,0	0,0	1,00	0,0
2	0,9952	-0,30	0,99519	-0,3023	1,00	-0,30
3	0,9938	-0,49	0,99417	-0,4849	0,99	-0,48
4	0,9903	-0,69	0,99059	-0,6856	0,99	-0,69
5	0,9881	-0,33	0,98804	-0,3296	0,99	-0,33
6	0,9799	-0,51	0,97988	-0,5077	0,98	-0,51

Fonte: Autoria Própria (2018)

Como pode ser observado na tabela 4 os resultados do método BFS apresentam grande precisão com o método de Gauss-Seidel que foi previamente validado com a literatura e ele também está de acordo com os resultados do *software* ANAREDE, isso valida a funcionalidade do método BFS para esse sistema.

3.6 FLUXO DE POTÊNCIA HORÁRIO

A análise de fluxo de potência é estática, ou seja, é como se fosse analisado um instante de tempo isolado, como em uma foto. Essa análise pode prover os dados nesse instante, mas ela

não permite prever acontecimentos futuros no sistema. Todavia, dispõe-se de dados históricos de geração e de carga que podem ser usados para fazer previsões de seu comportamento, além disso se discretiza-se essa geração e carga em horas podemos obter curvas que modelem seu comportamento (GURSKI et al., 2018).

Embora a análise de fluxo de potência seja estática, pode-se realizá-la continuamente para vários cenários. A análise de fluxo de potência horário consiste em executar o fluxo de potência sobre curvas de geração e carga ao longo de um período discretizado de hora em hora.

Neste trabalho foi implementado um algoritmo de FP horário utilizando o método BFS para estudos da influência da geração distribuída no SEP. Tais estudos podem ser usados na análise da qualidade da energia, bem como para estudos para a implantação de mais GDs no sistema.

4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E MICRORREDE

4.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Devido a modernidade desta tecnologia existem diversas definições relacionadas ao conceito de geração distribuída. Sallam e Malik (2018) definem a GD como consumidores que geram energia elétrica usando fontes de energias próprias para alimentar suas próprias cargas ou como fontes auxiliares para alimentar cargas críticas em casos de emergências e interrupção de fornecimento. Já em Ackermann (2005) a GD é definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor.

Devido a esta diversidade de definições, esta seção visa apontar os conceitos abordados por normas ou procedimentos de nível internacional (IEEE 1547), nacional (REN 482, PRODIST – Mód. 3) e local ou das concessionárias de energia (NTC 905100 e NTC 905200), no que tange as características que se farão necessárias para a modelagem desta topologia de geração nos estudos de fluxo de potência.

Neste trabalho será dada ênfase a geração eólica e fotovoltaica que serão usadas também para a análise da influência da presença de MGs na rede.

4.1.1 Procedimento e Regulamentação

4.1.1.1 IEEE 1547

A IEEE 1547, cujo nome em inglês é “*Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*”, trata sobre diversos assuntos relacionados a regulamentação das GDs, entre os quais pode-se citar os controles de tensão, potência ativa e reativa das GDs, os processos de melhoria na qualidade de energia, e os procedimentos nos casos de ilhamento intencional ou não. Em sua última versão foi revogada a cláusula que onde se dizia que as GDs não poderiam regular tensão ativamente (ou seja, deveriam ser tratadas como barras de carga ou PQ).

4.1.1.2 REN ANEEL 482

A Resolução Normativa N° 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, para o sistema de compensação de energia elétrica, além de outras providências. Embora esta resolução normativa não defina diretamente o termo “geração distribuída”, ela dá a definição de dois subgrupos: minigeração e microgeração distribuída. Estes são estabelecidos na REN ANEEL 482 como segue:

microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

4.1.1.3 PRODIST MÓDULO 3 – SEÇÃO 3.7

A seção 3.7 do PRODIST tem como objetivo:

descrever os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica ao sistema de distribuição.

Nela são descritos:

- etapas para viabilização do acesso;
- critérios técnicos e operacionais;
- requisitos de projetos;
- procedimentos de implementação e vistoria das instalações;
- requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão;
- sistema de medição;
- contratos.

4.1.1.4 NTC 905100 e NTC 905200

A NTC 905100, nomeada “Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da Copel (com comercialização de energia)”, tem como objetivo fornecer os requisitos para acesso de geradores de energia elétrica ao sistema elétrico de distribuição da COPEL em Média Tensão - MT (13,8 kV e 34,5 kV) e em Alta Tensão - AT (69 kV e 138 kV), excluindo as Demais Instalações de Transmissão – DIT pertencentes às transmissoras e os casos de adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (Mini e Microgeradores).

Já a NTC 905200 (Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da Copel) tem como objetivo fornecer os requisitos para acesso de geradores de energia elétrica conectados através de unidades consumidoras optantes pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica (micro e minigeradores), instituído pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.

4.1.2 Tecnologias utilizadas na GD

Alguns autores consideram como GD apenas aquelas que usam recursos renováveis, enquanto outros as classificam pelo modo como elas estão conectadas a rede elétrica, neste estudo utiliza-se da última como critério. Nesta subseção serão explicadas em mais detalhes as gerações eólica e fotovoltaicas, mas também serão explicadas brevemente algumas das outras tecnologias utilizadas na GD.

4.1.2.1 Energia Fotovoltaica

A geração fotovoltaica consiste em gerar energia elétrica a partir da radiação solar através de células fotovoltaicas. Uma célula fotovoltaica consiste em duas ou mais camadas de semicondutores do tipo P e N interpostas, de modo com que quando expostas a luz, os fótons fazem com que os elétrons se movam de uma camada para outra gerando uma corrente elétrica contínua (REZA, 2006). A geração fotovoltaica pode ser feita de maneira distribuída ou centralizada em forma de usinas solares.

O comportamento da radiação solar pode ser descrito como uma função probabilística conhecida como distribuição Beta (MITHULANANTHAN et al., 2017). A função densidade de probabilidade (FDP) da irradiância (s) pode ser expressada como:

$$f_b(s) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} (1-s)^{(\beta-1)} \quad (69)$$

para $0 \leq s \leq 1$, $\alpha e \beta \geq 0$, onde $f_b(s)$ é a distribuição Beta de s , s é a variável aleatória da irradiância solar (kW/m^2); α e β são os parâmetros de $f_b(s)$, e são calculados usando a média (μ) e o desvio padrão (σ) de s do seguinte modo:

$$\beta = (1 - \mu) \left(\frac{\mu(1 + \mu)}{\sigma^2} - 1 \right); \quad (70)$$

$$\alpha = \frac{\mu \cdot \beta}{1 - \mu}. \quad (71)$$

A potência de saída do módulo fotovoltaico para uma irradiância s , $P_{PV_o}(s)$ pode ser expressa como:

$$P_{PV_o}(s) = N \cdot FF \cdot V_y \cdot I_y \quad (72)$$

Onde

$$FF = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (73)$$

$$V_y = V_{oc} - K_v \cdot T_{cy} \quad (74)$$

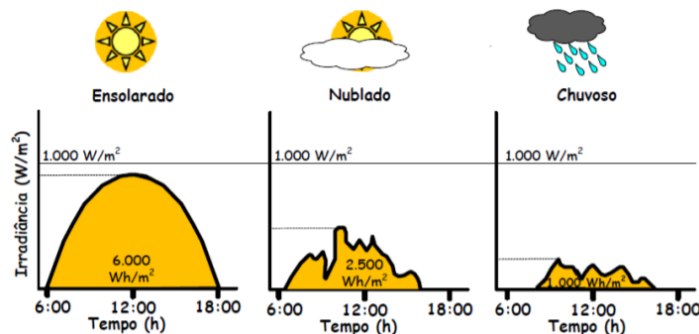
$$I_y = s [I_{sc} + K_i \cdot (T_{cy} - 25)] \quad (75)$$

$$T_{cy} = T_A + s \left(\frac{N_{OT} - 20}{0,8} \right) \quad (76)$$

Aqui, N é o número de módulos, T_{cy} e T_A são respectivamente a temperatura da célula e a temperatura ambiente ($^{\circ}C$), K_i e K_v são respectivamente os coeficientes de temperatura de corrente e da tensão ($A/^{\circ}C$ e $V/^{\circ}C$). N_{OT} é o temperatura nominal de operação da célula ($^{\circ}C$), FF é o fator de preenchimento, V_{oc} e I_{sc} são respectivamente a tensão de circuito aberto (V) e a corrente de curto de circuito (A); V_{MPP} e I_{MPP} são respectivamente a tensão e a corrente no ponto de máxima potência.

A figura 10 traz 3 exemplos de irradiação durante um dia qualquer.

Figura 10 – Curvas de Irradiância

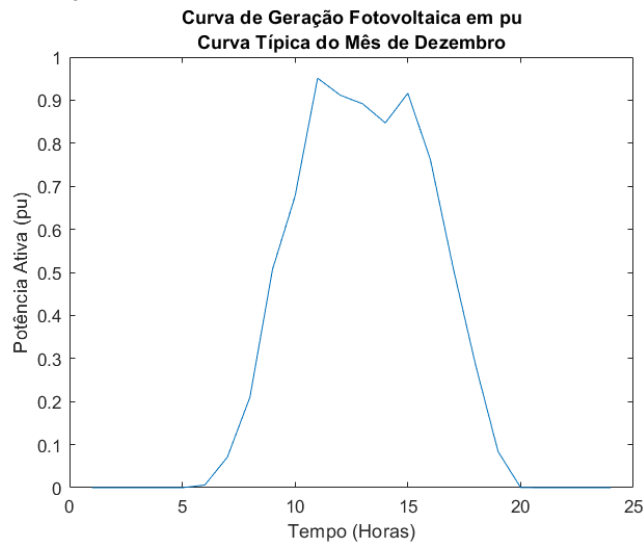


Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

Com as equações dessa seção pode-se estimar curvas sintéticas de irradiação e consecutivamente gerar curvas de potência de geração. Entretanto é mais comum a utilização de dados históricos para simulação de geração, uma vez que o comportamento da irradiação não costuma ter uma mudança significativa entre os anos. Os dados históricos também podem ser usados preditivamente para o planejamento da operação do SEP.

Para a validação do algoritmo de FP horário foi utilizada a curva de geração fotovoltaica do trabalho de Gurski et al. (2018).

Figura 11 – Curva de Geração Fotovoltaica em pu



Fonte: Adaptado de Gurski et al. (2018)

4.1.2.2 Energia Eólica

Os sistemas de conversão de energia eólica podem ser divididos entre aqueles que dependem do arrasto aerodinâmico e aqueles que dependem da sustentação aerodinâmica.

As primeiras rodas de vento de eixo vertical persas (ou chinesas) utilizavam o princípio do arrasto. Os dispositivos de arrastar, no entanto, têm um coeficiente de potência muito baixo, com um máximo de cerca de 0,16 (ACKERMANN, 2005).

As turbinas eólicas modernas são baseadas predominantemente na sustentação aerodinâmica. Os dispositivos de elevação usam aerofólios (lâminas/pás) que interagem com o vento que entra. A força resultante do aerofólio interceptar o fluxo de ar consiste não apenas de uma componente de força de arrasto na direção do fluxo, mas também de uma componente de força que é perpendicular ao arrasto: as forças de sustentação. A força de sustentação é um múltiplo da força de arrasto e, portanto, da potência motriz do rotor. Por definição,

é perpendicular à direção do fluxo de ar que é interceptado pela pá do rotor e, por meio da alavancagem do rotor, causa o torque de condução necessário (SNEL, 1998).

Turbinas eólicas que usam a sustentação aerodinâmica podem ser divididas de acordo com a orientação do eixo de rotação em turbinas de eixo horizontal e eixo vertical. Turbinas de eixo vertical, também conhecidas como turbinas Darrieus, nomeadas assim em homenagem ao engenheiro francês que as inventou na década de 1920, usam aerofólios simétricos verticais, muitas vezes ligeiramente curvos. Turbinas Darrieus têm a vantagem de que elas operam independentemente da direção do vento e que a caixa de engrenagens e a máquina geradora podem ser colocadas no nível do solo. Flutuações de alto torque com cada revolução, nenhuma capacidade de partida automática, bem como opções limitadas para a regulação da velocidade em ventos fortes são, no entanto, grandes desvantagens.

Turbinas de eixo vertical foram desenvolvidos e produzidos comercialmente na década de 1970 até o final da década de 1980. Desde o final da década de 1980, no entanto, a pesquisa e desenvolvimento de turbinas eólicas de eixo vertical praticamente pararam em todo o mundo (ACKERMANN, 2005).

O uso de turbinas de eixo horizontal, ou do tipo hélice, domina atualmente as aplicações de turbinas eólicas. Uma turbina eólica de eixo horizontal consiste de uma torre e uma nacela que é montada no topo da torre. A nacela contém o gerador, a caixa de engrenagens e o rotor. Mecanismos diferentes existem para apontar a nacela na direção do vento ou mover a nacela para outra direção no caso de altas velocidades do vento.

Para determinação da viabilidade da instalação de uma turbina eólica, o dado mais crítico necessário é a média da velocidade do vento no local desejado, todavia, existem poucas estações de medição anemométricas no mundo e um estudo das condições locais de vento podem levar anos para chegar em alguma conclusão. Para contornar esse problema pesquisadores como Hennessey Jr (1978) e Justus et al. (1978) comparam diversas distribuições probabilísticas e concluíram que o modelo de Wallodi Weibull foi o que melhor proporcionou os ajustes dos dados de distribuição de frequências de vento.

O modelo da distribuição de Weibull para a velocidade do vento pode ser dada pela equação (77), como segue:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \frac{v^{k-1}}{c} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (77)$$

onde $f(v)$ função densidade de probabilidade; v é a velocidade do vento (m/s); k é o parâmetro de forma e c é o parâmetro de escala. Como a distribuição de Weibull é uma fórmula empírica, são necessários dados prévios para a estimação dos parâmetro k e c . Para a estimativa desses

parâmetros, muitos métodos numéricos podem vir a ser empregados, tal como:

- Método Gráfico ou Método dos Mínimos Quadrados;
- Método dos Momentos;
- Método Empírico ou Método do Desvio Padrão;
- Método da Densidade de Potência ou Método do Fator de Energia Padrão;
- Método da Máxima Verossimilhança;
- Método da Máxima Verossimilhança Modificado;
- Método da Energia Equivalente.

Foi implementado para este trabalho o método dos mínimos quadrados no *software* MATLAB[®] baseados nos dados anemométricos do INMET para a cidade de Ivaí.

Segundo Custódio (2013) conhecendo a velocidade do vento para uma determinada altura, é possível extrapolar essa velocidade para diferentes alturas pelo vento ter um comportamento logarítmico, como segue na equação (78):

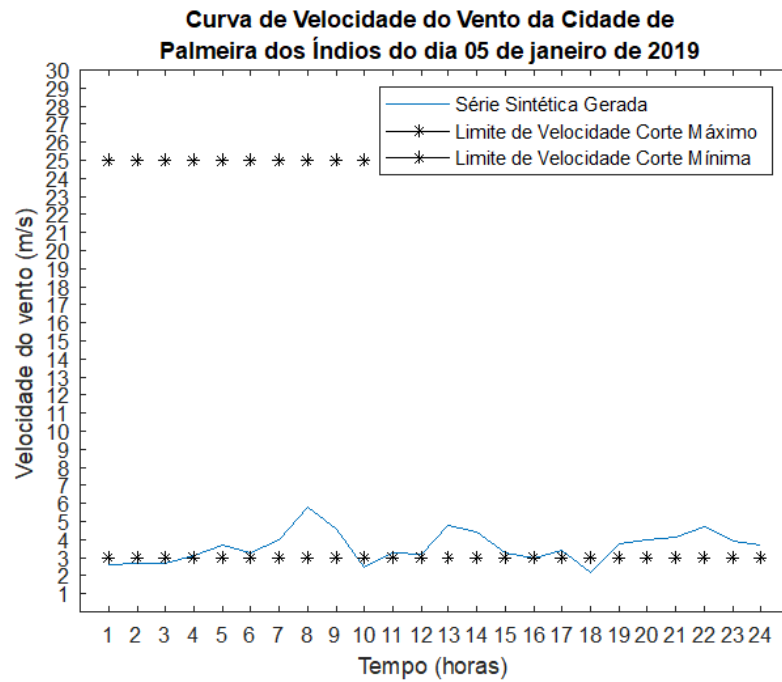
$$v_2 = v_1 \frac{h_2^\alpha}{h_1} \quad (78)$$

onde α é o expoente da camada limite.

Consequentemente os parâmetro k e c podem ser extrapolados para diferentes alturas e eles podem ser usados para criar séries sintéticas de velocidade do vento. O *software* MATLAB[®] pode gerar curvas sintéticas com a distribuição de Weibull uma vez que os parâmetros de forma e de escala foram obtidos.

A figura 12 ilustra uma curva de velocidade do vento gerada pelo *software* MATLAB[®] para uma altura de 10 metros traçada a partir de dados obtidos do INMET para a cidade de Palmeiras dos Índios (AL).

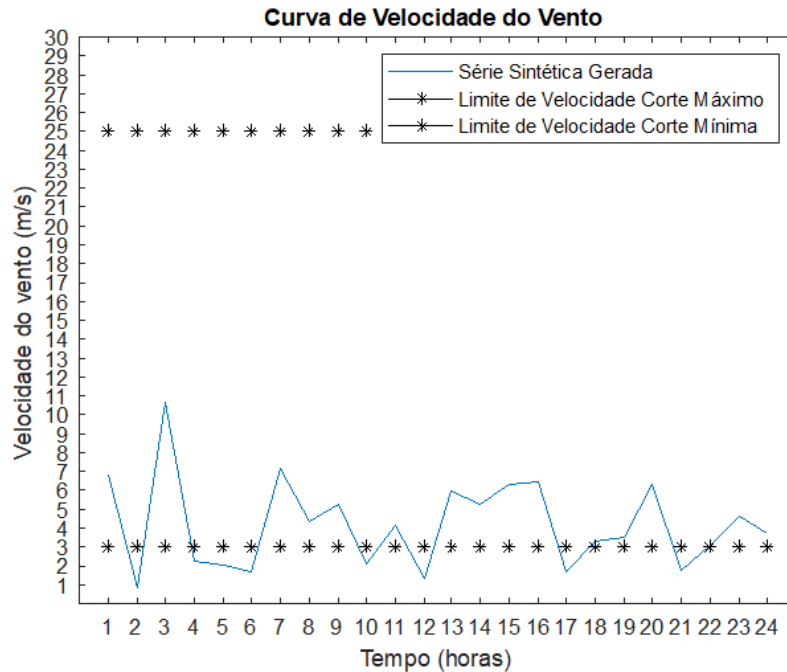
Figura 12 – Velocidade do Vento em Palmeira dos Índios



Fonte: Autoria Própria (2019)

A figura 13 ilustra uma curva sintética gerada para os parâmetro de Weibull extrapolados dos parâmetros obtidos de dados históricos para uma altura de 10 metros para uma altura de 80 metros.

Figura 13 – Curva Sintética Gerada a Partir dos Dados de Palmeira dos Índios



Fonte: Autoria Própria (2019)

A função de probabilidade acumulada equivalente, ou função densidade de probabilidade (FDP), $F(v)$ é a parte integral da função de densidade de probabilidade e indica o número de vezes que determinado evento, no caso a velocidade do vento, aconteceu. A FDP da velocidade do vento é dada pela equação (79):

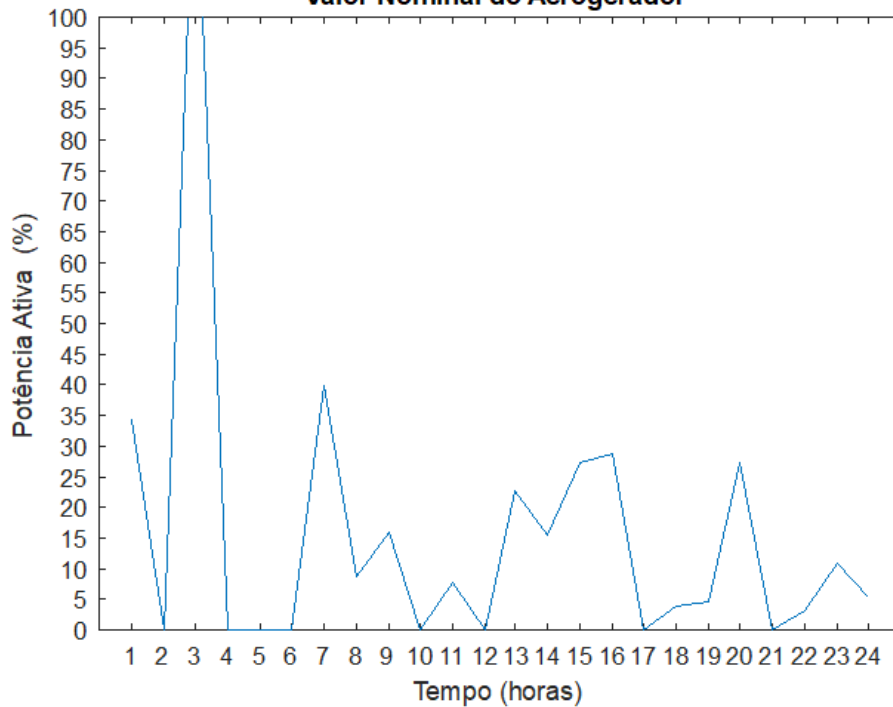
$$F(v) = \int_0^v f(v)dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (79)$$

A potência eólica fica em função da velocidade do vento (V), densidade do ar ρ , área varrida pelas pás (A) e pelo coeficiente de potência (C_p). A potência gerada é dada pela equação (80):

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (80)$$

A figura 14 ilustra a potência gerada por um gerador modelo ASWT 20kW para a curva de vento sintética gerada.

**Figura 14 – Potência Gerada a Partir da Curva Sintética em Porcentagem
Curva de Geração Eólica em Porcentagem do
Valor Nominal do Aerogerador**



Fonte: Autoria Própria (2019)

O coeficiente de potência (C_p) representa a fração máxima da energia contida no vento que pode ser extraída pela turbina e pode ser dada por:

$$C_p = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \quad (81)$$

De fato, o coeficiente de potência é uma característica física do aerogerador, que é em função do ângulo da pá do gerador em relação ao vento e ao parâmetro λ que é em função da velocidade angular da pá em relação à velocidade do vento (CLARK et al., 2010).

A potência máxima possível de ser extraída do vento foi calculada por Betz (1920) da seguinte maneira:

$$\frac{dC_p}{da} = 12a^3 - 16a + 4 = 0 \quad (82)$$

Resolvendo a equação de segundo grau nos teremos:

$$a = \frac{1}{3} \quad (83)$$

Substituindo este valor de a na equação (81), teremos que:

$$C_{pmax} = 4 \cdot \frac{1}{3} \cdot \left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (84)$$

Isto significa que não é possível aproveitar mais do que 60% da potência existente no vento. Cada gerador possui uma característica diferente de C_p , que pode ser obtida com o fabricante.

A tabela 5 traz os dados de geradores de fabricantes diferentes para se ter uma comparação:

Tabela 5 – Características de geradores de variadas marcas

Modelo de Gerador	Potência Nominal (kW)	Área Varrida (m^2)	Velocidade Mínima (m/s)	Velocidade Nominal (m/s)	Altura da Torre (m)	C_p
Aeolos H 20kW	20	78,5	3	11,5	24	-
ENAIR E200	18	75,4	1,85	11	a definir	0,48
Polaris P10-20	20	78,5	2,7	11	21,3	-
ASWT - 20kW	20	63,6	3	11,5	a definir	0,4
HUAYA FD10-20kW	20	78,5	3	12	12-30	-
Victory 19-20	19,9	283,5	2,5	6,6	22	-
VP-20	11,5	70,9	3,5	15,8	30	-
EW20	20	91,6	3	11	20	-
H13.2-20kW	20	136,8	1,5	9	a definir	-

Fonte: Autoria Própria (2019)

4.1.2.3 Combustíveis Fósseis Tradicionais

Dentro da categoria GD, o termo “Gerador Baseado em Combustível Fóssil Convencional” é usado para descrever pequenas usinas de energia movidas a combustíveis fósseis dentro de uma faixa de *kilowatts* até 100 *megawatts*. Os motores a pistão e as turbinas a gás são os mais comuns nesta categoria (REZA, 2006).

4.1.2.4 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

Uma usina hidrelétrica gera eletricidade a partir do movimento de uma massa de água, onde uma casa de máquinas é instalada. Este movimento da água pode ser obtido, por exemplo,

a partir da correnteza de um rio (à fio d'água) ou de um rio com um pequeno represamento.

Uma PCH tem menos impacto no meio ambiente e ecossistema do que uma grande usina hidrelétrica, e é facilmente construída dentro de um curto prazo de construção (REZA, 2006).

4.1.2.5 Biomassa

O termo “biomassa” descreve toda a matéria orgânica produzida pela fotossíntese. Inclui toda a vegetação e árvores aquáticas e terrestres, biossólidos municipais (esgotos), resíduos dos animais (adubos), resíduos florestais e agrícolas e certos tipos de resíduos industriais. A biomassa é considerada um substituto para os combustíveis fósseis.

Praticamente, a biomassa é convertida em energia térmica, combustíveis líquidos, sólidos ou gasosos e outros produtos químicos através de uma variedade de processos de conversão, tais formas da biomassa são então queimadas e convertidas em eletricidade (REZA, 2006).

4.1.3 Controlabilidade das GDs

Segundo Mithulananthan et al (2017), tais tecnologias podem ser classificadas em dois grupos distintos, com base na sua capacidade de controle de potência gerada:

1. despacháveis - quando a potência de saída pode ser controlada a partir da fonte primária (e.g., combustíveis fósseis tradicionais, biomassa, etc);
2. não-despacháveis - quando a potência de saída não pode ser controlada a partir da fonte primária, por conta da sua intermitência (e.g., energia eólica, energia fotovoltaica).

4.2 MICRORREDES

As *Microgrids* têm atraído um grande interesse em diferentes comunidades de pesquisa e desenvolvimento na última década. No entanto, o termo “*microgrids*” não é uniformemente definido na literatura. Baseado em Schiffer (2015), a seguinte definição de uma microrrede é empregada neste trabalho.

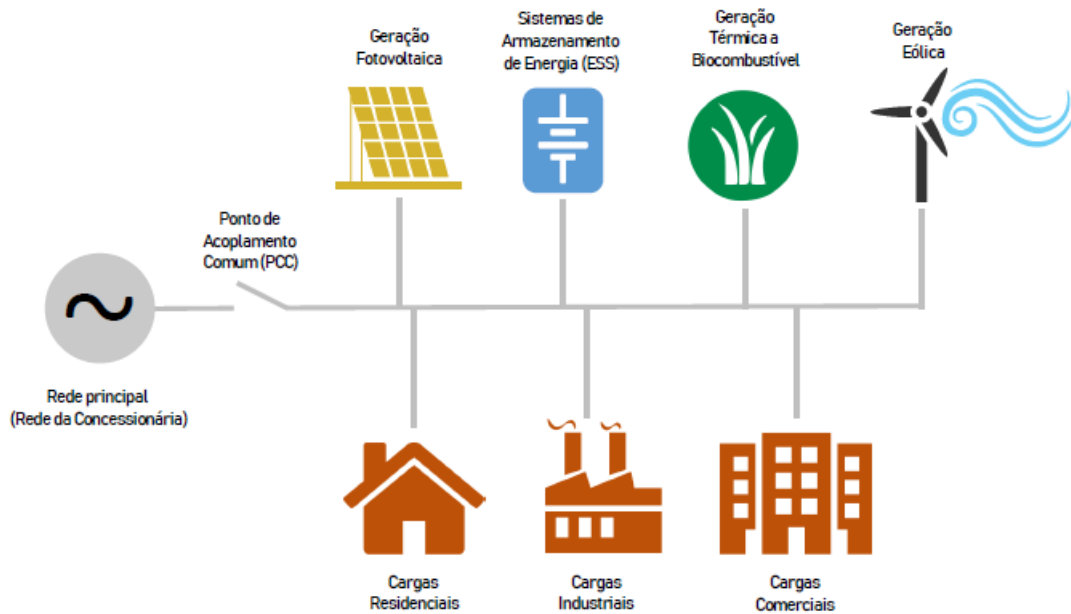
Uma rede elétrica é considerada uma microrrede se satisfizer as seguintes condições:

1. É um subconjunto conectado do sistema de distribuição BT ou MT de um sistema de energia elétrica CA.
2. Possui um único ponto de conexão ao sistema de energia elétrica restante. Este ponto de conexão é chamado ponto de acoplamento comum (PCC).
3. Ela é uma combinação de unidades geradoras, cargas e elementos de armazenamento de energia, especialmente baterias.
4. Possui capacidade de geração e armazenamento suficiente para suprir a maioria de suas cargas de forma autônoma durante pelo menos um período de tempo.
5. Ela pode ser operada conectada à rede elétrica remanescente ou como uma rede ilhada independente. O primeiro modo de operação é chamado de modo conectado à rede e o segundo modo de operação é chamado modo ilhado, *stand-alone* ou autônomo.
6. No modo conectado à rede, ela se comporta como um único gerador despachável ou uma carga do ponto de vista do sistema elétrico restante.
7. No modo ilhado, frequência, tensão e potência podem ser ativamente controlados dentro da microrrede.

Segundo o IEEE *standard* 1547.4 uma *microgrid* pode ter 4 (quatro) modos de operação, são eles: o modo conectado à rede (condição paralela normal), em transição para o modo ilhado, modo ilhado e modo de reconexão.

Na figura 15 pode-se observar um exemplo de uma microrrede.

Figura 15 – Exemplo de *microgrid*



Fonte: Imagem cedida pelo Engenheiro Érico Gurski (2018)

4.2.1 *Microgrid* Conectada à Rede

Durante a operação paralela normal com a rede, todas as GDs na ilha planejada devem operar de acordo com o padrão IEEE Std 1547-2003, a não ser que alguma exceção seja aprovada pelo operador da rede.

O equipamento MIC (do inglês *monitoring, information exchange, and control*) necessário para operação ilhada precisa estar atuando durante o paralelismo. É necessário disponibilizar as informações obtidas ao esquema de controle da ilha, de modo que uma transição possa ser planejada antecipadamente. Isso deve incluir informações sobre o status do dispositivo de proteção, níveis de geração, níveis de carga e tensões do sistema.

4.2.2 *Microgrid* em Transição Para o Modo Ilhado

O modo de transição para o modo ilhado pode ser um resultado de eventos programados ou não. Transições programadas são eventos intencionais nos quais todas as partes envolvidas concordaram previamente sobre o início e a duração. Transições não programadas são eventos inadvertidos que normalmente são iniciados por perda da rede ou falha em

um equipamento, e a *microgrid* pode ser automaticamente seccionada a partir da rede pelo equipamento de proteção.

O conhecimento das condições operacionais do sistema antes do ilhamento e o controle dessas condições operacionais facilitará a transferência suave para um ilhamento intencional, particularmente em resposta a eventos anormais e quando a rede estiver incluída na ilha.

Durante uma transição para o modo ilhado, GDs o suficiente e do tipo correto (por exemplo, GDs em conformidade com todos os padrões IEEE 1547.4) precisam estar disponíveis para suportar a tensão e a frequência do sistema durante a perturbação programada ou não, que causou o ilhamento, durante o tempo que o dispositivo de interconexão da ilha (IID) e os relés de proteção levem para operar, a fim de efetuar uma transição bem-sucedida.

Equipamentos adicionais podem ser adicionados para complementar a funcionalidade da GD. Estes equipamentos ou GDs adicionais também devem ser suficientes para amortecer quaisquer efeitos transitórios produzidos na ilha por essa transição com rapidez suficiente para evitar que o relé de proteção na ilha desligue-a. Se GDs o suficiente ou do tipo correto não estiverem disponíveis, então a capacidade de realizar o chamado *black start*, que é quando a *microgrid* se recompõe se a ajuda da principal, precisa estar presente na ilha.

4.2.3 *Microgrid* em Modo Ilhado

A *microgrid* precisa ser projetada para fornecer as potências ativas e reativas requeridas pelas cargas dentro da ilha e atender as faixas de condições operacionais. A *microgrid* deve ser capaz de regular ativamente a tensão e a frequência dentro dos limites estabelecidos (por exemplo, conforme especificado em ANSI / NEMA C84.1-2006 para *microgrids* que incluem a rede). O equipamento de regulação de tensão dentro da *microgrid* pode precisar ser modificado para atender às necessidades da *microgrid*. Uma ou mais GDs participantes precisarão operar fora do requisito de regulamentação de tensão da IEEE 1547 para garantir a estabilidade da tensão e da frequência da *microgrid*. As operações de GDs não participantes também podem ser afetadas pela operação no modo de ilha.

Também deve haver uma margem de reserva adequada que é em função do fator de carga, da magnitude da carga, do formato da carga, dos requisitos de confiabilidade da carga e da disponibilidade de GD. Para equilibrar a carga e a geração dentro da ilha, várias técnicas (por exemplo, acompanhamento de carga, gerenciamento de carga e corte de carga) podem ser usadas. No modo ilhado, é necessário que a GD forneça uma resposta dinâmica que pode não ter sido necessária na operação paralela normal. As fontes das GDs devem ter capacidade de

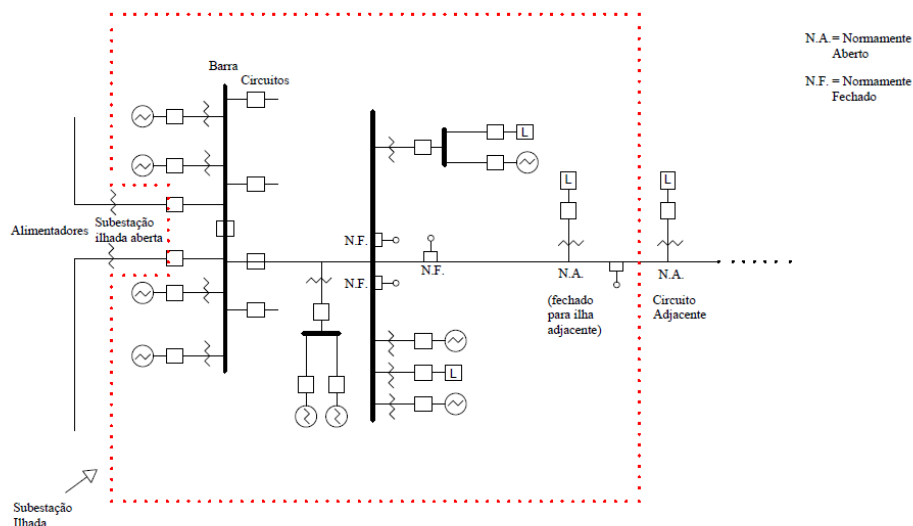
geração de potência ativa e reativa e características de resposta adequadas. Por exemplo, se uma partida de motor exigir uma grande quantidade de potência reativa, deve haver capacidade de geração de potência reativa suficiente para manter os níveis de tensão e a estabilidade da frequência, ou equipamentos de limitação de corrente podem precisar ser instalados.

Durante o modo ilhado, a estabilidade transitória deve ser mantida para os degraus de carga, indisponibilidade de GD e falhas na ilha. A coordenação de proteção deve ser mantida em ambos os modos conectado a rede e ilhado. Todas as falhas potenciais dentro da ilha devem ser detectadas e corrigidas tanto no modo ilhado quanto no modo conectado a rede. Sistemas adaptáveis via relé podem ser implementados para fornecer proteção adequada para uma variedade de modos de operação do sistema.

Deve haver monitoramento suficiente para operar e entender o *status* da ilha. Se houver várias unidades GDs na *microgrids*, sua operação deve ser gerenciada e coordenada para atender efetivamente às necessidades da ilha.

Um exemplo de uma ilha formada por toda uma região alimentada por uma subestação pode ser visto na figura 16.

Figura 16 – Exemplo de um subestação ilhada



Fonte: Adaptado de IEEE (2011)

4.2.4 *Microgrid* em Modo de Reconexão

Para reconexão da *microgrid*, o monitoramento deve indicar que existem condições adequadas para sincronizar a ilha com a rede. Após um distúrbio na rede, nenhuma reconexão

deve ocorrer até que a tensão da rede esteja dentro do Intervalo B da ANSI / NEMA C84.1-2006, Tabela 1, e a faixa de frequência esteja entre 59,3 Hz a 60,5 Hz e sequência de fase esteja correta. A tensão, frequência e ângulo de fase entre os dois sistemas devem estar dentro de limites aceitáveis (isto é, conforme especificado no IEEE Std 1547-2003, Tabela 5) para iniciar uma reconexão.

O dispositivo de interconexão da ilha pode atrasar a reconexão por até cinco minutos após a restauração dos valores nominais de tensão e frequência da rede para as faixas identificadas acima. Se um evento não programado desencadeou a desconexão da rede, o tempo antes da reconexão poderá ser estendido para garantir que a rede esteja estável. Se existirem várias ilhas, uma estratégia pode ser adotada para atrasar intencionalmente o retorno das ilhas.

Existem várias maneiras de reconectar a *microgrid* à rede:

- Na sincronização ativa, existe um mecanismo de controle que pode ser usado para corresponder a tensão, a frequência e o ângulo de fase da *microgrid* com a rede antes de iniciar uma reconexão. Essa técnica requer a detecção das condições da *microgrid* e GDs e de que essas informações sejam comunicadas ao mecanismo de controle.
- A sincronização passiva emprega uma verificação de sincronização para o dispositivo de paralelismo da *microgrid*, que apenas reconecta os sistemas dentro de limites aceitáveis. A *microgrid* só será reconectada se os requisitos de sincronização para tensão, frequência e ângulo de fase estiverem dentro de um determinado intervalo para garantir o mínimo de perturbação. Essa técnica também requer a detecção das condições da *microgrid* e GDs da área e pode levar mais tempo para se reconectar do que a sincronização ativa.
- A transferência de transição aberta da *microgrid* para a rede implicaria uma interrupção no fornecimento das cargas na *microgrid*. Nesta estratégia de reconexão, a carga e as GDs são desenergizadas antes da reconexão a rede. Os sensores de sincronização da *microgrid* não são necessários para esta reconexão.

Uma vez que a *microgrid* esteja em paralelo com a rede, todas as GDs deverão retornar à conformidade com a IEEE 1547 dentro dos requisitos de tempo da rede.

Neste capítulo foram abordados os conceitos e características da GD e da *microgrid* com o intuito de mostrar um aspecto muito importante do sistema de distribuição, que é a capacidade de geração descentralizada. Essa capacidade vem de encontro com uma das necessidades do SEP, que é manter a continuidade do fornecimento de energia.

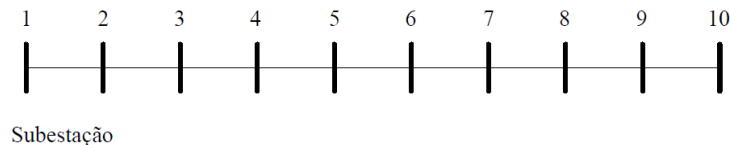
5 RESULTADOS DE SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Para a validação do método BFS foram feitas simulações de três sistemas do IEEE, os sistemas de 10, 33 e 69 barras com e sem a presença de GD, e os resultados foram comparados com os dos métodos de Gauss-Seidel e com os do programa ANAREDE[®]. Para a validação do FP horário os resultados obtidos foram comparados com os de Gurski et al. (2018). Para os cenários com GD foi considerada geração em todas as barras de mesmo valor de potência ativa que a carga.

5.1 SISTEMA 10 BARRAS

O sistema de 10 barras apresentado por Lourenço et al. (2010) é um sistema radial constituído de uma barra de geração e nove de carga, com nove linhas, representado na figura 17.

Figura 17 – Sistema Teste de 10 Barras



Fonte: Autoria Própria (2019)

Os dados de base, de barra e de linha utilizados na resolução dos fluxo de potência podem ser observados nas tabelas 6, 7 e 8 respectivamente.

Tabela 6 – Dados De Base do Sistema 10 Barras

Dados Sistema 10 barras - Loddi 2010		
Sbase	Vbase	Zbase
0,10 MVA	11 kV	1.210 Ω

Fonte: Lourenço et al. (2010)

Tabela 7 – Dados de Barra do Sistema 10 Barras

Barra	Tipo	V (pu)	Th (°)	Potência Ativa da GD (pu)	Potência Ativa de Carga (pu)	Potência Reativa de Carga (pu)
1	θV	1	0	0	0	0
2	PQ	1	0	0,0184	0,0184	0,0046
3	PQ	1	0	0,0098	0,0098	0,0037
4	PQ	1	0	0,0179	0,0179	0,00446
5	PQ	1	0	0,01598	0,016	0,0184
6	PQ	1	0	0,0161	0,0161	0,006
7	PQ	1	0	0,0078	0,0078	0,0011
8	PQ	1	0	0,0115	0,0115	0,0006
9	PQ	1	0	0,0098	0,0098	0,0013
10	PQ	1	0	0,0164	0,0164	0,002

Fonte: Lourenço et al. (2010)

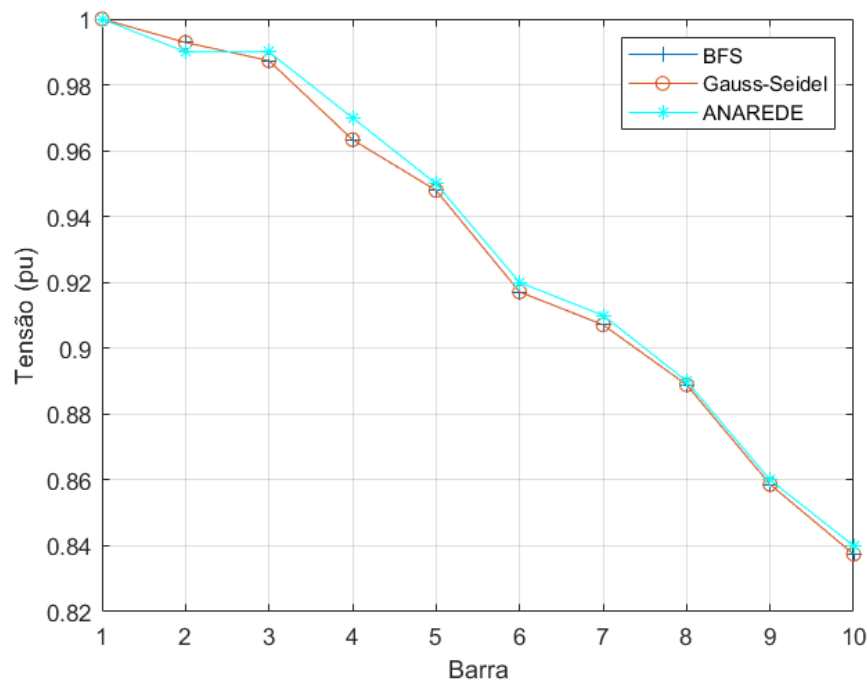
Tabela 8 – Dados de Linha do Sistema 10 Barras

Origem	Destino	Resistência (pu)	Reatância Série (pu)	Susceptância Derivação (pu)
1	2	0,02330	0,07800	0,00000
2	3	0,00260	0,11440	0,00000
3	4	0,14110	0,22780	0,00000
4	5	0,13200	0,11500	0,00000
5	6	0,37490	0,32660	0,00000
6	7	0,17110	0,14910	0,00000
7	8	0,38850	0,22000	0,00000
8	9	0,90650	0,51340	0,00000
9	10	1,01010	0,57210	0,00000

Fonte: Lourenço et al. (2010)

A Figura 18 mostra os resultados gráficos para as tensões de barras do sistema teste de 10 barras sem GD, pelos três métodos de solução referidos.

Figura 18 – Módulo das Tensões por barra no sistema de 10 barras sem GD

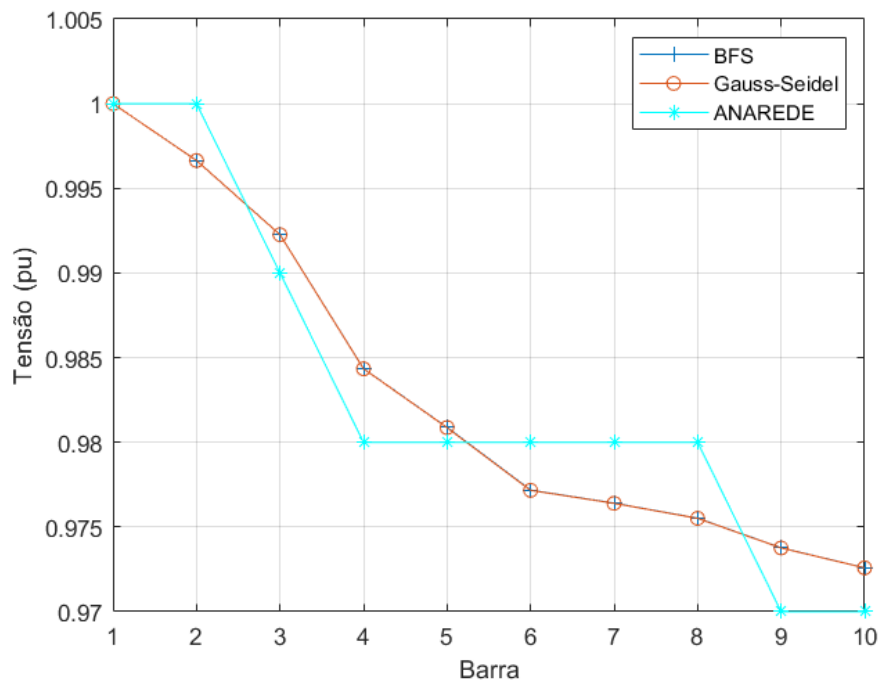


Fonte: Autoria Própria (2019)

A validação dos dados se dá pela comparação com os resultados do *software* ANAREDE. O *software* ANAREDE trabalha com uma precisão baixa (com precisão nas casas decimais). É notável que os resultados dos algoritmos de Gauss-Seidel e BFS tem o mesmo comportamento que os do ANAREDE. Para um sistema sem ramificações pode-se observar que os resultados dos métodos BFS e Gauss-Seidel estão com uma precisão até a quarta casa decimal e que eles não apresentam notável diferença (Tabelas 9 e 10).

Já a Figura 19 apresenta os resultados gráficos para as tensões de barras do sistema teste de 10 barras com GD de mesmo valor de potência ativa que a carga em todas as barras do sistema (como visto na Tabela 7). Pode-se observar uma melhora no perfil de tensão em relação ao cenário sem GD.

Figura 19 – Módulo das Tensões por barra no sistema de 10 barras com GD



Fonte: Autoria Própria (2019)

As tabelas 9 e 10 apresentam os resultados dos sistema de 10 barras para os algoritmos de Gauss-Seidel e BFS e para o *software* ANAREDE.

Tabela 9 – Comparação dos resultados para o sistema de 10 barras sem GD

Barra	Método Backward-Forward Sweep		Método Gauss-Seidel		ANAREDE	
	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)
1	1	0	1	0	1	0
2	0,99288	-0,52136	0,99288	-0,52157	0,99	-0,53
3	0,98733	-1,26757	0,98733	-1,26791	0,99	-1,28
4	0,96335	-2,33044	0,96336	-2,33110	0,97	-2,35
5	0,94796	-2,65185	0,94797	-2,65253	0,95	-2,68
6	0,91711	-3,72135	0,91712	-3,72221	0,92	-3,71
7	0,90711	-4,13698	0,90712	-4,13769	0,91	-4,1
8	0,88890	-4,61867	0,88891	-4,61923	0,89	-4,54
9	0,85863	-5,40390	0,85864	-5,40431	0,86	-5,24
10	0,83744	-5,99055	0,83745	-5,99080	0,84	-5,72

Fonte: Autoria Própria (2019)

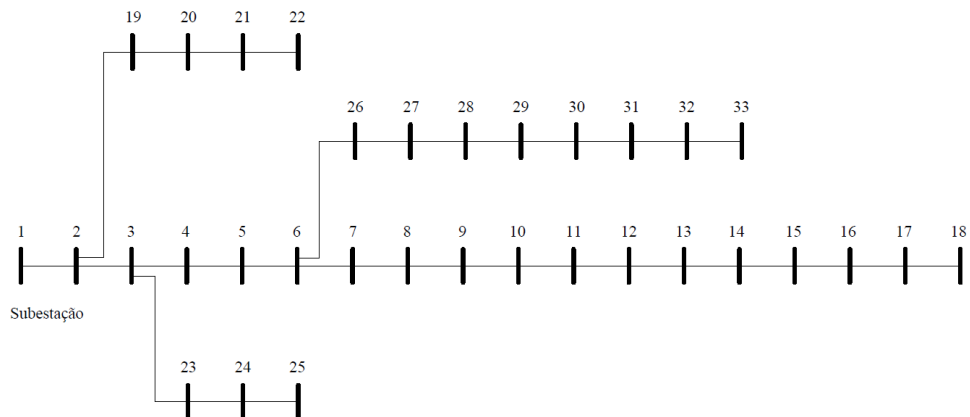
Tabela 10 – Comparação dos resultados para o sistema de 10 barras com GD

Barra	Método Backward- Forward Sweep		Método Gauss-Seidel		ANAREDE	
	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)
1	1	0	1,00000	0	1	0
2	0,99664	0,05564	0,99664	0,05551	1	0,06
3	0,99226	0,05898	0,99226	0,05862	0,99	0,06
4	0,98435	0,33800	0,98434	0,33741	0,98	0,34
5	0,98088	0,56824	0,98087	0,56761	0,98	0,57
6	0,97718	0,81462	0,97717	0,81381	0,98	0,81
7	0,97641	0,86592	0,97640	0,86509	0,98	0,86
8	0,97552	0,95706	0,97551	0,95624	0,98	0,95
9	0,97377	1,13749	0,97376	1,13668	0,97	1,11
10	0,97259	1,25971	0,97259	1,25895	0,97	1,23

Fonte: Autoria Própria (2019)

5.2 SISTEMA 33 BARRAS

O trabalho de Baran e Wu (1989) apresentou um sistema que seria referido posteriormente como sistema IEEE 33 barras. O sistema apresenta ramificações nas barras 2, 3 e 6, como mostra a figura 20.

Figura 20 – Sistema Teste de 33 Barras

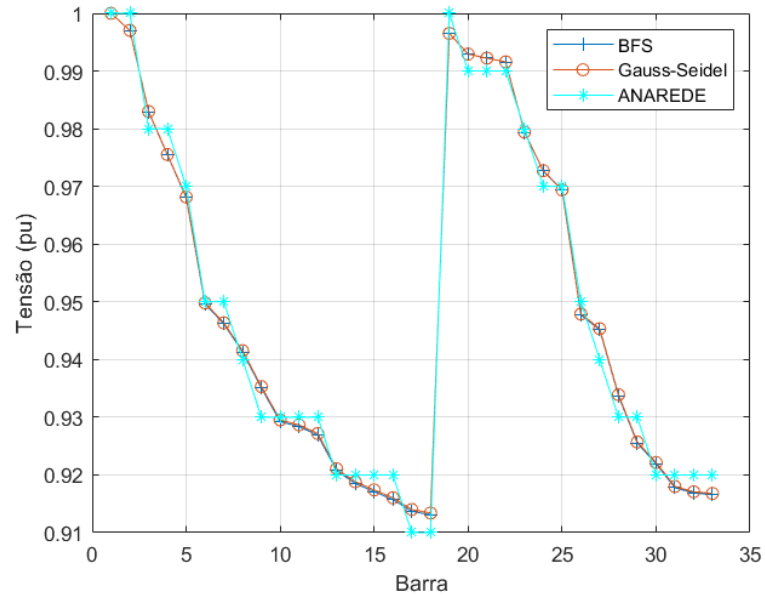
Fonte: Autoria Própria (2019)

Os dados de base, de barra e de linha dos sistema de 33 barras foram alocados no anexo

A devido ao seu tamanho.

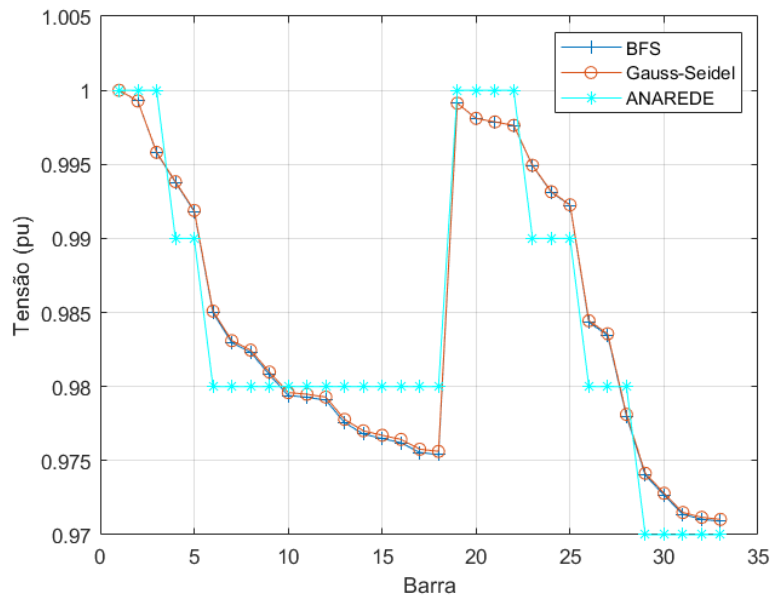
Mostram-se nas Figuras 21 e 22 os resultados obtidos para o sistema de 33 barras de Baran e Wu (1989) sem e com GD respectivamente. A validação novamente se dá com a comparação dos resultados dos algoritmos implementados com o *software* ANAREDE.

Figura 21 – Módulo das Tensões por barra no sistema de 33 barras sem GD



Fonte: Autoria Própria (2019)

Figura 22 – Módulo das Tensões por barra no sistema de 33 barras com GD



Fonte: Autoria Própria (2019)

Pode-se observar que apesar do sistema ser ramificado, os algoritmos ainda estão em conformidade um com o outro.

As tabelas 11 e 12 apresentam os resultados dos sistema de 33 barras para os algoritmos de Gauss-Seidel e BFS e para o *software* ANAREDE.

Tabela 11: Comparação do resultados para o sistema de 33 barras sem GD

Barra	Método Backward-Forward Sweep		Método Gauss-Seidel		ANAREDE	
	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)
1	1	0	1	0	1	0
2	0,99703	0,01448	0,99704	0,01445	1	0,02
3	0,98294	0,09604	0,98299	0,09588	0,98	0,09
4	0,97546	0,16165	0,97553	0,16139	0,98	0,16
5	0,96806	0,22829	0,96816	0,22792	0,97	0,23
6	0,94966	0,13385	0,94983	0,13428	0,95	0,13
7	0,94617	-0,09647	0,94635	-0,09487	0,95	-0,1
8	0,94133	-0,06040	0,94153	-0,05898	0,94	-0,07
9	0,93506	-0,13348	0,93530	-0,13151	0,93	-0,14
10	0,92924	-0,19601	0,92952	-0,19352	0,93	-0,2

11	0,92838	-0,18876	0,92866	-0,18635	0,93	-0,19
12	0,92688	-0,17727	0,92717	-0,17499	0,93	-0,18
13	0,92077	-0,26859	0,92108	-0,26623	0,92	-0,27
14	0,91850	-0,34727	0,91881	-0,34471	0,92	-0,35
15	0,91709	-0,38495	0,91740	-0,38235	0,92	-0,39
16	0,91572	-0,40820	0,91604	-0,40561	0,92	-0,41
17	0,91370	-0,48547	0,91401	-0,48272	0,91	-0,49
18	0,91309	-0,49506	0,91340	-0,49233	0,91	-0,5
19	0,99650	0,00365	0,99651	0,00362	1	0
20	0,99293	-0,06333	0,99293	-0,06336	0,99	-0,06
21	0,99222	-0,08269	0,99223	-0,08271	0,99	-0,08
22	0,99158	-0,10303	0,99159	-0,10306	0,99	-0,1
23	0,97935	0,06508	0,97940	0,06492	0,98	0,06
24	0,97268	-0,02365	0,97273	-0,02381	0,97	-0,02
25	0,96936	-0,06735	0,96940	-0,06750	0,97	-0,07
26	0,94773	0,17331	0,94790	0,17366	0,95	0,18
27	0,94517	0,22946	0,94534	0,22972	0,94	0,24
28	0,93373	0,31241	0,93391	0,31257	0,93	0,32
29	0,92551	0,39031	0,92571	0,39039	0,93	0,39
30	0,92195	0,49559	0,92215	0,49551	0,92	0,5
31	0,91779	0,41118	0,91800	0,41106	0,92	0,42
32	0,91687	0,38813	0,91708	0,38802	0,92	0,39
33	0,91659	0,38041	0,91679	0,38030	0,92	0,39

Fonte: Autoria Própria (2019)

Tabela 12: Comparação do resultados para o sistema de 33 barras com GD

Barra	Método Backward- Forward Sweep		Método Gauss-Seidel		ANAREDE	
	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)
1	1	0	1	0	1	0
2	0,99928	0,07610	0,99928	0,07577	1	0,08
3	0,99578	0,44573	0,99581	0,44369	1	0,45
4	0,99379	0,65682	0,99384	0,65359	0,99	0,67
5	0,99183	0,86644	0,99189	0,86202	0,99	0,88

6	0,98498	1,30824	0,98510	1,30149	0,98	1,32
7	0,98297	1,34182	0,98310	1,33514	0,98	1,36
8	0,98232	1,44958	0,98246	1,44176	0,98	1,46
9	0,98081	1,56669	0,98098	1,55749	0,98	1,58
10	0,97940	1,67800	0,97960	1,66752	0,98	1,69
11	0,97928	1,69769	0,97948	1,68713	0,98	1,71
12	0,97909	1,73124	0,97929	1,72051	0,98	1,75
13	0,97757	1,84368	0,97778	1,83203	0,98	1,86
14	0,97680	1,87814	0,97701	1,86636	0,98	1,89
15	0,97649	1,89808	0,97671	1,88624	0,98	1,91
16	0,97621	1,92047	0,97643	1,90862	0,98	1,94
17	0,97555	1,94950	0,97577	1,93763	0,98	1,96
18	0,97541	1,96050	0,97563	1,94878	0,98	1,98
19	0,99912	0,08549	0,99912	0,08517	1	0,09
20	0,99810	0,15020	0,99811	0,14986	1	0,15
21	0,99786	0,16196	0,99787	0,16163	1	0,17
22	0,99763	0,17214	0,99763	0,17181	1	0,18
23	0,99491	0,51901	0,99494	0,51698	0,99	0,53
24	0,99312	0,64897	0,99315	0,64694	0,99	0,66
25	0,99224	0,71398	0,99227	0,71197	0,99	0,72
26	0,98434	1,37963	0,98445	1,37275	0,98	1,39
27	0,98345	1,47710	0,98357	1,47008	0,98	1,49
28	0,97800	1,83102	0,97812	1,82329	0,98	1,85
29	0,97402	2,09638	0,97415	2,08820	0,97	2,11
30	0,97267	2,25152	0,97280	2,24318	0,97	2,27
31	0,97137	2,32894	0,97150	2,32030	0,97	2,34
32	0,97105	2,34542	0,97117	2,33682	0,97	2,36
33	0,97091	2,35059	0,97104	2,34210	0,97	2,37

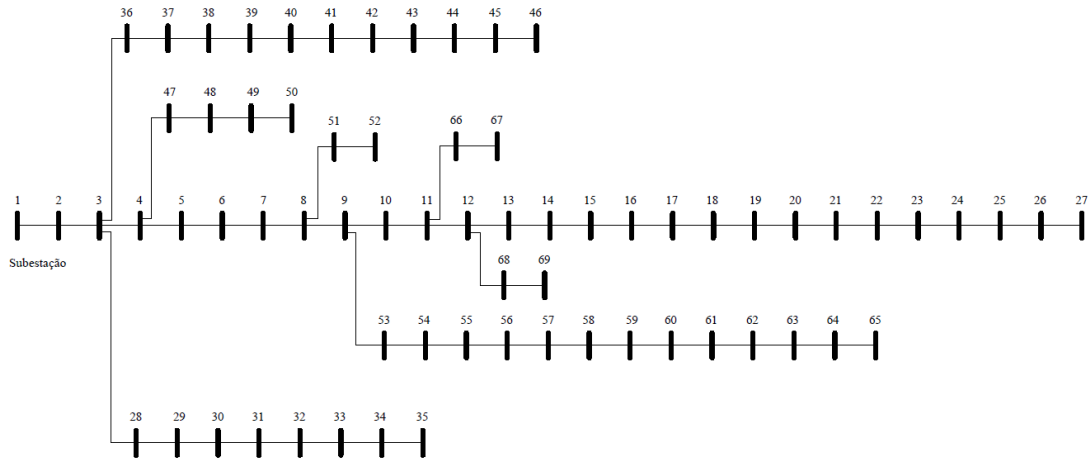
Fonte: Autoria Própria (2019)

5.3 SISTEMA 69 BARRAS

O sistema de sistema de 69 foi apresentado por (CHIANG; JEAN-JUMEAU, 1990), ele é um sistema radial com grande ramificação. O sistema de 69 barras apresenta uma

ramificação ainda maior que o sistema de 33 barras, com derivações nas barras 3, 4, 8, 9, 11 e 12, como pode ser visto na figura 23.

Figura 23 – Sistema Teste de 69 Barras

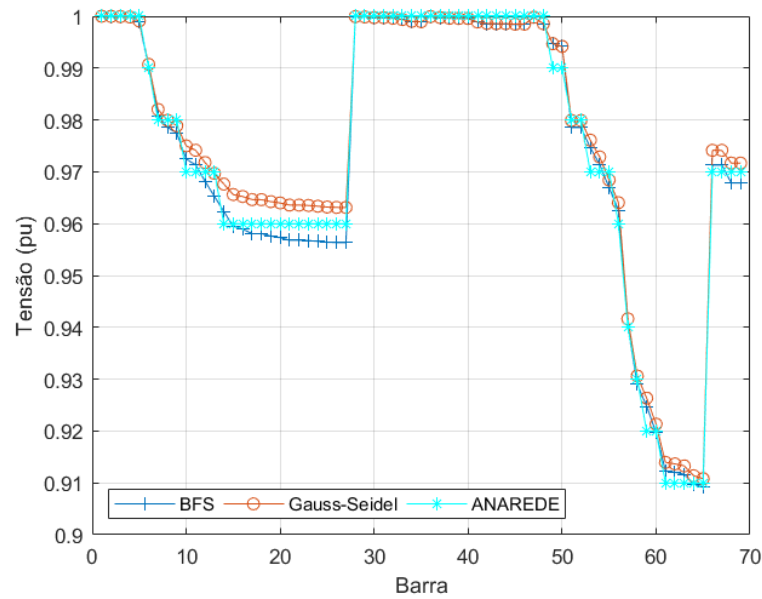


Fonte: Autoria Própria (2019)

Os dados de base, de barra e de linha dos sistema de 69 barras podem ser encontrado no anexo B.

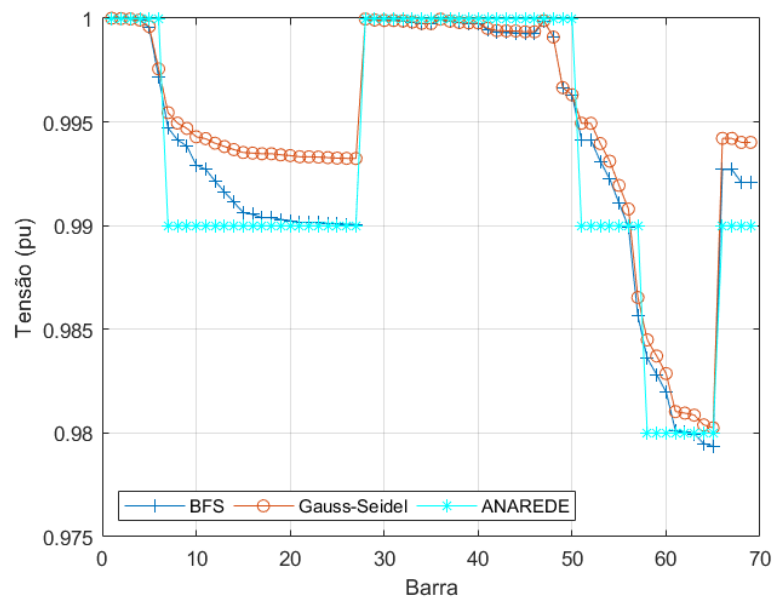
As Figuras 24 e 25 mostram os resultados obtidos para o sistema teste de 69 barras sem e com GD respectivamente. Novamente, a validação dos resultados se dá com a comparação com os resultados do *software* ANAREDE.

Figura 24 – Módulo das Tensões por barra no sistema de 69 barras sem GD



Fonte: Autoria Própria (2019)

Figura 25 – Módulo das Tensões por barra no sistema de 69 barras com GD



Fonte: Autoria Própria (2019)

Neste cenário já é possível observar que o método de Gauss-Seidel perde em precisão em relação ao método BFS.

As tabelas 13 e 14 apresentam os resultados dos sistema de 69 barras para os algoritmos

de Gauss-Seidel e BFS e para o *software* ANAREDE.

Tabela 13: Comparação do resultados para o sistema de 69 barras com GD

Barra	Método Backward- Forward Sweep		Método Gauss-Seidel		ANAREDE	
	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)
1	1	0	1	0	1	0
2	0,99998	0,00046	0,99998	0,00044	1	0
3	0,99996	0,00092	0,99997	0,00087	1	0
4	0,99991	0,00211	0,99991	0,00200	1	0
5	0,99954	0,01875	0,99960	0,01711	1	0,02
6	0,99717	0,26685	0,99755	0,23957	1	0,27
7	0,99472	0,52606	0,99545	0,47186	0,99	0,53
8	0,99414	0,58796	0,99495	0,52726	0,99	0,59
9	0,99384	0,61963	0,99469	0,55551	0,99	0,62
10	0,99292	0,77662	0,99428	0,65500	0,99	0,78
11	0,99272	0,81125	0,99420	0,67658	0,99	0,81
12	0,99215	0,90938	0,99397	0,73338	0,99	0,91
13	0,99164	0,99774	0,99382	0,77841	0,99	1
14	0,99113	1,08531	0,99367	0,82214	0,99	1,08
15	0,99063	1,17202	0,99353	0,86453	0,99	1,17
16	0,99054	1,18815	0,99350	0,87268	0,99	1,19
17	0,99039	1,21477	0,99347	0,88411	0,99	1,21
18	0,99038	1,21504	0,99346	0,88451	0,99	1,21
19	0,99030	1,22998	0,99341	0,89533	0,99	1,23
20	0,99024	1,23958	0,99338	0,90249	0,99	1,24
21	0,99016	1,25509	0,99332	0,91404	0,99	1,25
22	0,99015	1,25531	0,99332	0,91442	0,99	1,25
23	0,99014	1,25763	0,99331	0,91665	0,99	1,26
24	0,99011	1,26268	0,99328	0,92140	0,99	1,26
25	0,99008	1,26814	0,99325	0,92614	0,99	1,27
26	0,99007	1,27040	0,99324	0,92834	0,99	1,27
27	0,99006	1,27103	0,99324	0,92917	0,99	1,27
28	0,99996	0,00102	0,99996	0,00097	1	0
29	0,99991	0,00209	0,99992	0,00204	1	0

continua

Barra	Método Backward- Forward Sweep		Método Gauss-Seidel		ANAREDE	
	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)
30	0,99989	0,00607	0,99989	0,00602	1	0,01
31	0,99989	0,00677	0,99989	0,00672	1	0,01
32	0,99987	0,01028	0,99987	0,01024	1	0,01
33	0,99982	0,01869	0,99982	0,01864	1	0,02
34	0,99975	0,02968	0,99976	0,02963	1	0,03
35	0,99974	0,03179	0,99974	0,03174	1	0,03
36	0,99995	0,00112	0,99996	0,00106	1	0
37	0,99985	0,00365	0,99986	0,00348	1	0
38	0,99978	0,00711	0,99979	0,00669	1	0,01
39	0,99975	0,00811	0,99978	0,00762	1	0,01
40	0,99975	0,00816	0,99978	0,00766	1	0,01
41	0,99945	0,02325	0,99951	0,02115	1	0,02
42	0,99932	0,02956	0,99940	0,02679	1	0,03
43	0,99930	0,03039	0,99939	0,02754	1	0,03
44	0,99930	0,03057	0,99939	0,02769	1	0,03
45	0,99925	0,03261	0,99935	0,02954	1	0,03
46	0,99925	0,03262	0,99935	0,02955	1	0,03
47	0,99987	0,00284	0,99988	0,00273	1	0
48	0,99908	0,02128	0,99909	0,02117	1	0,02
49	0,99665	0,07840	0,99665	0,07829	1	0,08
50	0,99630	0,08652	0,99631	0,08641	1	0,09
51	0,99413	0,58900	0,99494	0,52833	0,99	0,59
52	0,99412	0,58932	0,99493	0,52868	0,99	0,59
53	0,99310	0,69668	0,99396	0,63227	0,99	0,7
54	0,99225	0,78644	0,99311	0,72173	0,99	0,79
55	0,99108	0,91035	0,99194	0,84521	0,99	0,91
56	0,98994	1,03151	0,99080	0,96599	0,99	1,03
57	0,98566	1,72337	0,98654	1,65541	0,99	1,72
58	0,98360	2,06661	0,98449	1,99749	0,98	2,07
59	0,98282	2,20022	0,98371	2,13069	0,98	2,2
60	0,98197	2,35981	0,98287	2,28980	0,98	2,36
61	0,98013	2,56994	0,98103	2,49932	0,98	2,57

continua

Barra	Método Backward- Forward Sweep		Método Gauss-Seidel		ANAREDE	
	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)
62	0,98006	2,57818	0,98096	2,50756	0,98	2,58
63	0,97996	2,58920	0,98086	2,51859	0,98	2,59
64	0,97949	2,64318	0,98039	2,57249	0,98	2,64
65	0,97935	2,65947	0,98025	2,58880	0,98	2,66
66	0,99271	0,81314	0,99421	0,67624	0,99	0,81
67	0,99271	0,81317	0,99421	0,67634	0,99	0,81
68	0,99209	0,92012	0,99401	0,73255	0,99	0,92
69	0,99209	0,92015	0,99401	0,73269	0,99	0,92

Fonte: Autoria Própria (2019)

Tabela 14: Comparação do resultados para o sistema de 69 barras sem GD

Barra	Método Backward- Forward Sweep		Método Gauss-Seidel		ANAREDE	
	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)
1	1	0	1	0	1	0
2	0,99997	-0,00108	0,99997	-0,00102	1	0
3	0,99994	-0,00217	0,99994	-0,00204	1	0
4	0,99985	-0,00556	0,99985	-0,00523	1	-0,01
5	0,99903	-0,01800	0,99908	-0,01645	1	-0,02
6	0,99009	0,04990	0,99072	0,05207	0,99	0,05
7	0,98080	0,12171	0,98201	0,12445	0,98	0,12
8	0,97858	0,13892	0,97994	0,14179	0,98	0,14
9	0,97744	0,14771	0,97888	0,15065	0,98	0,15
10	0,97244	0,23252	0,97500	0,22650	0,97	0,23
11	0,97134	0,25133	0,97415	0,24324	0,97	0,25
12	0,96818	0,30416	0,97179	0,28884	0,97	0,3
13	0,96526	0,35065	0,96969	0,32726	0,97	0,35
14	0,96236	0,39688	0,96763	0,36523	0,96	0,4
15	0,95949	0,44282	0,96561	0,40274	0,96	0,44
16	0,95895	0,45137	0,96523	0,40977	0,96	0,45
17	0,95807	0,46553	0,96464	0,42102	0,96	0,47

continua

Barra	Método Backward- Forward Sweep		Método Gauss-Seidel		ANAREDE	
	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)
18	0,95806	0,46567	0,96463	0,42118	0,96	0,47
19	0,95760	0,47420	0,96424	0,42891	0,96	0,47
20	0,95730	0,47969	0,96399	0,43391	0,96	0,48
21	0,95682	0,48857	0,96359	0,44201	0,96	0,49
22	0,95681	0,48870	0,96358	0,44216	0,96	0,49
23	0,95674	0,49004	0,96351	0,44346	0,96	0,49
24	0,95658	0,49295	0,96336	0,44629	0,96	0,49
25	0,95641	0,49609	0,96320	0,44927	0,96	0,5
26	0,95634	0,49739	0,96313	0,45054	0,96	0,5
27	0,95632	0,49775	0,96311	0,45093	0,96	0,5
28	0,99993	-0,00242	0,99993	-0,00229	1	0
29	0,99986	-0,00502	0,99986	-0,00489	1	-0,01
30	0,99974	-0,00289	0,99974	-0,00276	1	0
31	0,99972	-0,00252	0,99972	-0,00239	1	0
32	0,99961	-0,00064	0,99961	-0,00051	1	0
33	0,99935	0,00379	0,99936	0,00392	1	0
34	0,99902	0,00964	0,99902	0,00977	1	0,01
35	0,99895	0,01070	0,99895	0,01083	1	0,01
36	0,99992	-0,00268	0,99993	-0,00254	1	0
37	0,99975	-0,00908	0,99976	-0,00869	1	-0,01
38	0,99959	-0,01149	0,99960	-0,01094	1	-0,01
39	0,99955	-0,01218	0,99956	-0,01159	1	-0,01
40	0,99954	-0,01221	0,99956	-0,01162	1	-0,01
41	0,99885	-0,02320	0,99889	-0,02166	1	-0,02
42	0,99855	-0,02783	0,99861	-0,02589	1	-0,03
43	0,99852	-0,02844	0,99858	-0,02645	1	-0,03
44	0,99851	-0,02859	0,99857	-0,02659	1	-0,03
45	0,99841	-0,03040	0,99848	-0,02826	1	-0,03
46	0,99841	-0,03041	0,99847	-0,02827	1	-0,03
47	0,99980	-0,00734	0,99980	-0,00701	1	-0,01
48	0,99855	-0,05220	0,99856	-0,05187	1	-0,05
49	0,99471	-0,19130	0,99471	-0,19097	0,99	-0,19

continua

Barra	Método Backward-Forward Sweep		Método Gauss-Seidel		ANAREDE	
	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)	V (pu)	Th (°)
50	0,99416	-0,21112	0,99417	-0,21079	0,99	-0,21
51	0,97854	0,13922	0,97991	0,14209	0,98	0,14
52	0,97854	0,13940	0,97989	0,14227	0,98	0,14
53	0,97466	0,16969	0,97610	0,17257	0,97	0,17
54	0,97141	0,19535	0,97287	0,19816	0,97	0,19
55	0,96694	0,23094	0,96840	0,23366	0,97	0,23
56	0,96257	0,26589	0,96405	0,26852	0,96	0,27
57	0,94010	0,66246	0,94164	0,66362	0,94	0,66
58	0,92904	0,86507	0,93061	0,86545	0,93	0,86
59	0,92476	0,94598	0,92634	0,94604	0,92	0,95
60	0,91973	1,05048	0,92133	1,05012	0,92	1,05
61	0,91234	1,11948	0,91395	1,11887	0,91	1,12
62	0,91205	1,12223	0,91366	1,12161	0,91	1,12
63	0,91166	1,12589	0,91327	1,12526	0,91	1,13
64	0,90976	1,14376	0,91138	1,14306	0,91	1,14
65	0,90918	1,14913	0,91080	1,14842	0,91	1,15
66	0,97129	0,25247	0,97414	0,24416	0,97	0,25
67	0,97128	0,25249	0,97414	0,24419	0,97	0,25
68	0,96785	0,31022	0,97168	0,29320	0,97	0,31
69	0,96785	0,31024	0,97168	0,29323	0,97	0,31

Fonte: Autoria Própria (2019)

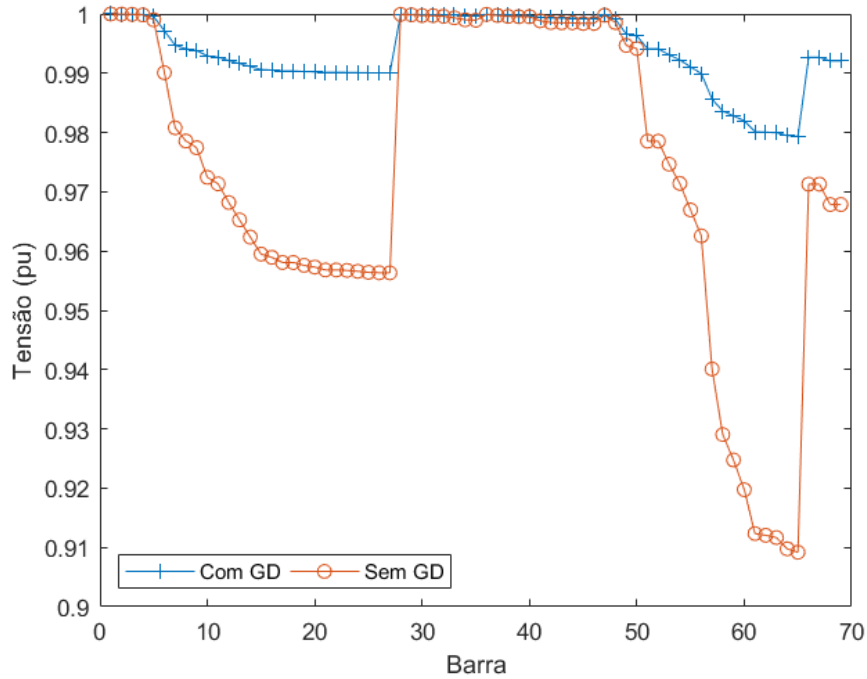
5.4 EFEITO DA INSERÇÃO DE GD NA QUALIDADE DE TENSÃO

No capítulo 4 foram abordados os conceitos referentes à geração distribuída, *microgrids* e normas em relação a esses conceitos, algumas dessas normas dizem respeito a qualidade de energia, com foco nos níveis de tensão em regime permanente, que devem ser seguidos pelas concessionárias de energia elétrica em seus sistemas de distribuição. Na mesma seção, foi citado o módulo 3 do PRODIST onde são definidas as faixas de classificação de tensão como sendo adequada, precária ou crítica.

A figura 26 ilustra o efeito produzido pela GD em cada barra do sistema. Pode-se

observar a diminuição da queda de tensão ao longo da linha, o que pode ajudar o sistema a ficar dentro dos padrões de qualidade estabelecidos.

Figura 26 – Comparação dos módulos das tensões com e sem a presença de GDs

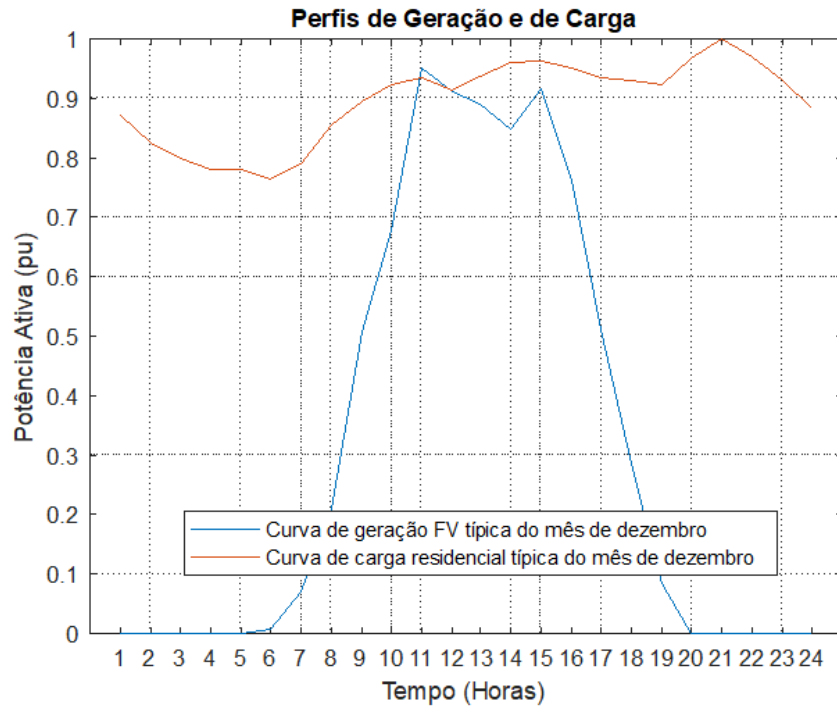


Fonte: Autoria Própria (2019)

5.5 RESULTADOS DO FP HORÁRIO

Para a validação do algoritmo de fluxo de potência horário implementado neste trabalho, foram usados os resultados apresentados por Gurski et al. (2018). O sistema teste usado foi o sistema de 33 barras de Baran e Wu (1989). A curva de geração usada foi uma curva de geração fotovoltaica típica do mês de dezembro e a curva de carga usada foi uma curva de carga residencial típica de dezembro apresentadas na figura 27.

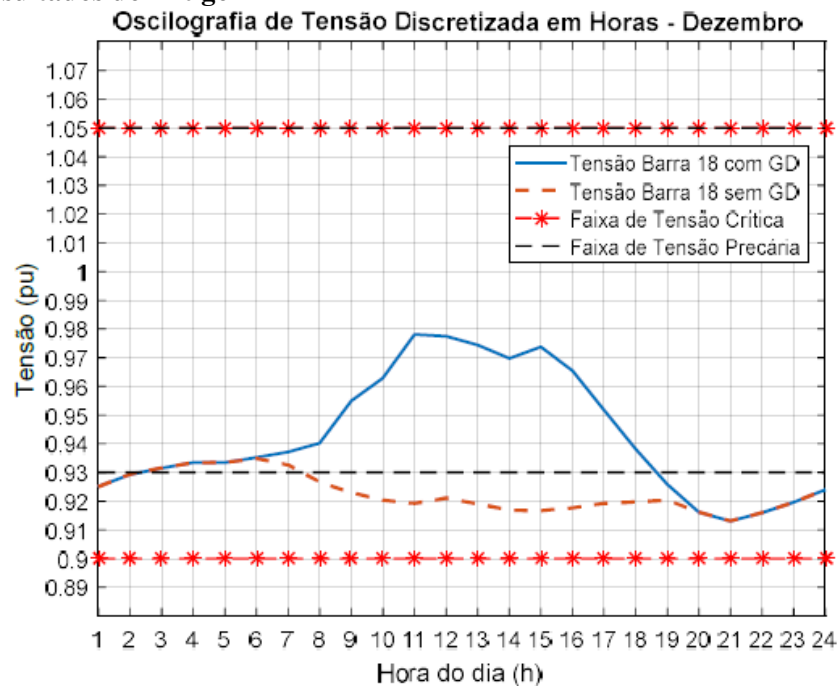
Figura 27 – Curvas de Geração e Carga



Fonte: Adaptado de Gurski et al. (2018)

Os resultados obtidos por Gurski et al. (2018) podem ser observados na figura 28.

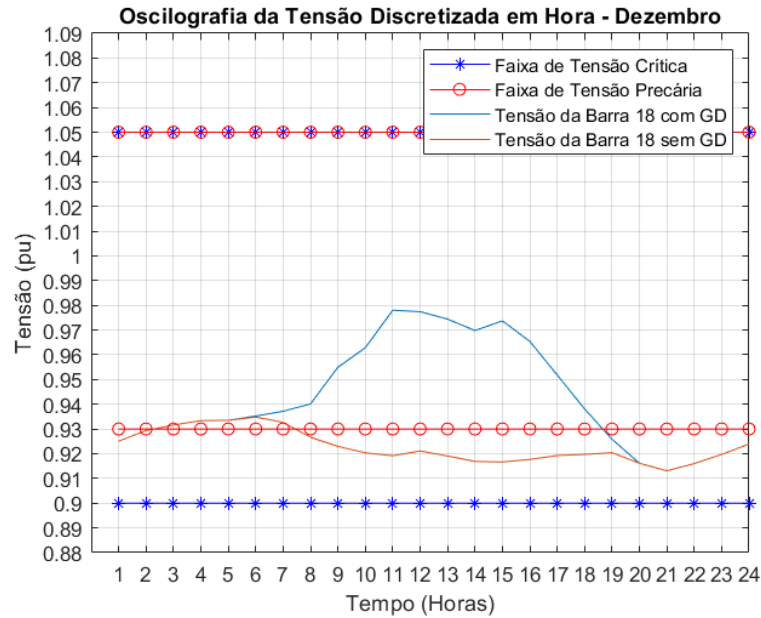
Figura 28 – Resultados do Artigo



Fonte: Adaptado de Gurski et al. (2018)

Os resultados obtidos pelo algoritmo de FP horário implementado neste trabalho está apresentado na figura 29. Tais resultados se validam com os resultados obtidos no artigo.

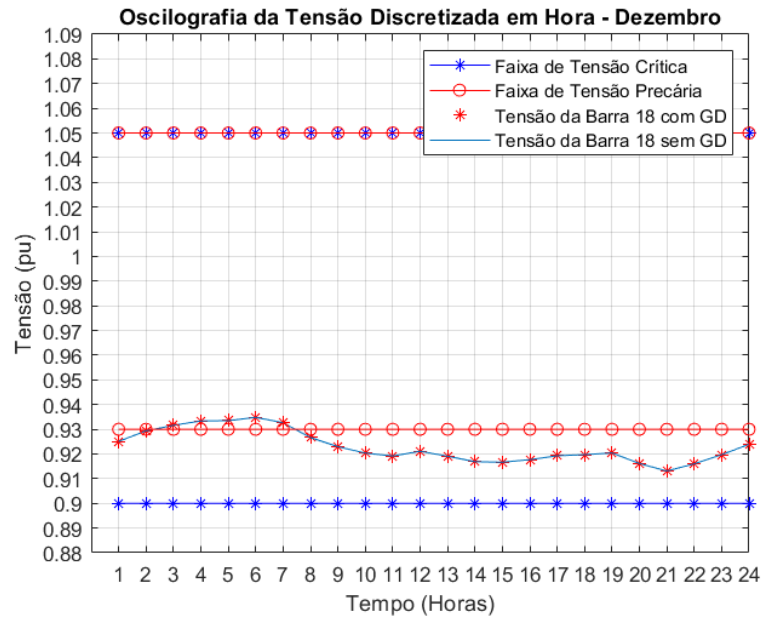
Figura 29 – Resultados do Algoritmo de FP Horário Implementado



Fonte: Autoria Própria (2019)

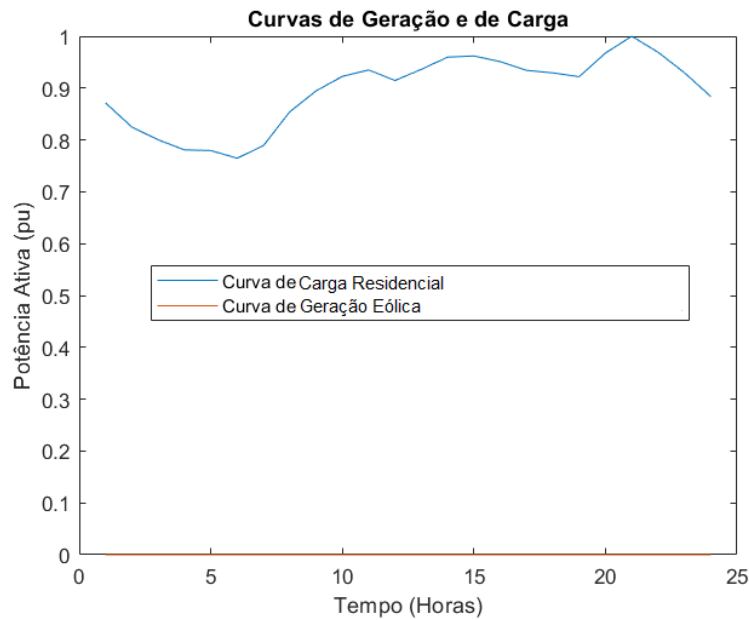
Na figura 30 está apresentado o resultado do FP horário obtido com uma curva de geração eólica obtida pelo algoritmo para geração de curvas eólicas sintéticas. A curva de potência é dada na figura 31.

Figura 30 – Resultados do Algoritmo de FP Horário Implementado



Fonte: Autoria Própria (2019)

Figura 31 – Curvas de Geração Eólica e Carga Residencial



Fonte: Autoria Própria (2019)

Tais resultados levam a conclusão de que na região de Ivaí (PR) não é viável a implantação de GDs eólicas devido ao baixo potencial eólico na região (AMARANTE et al., 2001).

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho foram discutidos inicialmente os problemas existentes no estudo de fluxo de potência nos sistemas de distribuição. Como proposta de solução para tais problemas foi estudado o método da varredura direta/inversa, pois este se adéqua muito bem para a resolução de sistemas radiais ramificados.

Foi feita uma revisão bibliográfica sobre os conceitos básico do fluxo de potência e também dos modelos e métodos matemáticos para resolução do fluxo de potência. Foram equacionados os métodos de Gauss-Seidel e Newton-Raphson e discutiu-se sobre outros métodos que estão sendo desenvolvidos por outros pesquisadores. Também equacionou-se o método BFS de dois modos diferentes, em um deles usa-se o operador complexo no equacionamento e no outro usa-se coordenadas retangulares. Neste capítulo também implementou-se computacionalmente o método BFS e resolveu-se um exemplo passo-a-passo.

No capítulo 4 foi feita uma revisão sobre geração distribuída e suas tecnologias e também foi abordado o conceito de *microgrid*. Neste capítulo também foram vistas as normas do IEEE e da COPEL sobre o acesso de micro e mini geração distribuída à rede.

Como produto deste trabalho de conclusão de curso foram obtidos resultados de cenários dos sistemas de 10, 33 e 69 barras. A partir deles pôde-se concluir que o método BFS é confiável e eficaz na resolução de fluxos de potência em sistemas de distribuição.

Em trabalhos futuros poderão ser estudados sistemas maiores e mais ramificados que o de 69 barras, visto que quanto maior e mais ramificado o sistema, mais notável será o desempenho do método BFS. Poderão também ser feitos estudos de estabilidade e de análise de contingências.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T. *Wind power in power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2005.
- AMARANTE, O. A.; BROWER, M.; ZACK, J.; EOLICA, C. S. E.; SOLUTIONS, T. Atlas do potencial eólico brasileiro. In: **Atlas do potencial eólico brasileiro**. [S.l.]: Ministerio de Minas e Energia - Eletrobras, 2001.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. *Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing*. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.
- BETZ, A. Das maximum der theoretisch möglichen ausnutzung des windes durch windmotoren. **Zeitschrift fur das gesamte Turbinenwesten**, v. 20, 1920.
- CHEN, T.-H.; CHEN, M.-S.; HWANG, K.-J.; KOTAS, P.; CHEBLI, E. A. *Distribution System Power Flow Analysis - a Rigid Approach*. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 6, n. 3, p. 1146–1152, 1991.
- CHIANG, H.-D.; JEAN-JUMEAU, R. Optimal network reconfigurations in distribution systems. i. a new formulation and a solution methodology. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 5, n. 4, p. 1902–1909, 1990.
- CLARK, K.; MILLER, N. W.; SANCHEZ-GASCA, J. J. Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies. **GE energy**, v. 4, p. 4–13, 2010.
- CUSTÓDIO, R. S. Energia eólica para produção de energia elétrica. **Acta**, 2013.
- DAS, D.; NAGI, H. S.; KOTHARI, D. P. *Novel method for solving radial distribution networks*. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 141, n. 4, p. 291–298, July 1994. ISSN 1350-2360.
- DENG, Y.; HE, Y.; ZHANG, B. A branch-estimation-based state estimation method for radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 17, n. 4, p. 1057–1062, Oct 2002. ISSN 0885-8977.
- DURCE, C. C.; TORTELLI, O. L.; LOURENCO, E. M.; LOURENÇO, E. M.; LODDI, T. Complex normalization to perform power flow analysis in emerging distribution systems. In: IEEE. **2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)**. [S.l.], 2012. p. 1–6.
- EXPOSITO, A. G.; RAMOS, E. R. *Reliable load flow technique for radial distribution networks*. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 14, n. 3, p. 1063–1069, 1999.
- GARCIA, P. A.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO, S.; COSTA, V. M. da; MARTINS, N. *Three-phase power flow calculations using the current injection method*. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 15, n. 2, p. 508–514, 2000.

- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. *Power System Analysis & Design*. [S.l.]: Cengage Learning, 2012.
- GURSKI, E.; MORAES, F. A.; FRITZEN, P. C.; BENEDITO, R. A. d. S. Algoritmo computacional para análise de fluxo de potência diário com inserção de geração distribuída fotovoltaica. **Smart Energy Paraná**, 2018.
- HAQUE, M. H. *Efficient load flow method for distribution systems with radial or mesh configuration*. [S.l.]: *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 1996.
- Hennessey Jr, J. P. A comparison of the weibull and rayleigh distributions for estimating wind power potential. **Wind Engineering**, JSTOR, p. 156–164, 1978.
- IEEE. Ieee guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. **IEEE Std 1547.4-2011**, p. 1–54, July 2011.
- JAN, M.; JANUSZ, W. B.; JAMES, R. B. *Power system dynamics: Stability and Control*. **John Wiley and Sons**, 2008.
- JUSTUS, C. G.; HARGRAVES, W. R.; MIKHAIL, A.; GRABER, D. Methods for estimating wind speed frequency distributions. **Journal of applied meteorology**, v. 17, n. 3, p. 350–353, 1978.
- KUMAR, R. J. R.; JAIN, A. *Load flow methods in distribution systems with dispersed generations: A brief review*. In: **2015 1st Conference on Power, Dielectric and Energy Management at NERIST (ICPDEN)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–4.
- KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. *Power system stability and control*. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7.
- LOURENÇO, E. M.; LODDI, T.; TORTELLI, O. L. Unified load flow analysis for emerging distribution systems. In: IEEE. **2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)**. [S.l.], 2010. p. 1–7.
- MITHULANANTHAN, N.; HUNG, D. Q.; LEE, K. Y. *Intelligent Network Integration of Distributed Renewable Generation*. [S.l.]: Springer International Publishing, 2017.
- MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. [S.l.]: Edgard Blücher, 1983.
- MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. [S.l.]: Ed Unicamp, 2001.
- MOON, Y.-H.; CHOI, B.-K.; CHO, B.-H.; KIM, S.-H.; HA, B.-N.; LEE, J.-H. *Fast and reliable distribution system load flow algorithm based on the Y/sub BUS/formulation*. **Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE**, v. 1, p. 238–242, 1999.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **CEPEL - DTE - CRESESB**, v. 1, p. 47–499, 2014.
- PIZZALI, L. F. O. Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios. **UNESP. Ilha solteira**, 2003.

- PRODIST, A. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. [S.l.]: ANEEL, 2016.
- RAJICIC, D.; BOSE, A. *A Modification to the Fast Decoupled Power Flow for Networks with High R/X ratios*. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 3, n. 2, p. 743–746, 1988.
- REZA, M. *Stability analysis of transmission systems with high penetration of distributed generation*. 2006. Tese (Doutorado) — *Technische Universiteit Delft*, 2006.
- SAADAT, H. *Power System Analysis*. [S.l.]: McGraw-Hill Higher Education, 1999.
- SALLAM, A. A.; MALIK, O. P. *Electric distribution systems*. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2018.
- SANCHES, D. S. **Algoritmos evolutivos multi-objetivo para reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2013. Tese (phdthesis) — EESC - USP, 2013.
- SCHIFFER, J. *Stability and Power Sharing in Microgrids*. 2015. Dissertação (Mestrado) — *Technischen Universität Berlin*, 2015.
- SNEL, H. Review of the present status of rotor aerodynamics. **Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology**, Wiley Online Library, v. 1, n. S1, p. 46–69, 1998.
- SRINIVAS, S. M. *Distribution load flows: A briefer view*. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, IEEE, v. 2, n. 2, p. 942–945, 2000.
- STAGG, A. H.; EL-ABIAD. *Computer methods in power system analysis*. [S.l.]: McGRAW-HILL, 1968.
- STEVENSON, W. D. *Elements of Power System Analysis*. Second. [S.l.]: McGraw-Hill, 1975.
- ZIMMERMAN, R. D.; CHIANG, H.-D. *Fast Decoupled Power Flow for Unbalanced Radial Distribution Systems*. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 10, n. 4, p. 2045–2052, 1995.

ANEXO A -- SISTEMA 33 BARRAS

Tabela 15 – Dados De Base do Sistema 33 Barras

Dados Sistema 33 barras - Baran e Wu 1989

Sbase	Vbase	Zbase
0,1 MVA	13 kV	1.602,7560 Ω

Fonte: Baran e Wu (1989)

Tabela 16: Dados de Barra do Sistema 33 Barras

Barra	Tipo	V (pu)	Th (°)	Potência Ativa de Geração (pu)	Potência Ativa de Carga (pu)	Potência Reativa de Carga (pu)
1	θV	1	0	0	0	0
2	PQ	1	0	0,1	1	0,6
3	PQ	1	0	0,09	0,9	0,4
4	PQ	1	0	0,12	1,2	0,8
5	PQ	1	0	0,06	0,6	0,3
6	PQ	1	0	0,06	0,6	0,2
7	PQ	1	0	0,2	2	1
8	PQ	1	0	0,2	2	1
9	PQ	1	0	0,06	0,6	0,2
10	PQ	1	0	0,06	0,6	0,2
11	PQ	1	0	0,04	0,45	0,3
12	PQ	1	0	0,06	0,6	0,35
13	PQ	1	0	0,06	0,6	0,35
14	PQ	1	0	0,12	1,2	0,8
15	PQ	1	0	0,06	0,6	0,1
16	PQ	1	0	0,06	0,6	0,2

Continua

Barra	Tipo	V (pu)	Th (°)	Potência Ativa de Geração (pu)	Potência Ativa de Carga (pu)	Potência Reativa de Carga (pu)
17	PQ	1	0	0,06	0,6	0,2
18	PQ	1	0	0,09	0,9	0,4
19	PQ	1	0	0,09	0,9	0,4
20	PQ	1	0	0,09	0,9	0,4
21	PQ	1	0	0,09	0,9	0,4
22	PQ	1	0	0,09	0,9	0,4
23	PQ	1	0	0,09	0,9	0,5
24	PQ	1	0	0,42	4,2	2
25	PQ	1	0	0,42	4,2	2
26	PQ	1	0	0,06	0,6	0,25
27	PQ	1	0	0,06	0,6	0,25
28	PQ	1	0	0,06	0,6	0,2
29	PQ	1	0	0,12	1,2	0,7
30	PQ	1	0	0,2	2	6
31	PQ	1	0	0,15	1,5	0,7
32	PQ	1	0	0,21	2,1	1
33	PQ	1	0	0,06	0,6	0,4

Fonte: Baran e Wu (1989)

Tabela 17 – Dados de Linha do Sistema 33 Barras

Origem	Destino	Resistência (pu)	Reatância Série (pu)	Susceptância Shunt (pu)
1	2	0,00006	0,00003	0,00000
2	3	0,00031	0,00016	0,00000
3	4	0,00023	0,00012	0,00000
4	5	0,00024	0,00012	0,00000
5	6	0,00051	0,00044	0,00000
6	7	0,00012	0,00039	0,00000
7	8	0,00044	0,00015	0,00000
8	9	0,00064	0,00046	0,00000
9	10	0,00065	0,00046	0,00000
10	11	0,00012	0,00004	0,00000
11	12	0,00023	0,00008	0,00000
12	13	0,00092	0,00072	0,00000
13	14	0,00034	0,00044	0,00000
14	15	0,00037	0,00033	0,00000
15	16	0,00047	0,00034	0,00000
16	17	0,00080	0,00107	0,00000
17	18	0,00046	0,00036	0,00000
2	19	0,00010	0,00010	0,00000
19	20	0,00094	0,00085	0,00000
20	21	0,00026	0,00030	0,00000
21	22	0,00044	0,00058	0,00000
3	23	0,00028	0,00019	0,00000
23	24	0,00056	0,00044	0,00000
24	25	0,00056	0,00044	0,00000
6	26	0,00013	0,00006	0,00000
26	27	0,00018	0,00009	0,00000
27	28	0,00066	0,00058	0,00000
28	29	0,00050	0,00044	0,00000
29	30	0,00032	0,00016	0,00000
30	31	0,00061	0,00060	0,00000
31	32	0,00019	0,00023	0,00000
32	33	0,00021	0,00033	0,00000

Fonte: Baran e Wu (1989)

ANEXO B -- SISTEMA 69 BARRAS

Tabela 18 – Dados De Base do Sistema 69 Barras

Dados Sistema 69 barras		
Sbase	Vbase	Zbase
100 MVA	13 kV	1,6028 Ω

Fonte: Durce et al. (2012)

Tabela 19: Dados de Barra do Sistema 69 Barras

Barra	Tipo	V (pu)	Th (°)	Potência Ativa de Geração (pu)	Potência Ativa de Carga (pu)	Potência Reativa de Carga (pu)
1	θV	1	0	0	0	0
2	PQ	1	0	0	0	0
3	PQ	1	0	0	0	0
4	PQ	1	0	0	0	0
5	PQ	1	0	0	0	0
6	PQ	1	0	0	0,000026	0,000022
7	PQ	1	0	0	0,000404	0,0003
8	PQ	1	0	0	0,00075	0,00054
9	PQ	1	0	0	0,0003	0,00022
10	PQ	1	0	0	0,00028	0,00019
11	PQ	1	0	0	0,00145	0,00104
12	PQ	1	0	0	0,00145	0,00104
13	PQ	1	0	0	0,00008	0,000055
14	PQ	1	0	0	0,00008	0,000055
15	PQ	1	0	0	0	0
16	PQ	1	0	0	0,000455	0,0003

continua

Barra	Tipo	V (pu)	Th (°)	Potência Ativa de Geração (pu)	Potência Ativa de Carga (pu)	Potência Reativa de Carga (pu)
17	PQ	1	0	0	0,0006	0,00035
18	PQ	1	0	0	0,0006	0,00035
19	PQ	1	0	0	0	0
20	PQ	1	0	0	0,00001	0,000006
21	PQ	1	0	0	0,00114	0,00081
22	PQ	1	0	0	0,000053	0,000035
23	PQ	1	0	0	0	0
24	PQ	1	0	0	0,00028	0,0002
25	PQ	1	0	0	0	0
26	PQ	1	0	0	0,00014	0,0001
27	PQ	1	0	0	0,00014	0,0001
28	PQ	1	0	0	0,00026	0,000185
29	PQ	1	0	0	0,00026	0,000185
30	PQ	1	0	0	0	0
31	PQ	1	0	0	0	0
32	PQ	1	0	0	0	0
33	PQ	1	0	0	0,00014	0,0001
34	PQ	1	0	0	0,000195	0,00014
35	PQ	1	0	0	0,00006	0,00004
36	PQ	1	0	0	0,00026	0,000186
37	PQ	1	0	0	0,00026	0,000186
38	PQ	1	0	0	0	0
39	PQ	1	0	0	0,00024	0,00017
40	PQ	1	0	0	0,00024	0,00017
41	PQ	1	0	0	0,000012	0,00001
42	PQ	1	0	0	0	0
43	PQ	1	0	0	0,00006	0,000043
44	PQ	1	0	0	0	0
45	PQ	1	0	0	0,000392	0,000263
46	PQ	1	0	0	0,000392	0,000263
47	PQ	1	0	0	0	0
48	PQ	1	0	0	0,00079	0,000564

continua

Barra	Tipo	V (pu)	Th (°)	Potência Ativa de Geração (pu)	Potência Ativa de Carga (pu)	Potência Reativa de Carga (pu)
49	PQ	1	0	0	0,003847	0,002745
50	PQ	1	0	0	0,003847	0,002745
51	PQ	1	0	0	0,000405	0,000283
52	PQ	1	0	0	0,000036	0,000027
53	PQ	1	0	0	0,000043	0,000035
54	PQ	1	0	0	0,000264	0,00019
55	PQ	1	0	0	0,00024	0,000172
56	PQ	1	0	0	0	0
57	PQ	1	0	0	0	0
58	PQ	1	0	0	0	0
59	PQ	1	0	0	0,001	0,00072
60	PQ	1	0	0	0	0
61	PQ	1	0	0	0,01244	0,00888
62	PQ	1	0	0	0,00032	0,00023
63	PQ	1	0	0	0	0
64	PQ	1	0	0	0,00227	0,00162
65	PQ	1	0	0	0,00059	0,00042
66	PQ	1	0	0	0,00018	0,00013
67	PQ	1	0	0	0,00018	0,00013
68	PQ	1	0	0	0,00028	0,0002
69	PQ	1	0	0	0,00028	0,0002

Fonte: Durce et al. (2012)

Tabela 20: Dados de Linha do Sistema 69 Barras

Origem	Destino	Resistência (pu)	Reatância Série (pu)	Susceptância Shunt (pu)
1	2	0,0005	0,0011	0
2	3	0,0005	0,0011	0
3	4	0,0014	0,0035	0
4	5	0,0252	0,0293	0
5	6	0,3661	0,1864	0

continua

Origem	Destino	Resistência (pu)	Reatância Série (pu)	Susceptância Shunt (pu)
6	7	0,3811	0,1941	0
7	8	0,0922	0,0470	0
8	9	0,0494	0,0252	0
9	10	0,8190	0,2707	0
10	11	0,1872	0,0619	0
11	12	0,7113	0,2351	0
12	13	1,0300	0,3400	0
13	14	1,0441	0,3449	0
14	15	1,0580	0,3496	0
15	16	0,1967	0,0651	0
16	17	0,3744	0,1237	0
17	18	0,0046	0,0016	0
18	19	0,3276	0,1083	0
19	20	0,2106	0,0696	0
20	21	0,3416	0,1128	0
21	22	0,0139	0,0046	0
22	23	0,1592	0,0526	0
23	24	0,3464	0,1144	0
24	25	0,7488	0,2475	0
25	26	0,3089	0,1021	0
26	27	0,1733	0,0572	0
3	28	0,0043	0,0107	0
28	29	0,0640	0,1564	0
29	30	0,3978	0,1314	0
30	31	0,0702	0,0232	0
31	32	0,3510	0,1160	0
32	33	0,8391	0,2816	0
33	34	1,7079	0,5647	0
34	35	1,4739	0,4873	0
3	36	0,0043	0,0107	0
36	37	0,0640	0,1564	0
37	38	0,1053	0,1229	0
38	39	0,0305	0,0354	0

continua

Origem	Destino	Resistência (pu)	Reatância Série (pu)	Susceptância Shunt (pu)
39	40	0,0018	0,0021	0
40	41	0,7283	0,8509	0
41	42	0,3100	0,3622	0
42	43	0,0410	0,0478	0
43	44	0,0091	0,0115	0
44	45	0,1088	0,1374	0
45	46	0,0010	0,0011	0
4	47	0,0034	0,0083	0
47	48	0,0851	0,2084	0
48	49	0,2898	0,7091	0
49	50	0,0822	0,2012	0
8	51	0,0928	0,0473	0
51	52	0,3319	0,1114	0
9	53	0,1741	0,0886	0
53	54	0,2031	0,1034	0
54	55	0,2842	0,1447	0
55	56	0,2813	0,1433	0
56	57	1,5900	0,5337	0
57	58	0,7838	0,2630	0
58	59	0,3042	0,1007	0
59	60	0,3861	0,1172	0
60	61	0,5074	0,2585	0
61	62	0,0975	0,0495	0
62	63	0,1451	0,0737	0
63	64	0,7105	0,3619	0
64	65	1,0410	0,5302	0
11	66	0,2012	0,0611	0
66	67	0,0046	0,0014	0
12	68	0,7394	0,2444	0
68	69	0,0046	0,0016	0

Fonte: Durce et al. (2012)