

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Um Modelo Unificado para Análise de Geração Distribuída em
Sistemas de Transmissão e Distribuição

Adriano Batista de Almeida

Itajubá, abril de 2015

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Adriano Batista de Almeida

**Um Modelo Unificado para Análise de Geração Distribuída em
Sistemas de Transmissão e Distribuição**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Antonio Carlos Zambroni de Souza

Orientador: Benedito Isaías de Lima Lopes

**Abril de 2015
Itajubá - MG**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Adriano Batista de Almeida

Um Modelo Unificado para Análise de Geração Distribuída em
Sistemas de Transmissão e Distribuição

Tese aprovada por banca examinadora em 7 de abril de 2015,
conferindo ao autor o título de *Doutor em Ciências em
Engenharia Elétrica*.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza (Orientador)

Prof. Dr. Benedito Isaías Lima Lopes (Orientador)

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

Prof. Dr. Júlio César Stacchini de Souza (UFF)

Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi (UNIFEI)

Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho (UNIFEI)

*Este trabalho é dedicado a minha família, meus amados pais
Luiz e Lucinéia, meus irmãos e principalmente a minha
querida esposa Etiane e nosso amado filho Samuel, que acabou
de chegar para nos encher de alegrias.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por ter permitido que eu chegasse até aqui.

À minha família, por sempre estar ao meu lado.

Ao meu orientador, professor Antonio Carlos Zambroni de Souza, por toda a confiança a mim atribuída, pela amizade, por contribuir com minha formação acadêmica e por me proporcionar grandes oportunidades.

Ao meu orientador, professor Benedito Isaías Lima Lopes, pela orientação.

Aos meus amigos que tanto me estimularam.

A Universidade Federal de Itajubá.

A CAPES, pelo auxílio financeiro durante a execução deste trabalho.

The world is a dangerous place to live; not because of the people who are evil, but because of the people who don't do anything about it.
(Albert Einstein)

Resumo

Tendo em vista o crescente aumento da conexão de pequenas fontes de geração distribuída no sistema, esta tese apresenta uma abordagem simples e robusta para unificar a solução trifásica do fluxo de potência dos sistemas de distribuição com a solução monofásica do fluxo de potência do sistema de transmissão (Fluxo Unificado). Assim, permitindo a investigação do impacto da alta penetração de geração distribuída nos sistema de distribuição e também no sistema de transmissão.

Este Fluxo Unificado permite que ambos os sistemas sejam resolvidos simultaneamente, preservando a característica balanceada do sistema de transmissão e a desbalanceada do sistema de distribuição. Para obter a solução, os sistemas são decompostos em dois subconjuntos de equações, onde cada subconjunto de equações é resolvido separadamente, assim como na formulação do método desacoplado de fluxo de potência.

O Fluxo Unificado apresenta boas características de convergência, com a vantagem de precisar fatorar matrizes Jacobianas de pequena dimensão ao invés de uma matriz de grande dimensão, o que pode reduzir muito o esforço computacional. Além disso, o método permite o emprego de processamento paralelo, possibilitando reduzir ainda mais o tempo computacional.

Uma plataforma computacional foi desenvolvida em MATLAB[®] incorporando o Fluxo Unificado e os modelos de regime permanente de energia eólica e sistemas fotovoltaicos. Desta forma, possibilitando a avaliação da influência dessas fontes de geração no sistema devido à variação das condições meteorológicas.

Algumas simulações são realizadas para validar a metodologia e também é apresentada, sob o ponto de vista de estabilidade tensão, uma análise das barras críticas e da margem de carga do sistema de transmissão, considerando alta penetração de geração distribuída.

Palavras-chaves: Fluxo de Potência Unificado, Geração Distribuída, Fontes de Energia Renovável.

Abstract

Facing the growing increase of small distributed generation sources connected to the system, this thesis presents a simple and robust approach to unify the three-phase solution of the distribution system power flow with the single phase solution of the transmission system power flow (Unified Power Flow). Thus, allowing the assessment of the impact of high penetration of the distributed generation on the distribution system and also on the transmission system.

This Unified Power Flow allows both systems to be solved simultaneously preserving the balanced characteristic of the transmission system and the unbalanced characteristic of the distribution system. In order to obtain the solution, the systems are decomposed into two subsets of equations, where each subset of equation is solved separately, just like in the decoupled formulation of power flow.

The Unified Power Flow presents good convergence characteristics with the advantage that small Jacobian matrices may be factorized instead of a big one, which may greatly reduce the computational effort. Furthermore, the methodology allows the use of parallel processing to further reduce the computational time.

A computational platform has been developed in MATLAB[®] incorporating the Unified Power Flow and the steady-state models of wind power and photovoltaic systems. Thus, enabling the analysis of the influence of distributed generation sources due to changes in the weather conditions.

Some simulations are performed to validate the methodology and it is also presented an analysis of critical buses and transmission system loading margin under the voltage stability point of view, considering high penetration of distributed generation.

Key-words: Unified Power Flow, Distributed Generation, Renewable Energy Sources.

Lista de ilustrações

Figura 2.1 – Circuito π Equivalente da Linha de Transmissão Trifásica com Parâmetros Concentrados.	22
Figura 2.2 – Circuito π Equivalente de um regulador de tensão.	32
Figura 3.1 – Circuito equivalente da célula fotovoltaica.	36
Figura 3.2 – Curvas $I-V$ do módulo BP SX 120.	41
Figura 3.3 – Curvas $I-V$ do módulo BP SX 120 obtidas com o modelo descrito.	43
Figura 3.4 – Configuração do sistema fotovoltaico.	43
Figura 3.5 – Curva de Tensão vs. Potência.	44
Figura 3.6 – Comparação da potência de saída obtida através do circuito exponencial simples da Figura 3.6 e da equação (3.25).	47
Figura 3.7 – Curvas do coeficiente de desempenho aerodinâmico para diferentes ângulos de passo.	50
Figura 3.8 – Curva de Potência da turbina eólica.	50
Figura 3.9 – Topologia típica de aerogeradores.	52
Figura 3.10 – Circuito equivalente de sequência positiva da máquina de indução.	54
Figura 3.11 – Circuito equivalente de sequência negativa da máquina de indução.	54
Figura 4.1 – Diagrama representativo do sistema global.	56
Figura 4.2 – Fluxograma da metodologia de solução do fluxo de potência unificado.	59
Figura 4.3 – Fluxograma da plataforma de simulação.	61
Figura 5.1 – Sistema Teste IEEE 4 Barras.	63
Figura 5.2 – Sistema-Teste Brasileiro 16 Barras.	66
Figura 5.3 – Sistema de distribuição IEEE 34 Barras.	66
Figura 5.4 – Comparação das tensões do sistema de transmissão entre a solução trifásica e a unificada.	68
Figura 5.5 – Tensões do sistema de distribuição obtidas com a solução trifásica.	68
Figura 5.6 – Tensões do sistema de distribuição obtidas com a solução Unificada.	70
Figura 5.7 – Diferença percentual entre a solução trifásica e a Unificada.	70
Figura 5.8 – Diagrama do sistema híbrido.	72
Figura 5.9 – Curva de potência do aerogerador de 800 kW.	74
Figura 5.10 – Curva de potência do aerogerador de 330 kW.	74
Figura 5.11 – Curva de velocidade do vento - V0925.	74
Figura 5.12 – Curva de velocidade do vento - V1004.	75
Figura 5.13 – Curva de velocidade do vento - V0724.	75
Figura 5.14 – Curva de velocidade do vento - V0919.	75
Figura 5.15 – Curva de velocidade do vento - V0717.	76
Figura 5.16 – Curva de velocidade do vento - V1019.	76

Figura 5.17–Curva de velocidade do vento - V1018.	76
Figura 5.18–Curva de radiação solar e temperatura ambiente - S0913.	77
Figura 5.19–Curva de radiação solar e temperatura ambiente - S0218.	77
Figura 5.20–Curva de radiação solar e temperatura ambiente - S0919.	78
Figura 5.21–Curva de carga comercial - dias úteis.	78
Figura 5.22–Curva de carga residencial alta renda - dias úteis.	79
Figura 5.23–Curva de carga residencial média renda - dias úteis.	79
Figura 5.24–Curva de carga residencial baixa renda - dias úteis.	79
Figura 5.25–Tensão da Barra 98 do sistema IEEE118.	81
Figura 5.26–Tensão da Barra 81 do sistema IEEE118.	82
Figura 5.27–Tensão da Barra 102 do sistema IEEE118.	82
Figura 5.28–Tensão da Barra 2 do sistema IEEE118.	82
Figura 5.29–Tensão da Barra 3 do sistema IEEE118.	83
Figura 5.30–Tensão da Barra 117 do sistema IEEE118.	83
Figura 5.31–Perdas de potência ativa nos sistemas IEEE34-A e IEEE123-A.	83
Figura 5.32–Intercâmbio de potência ativa entre os sistemas IEEE34-A e IEEE123-A.	84
Figura 5.33–Fluxo de potência ativa do sistema IEEE118 para o IEEE123-A.	84
Figura 5.34–Fluxo de potência ativa do sistema IEEE118 para o IEEE123-B.	85
Figura 5.35–Fluxo de potência reativa do sistema IEEE118 para o IEEE123-A.	85
Figura 5.36–Fluxo de potência reativa do sistema IEEE118 para o IEEE123-B.	85
Figura 5.37–Potência ativa e reativa do aerogerador da Barra 18 do IEEE123-A.	86
Figura 5.38–Tensão da Barra 102 do sistema IEEE118 – sistema com compensação de potência reativa.	87
Figura 5.39–Tensão da Barra 117 do sistema IEEE118 – sistema com compensação de potência reativa.	87
Figura 5.40–Fluxo de potência reativa do sistema IEEE118 para o IEEE123-A – sistema com compensação de potência reativa.	88
Figura 5.41–Fluxo de potência reativa do sistema IEEE118 para o IEEE123-B – sistema com compensação de potência reativa.	88
Figura 5.42–Margem de carga do sistema.	90
Figura 5.43–Perda de potência ativa no sistema de transmissão.	90

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Tipos de conexões de transformadores.	24
Tabela 3.1 – Características elétricas do módulo BP SX 120.	42
Tabela 3.2 – Parâmetros do módulo BP SX 120 ($S = 1000W/m^2$ e $T_c = 25^\circ C$).	42
Tabela 3.3 – Parâmetros da turbina.	51
Tabela 5.1 – Magnitude e ângulo da tensão do sistema IEEE 4 Barras.	64
Tabela 5.2 – Fluxo de potência do sistema IEEE 4 Barras.	65
Tabela 5.3 – Características de convergência do Sistema IEEE 4 Barras.	65
Tabela 5.4 – Comparação entre a solução trifásica e o Fluxo Unificado para o sistema de transmissão.	67
Tabela 5.5 – Comparação entre a solução trifásica e o Fluxo Unificado para o sistema de distribuição.	69
Tabela 5.6 – Dados das fontes de energia eólica ligadas ao sistema.	73
Tabela 5.7 – Dados das fontes de energia solar ligadas ao sistema.	73
Tabela 5.8 – Disposição das curvas de carga nos sistemas de distribuição.	80
Tabela 5.9 – Ranque das barras críticas do sistema de transmissão.	89
Tabela A.1 – Dados de barras do Sistema - Teste Brasileiro 16 Barras.	111
Tabela A.2 – Dados de transformador do Sistema - Teste Brasileiro 16 Barras.	111
Tabela A.3 – Dados de linha do Sistema - Teste Brasileiro 16 Barras.	112

Lista de abreviaturas e siglas

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FERs	Fontes de Energia Renovável
GD	Geração Distribuída
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
IEEE123	Sistema de Distribuição IEEE 123 Barras
IEEE34	Sistema de Distribuição IEEE 34 Barras
IEEE118	Sistema de Transmissão IEEE 118 Barras
SEP	Sistema Elétrico de Potência
RI	Rede Inteligente

Lista de símbolos

*	Conjugado
A	Ampère
V	Tensão
Ω	Ohm
$^{\circ}\text{C}$	Graus Centígrados
W	Watt
λ	Velocidade específica de rotação da turbina
β	Ângulo de passo das pás da turbina
ω_t	Velocidade de rotação da turbina
J	Matriz Jacobiana
ΔP	Vetor de erro de potência ativa
ΔQ	Vetor de erro de potência reativa
$\Delta \theta$	Vetor de incremento do ângulo da tensão
ΔV	Vetor de incremento do módulo da tensão

Sumário

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Considerações iniciais	14
1.2	Revisão bibliográfica	15
1.3	Motivação e objetivo	16
1.4	Estrutura do trabalho	18
2	FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO	19
2.1	Considerações iniciais	19
2.2	Métodos tradicionais aplicados a sistemas trifásicos	19
2.2.1	Método de varredura direta e inversa	19
2.2.2	Método de Newton-Raphson com rotação de eixos	20
2.2.3	Método da matriz de impedância nodal (Z_{bus})	20
2.3	Fluxo de potência trifásico por injeção de corrente	21
2.3.1	Modelo dos componentes	21
2.3.1.1	Linhas	21
2.3.1.2	Cargas	23
2.3.1.3	Capacitores em derivação	23
2.3.1.4	Transformadores	23
2.3.2	Formulação básica	24
2.3.3	Representação de barras PV e $V\theta$	29
2.3.4	Representação de reguladores de tensão	31
2.4	Considerações finais	34
3	FONTES RENOVÁVEIS	35
3.1	Considerações iniciais	35
3.2	Energia solar	35
3.2.1	Painel fotovoltaico	35
3.2.1.1	Modelo do painel fotovoltaico	36
3.2.1.2	Determinação dos parâmetros em condições padrão de teste	37
3.2.1.3	Dependência dos parâmetros das condições de operação	40
3.2.1.4	Validação do modelo exponencial simples	41
3.2.2	Partes do sistema fotovoltaico	42
3.2.2.1	Seguidor do ponto de máxima potência	43
3.2.2.2	Conversor CC/CA	45
3.2.2.3	Modelo de regime permanente	45
3.3	Energia eólica	46

3.3.1	Turbinas eólicas	47
3.3.1.1	Modelagem da turbina eólica	48
3.3.2	Geradores eólicos	51
3.3.2.1	Modelos dos geradores eólicos considerados	53
3.4	Considerações finais	55
4	FLUXO DE POTÊNCIA UNIFICADO	56
4.1	Considerações iniciais	56
4.1.1	Solução unificada do fluxo de potência dos sistemas de distribuição e transmissão	56
4.1.2	Consideração das GDs no fluxo unificado	60
4.2	Considerações finais	62
5	RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA UNIFICADO	63
5.1	Considerações iniciais	63
5.2	Comparação da metodologia proposta com a solução trifásica	63
5.2.1	Sistema Teste de Distribuição IEEE 4 Barras	63
5.2.2	Sistema de Distribuição IEEE 34 Barras conectado ao Sistema-Teste Brasileiro 16 Barras	65
5.3	Análise de sistema com alta penetração de GD	71
5.3.1	Sistema proposto para simulação	71
5.3.2	Resultados das simulações	81
5.4	Influência das GDs na estabilidade de tensão	88
5.5	Considerações finais	91
6	CONCLUSÃO	92
6.1	Considerações finais	92
6.2	Trabalhos futuros	93
6.3	Publicações decorrentes do estudo	93
	REFERÊNCIAS	95
	APÊNDICES	100
	APÊNDICE A – FORMULAÇÃO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO NO FLUXO DE POTÊNCIA	101
A.1	Formulação da máquina de indução no fluxo de potência monofásico	101
A.2	Formulação da máquina de indução no fluxo de potência trifásico .	103

ANEXOS	110
ANEXO A – DADOS DO SISTEMA - TESTE BRASILEIRO 16 BARRAS	111
ANEXO B – DADOS DO MÓDULO PV BP SX 120	113

1 Introdução

1.1 Considerações iniciais

A eletricidade é um dos elementos mais importantes para a sociedade e a indústria. A demanda de energia elétrica cresceu muito nos últimos anos e vai continuar crescendo. Assim, a qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia são essenciais para o Sistema Elétrico de Potência (SEP). O bom funcionamento do SEP depende de estudos da operação correta e segura, assim como estudos de planejamento e expansão, para que esse crescimento contínuo de carga não comprometa o seu funcionamento.

Além do crescimento contínuo da carga, visando alcançar as metas de redução de emissão de carbono, as fontes de geração de energia elétrica terão que mudar de combustível fóssil para Fontes de Energia Renovável (FERs). A fim de obter essa redução nos impactos ambientais e atender a demanda de energia elétrica, um grande número de pequenas unidades geradoras provenientes de FERs, chamadas de Geração Distribuída (GD), será conectada diretamente no sistema de distribuição. Entre as vantagens da GD, pode-se citar menor nível de investimento, menor espaço físico, curto período de construção, economia de energia, proteção ambiental, etc. Entretanto, alguns problemas associados à entrada desordenada da GD no sistema de distribuição podem surgir, tais como a diminuição dos níveis de confiabilidade, problemas no controle de tensão e potência reativa, descoordenação na proteção e no despacho da geração, etc. O que pode agravar esses problemas é a variabilidade na geração das fontes baseadas em energia solar e eólica, já que a geração dessas fontes depende de condições meteorológicas.

Outra preocupação é que as redes tradicionais de energia elétrica foram projetadas há muitas décadas e nem sempre foram adequadas para suportar as alterações necessárias. Assim, uma rede mais eficiente e confiável é necessária para contornar tais desafios. Diante disso surgem as *Smart Grids*, referidas neste trabalho como Redes Inteligentes (RI). O conceito de RIs é recente e tem diferentes significados para diferentes pessoas. Para alguns, é uma ênfase na comunicação e controle, que não é tipicamente representada em análises de sistema de distribuição. Para outros, significa GD, armazenamento de energia e resposta à demanda. Tal conceito vem sendo discutido por muitos autores na literatura [1, 2, 3, 4]. Porém, para que as RIs se tornem realidade uma série de tecnologias devem amadurecer. Além disso, é de extrema importância que métodos e ferramentas de análise e planejamento sejam desenvolvidos para lidar com a complexidade de tais redes, pois haverá maior necessidade de análises detalhadas do sistema elétrico para melhor gerenciar toda a tecnologia disponível nas RIs.

1.2 Revisão bibliográfica

Apesar de ser reconhecido pelos órgãos reguladores, proprietários e distribuidores que a GD pode trazer importantes benefícios econômicos de diferentes naturezas, compreender seus impactos sobre o sistema elétrico tem sido foco de preocupação dos pesquisadores nos últimos anos. Em [5] é discutida a necessidade do desenvolvimento de ferramentas para análise de sistemas de distribuição tendo em vista a conexão de GD e as RIs. Os autores mostram a evolução dos modelos utilizados desde 1960 e os principais desafios para o desenvolvimento de modelos precisos de sistemas de distribuição com componentes de RI e seu comportamento associado. É citada a necessidade de modelos de distribuição que incluam o efeito de múltiplos alimentadores e dos sistemas de transmissão e subtransmissão. Na literatura é possível encontrar diversos trabalhos tratando de tal assunto. A maior parte dos estudos é realizada a nível de distribuição.

A referência [6], por exemplo, analisa os impactos técnicos e econômicos da GD no sistema de distribuição, juntamente com dispositivos de armazenamento de energia. A análise técnica inclui a avaliação da estabilidade transitória do sistema de distribuição. Os resultados sugerem que os dispositivos de armazenamento de energia juntamente com a GD podem melhorar a estabilidade transitória do sistema. No entanto, os autores mencionam que os resultados não podem ser estendidos para qualquer configuração de sistema. As análises foram realizadas no ambiente MATLAB/SIMULINK®.

A referência [7] apresenta uma análise dos impactos da integração de GD nos sistemas de distribuição, focando principalmente a confiabilidade do sistema. Já em [8] são estudados os impactos da GD sobre a proteção e a qualidade de energia do sistema de distribuição.

Uma metodologia simples que permite incorporar modelos de GD como barras PV e PQ em fluxo de potência trifásico desbalanceado é descrita em [9]. A metodologia permite a mudança do modelo da GD de tensão constante para potência constante durante o processo de solução. Também é apresentada a influência de diferentes modelos e diferentes níveis de penetração de GD no sistema de distribuição.

Por outro lado, poucos estudos se dedicam à análise dos impactos da GD no sistema elétrico global, onde é considerada a interação entre os diferentes níveis do SEP.

Os impactos da GD na estabilidade do sistema de transmissão são investigados em [10]. Este trabalho mostra, através de uma representação monofásica do sistema, que os impactos da GD sobre a estabilidade transitória do sistema de transmissão dependem da tecnologia empregada e do nível de penetração de GD.

Em [11, 12] é apresentada uma solução para o fluxo de potência global unificado, onde os sistemas de transmissão e distribuição são analisados em conjunto. Cada sistema é resolvido separadamente, e o *mismatch* da barra de conexão entre o sistema de transmissão

e distribuição é balanceado através da atualização do valor da tensão e da injeção de potência nessa barra após a convergência do fluxo de potência. Este processo é repetido até que uma tolerância pré-especificada do *mismatch* da barra de conexão seja alcançada. Apesar de permitir processamento paralelo, a convergência pode precisar de um grande número de iterações do fluxo de potência.

Uma análise de contingência no sistema de transmissão baseado na integração do fluxo de potência do sistema de transmissão e distribuição é apresentada em [13]. A integração dos dois sistemas é realizada como em [11]. Os resultados mostram que para sistemas de transmissão onde são conectados dois ou mais sistemas de distribuição e esses são conectados entre si, o modelo global consegue representar a interação entre esses sistemas, o que não acontece com o modelo tradicional de análise.

Uma interface passiva entre o sistema de transmissão e distribuição é proposta em [14]. Tal interface é baseada em um elemento π que pode representar uma linha de transmissão ou um transformador ligando os dois sistemas. Esta interface permite que ambos os sistemas sejam solucionados ao mesmo tempo com uma representação monofásica (sequência positiva) do sistema de transmissão e uma representação trifásica do sistema de distribuição. Desta forma uma única matriz Jacobiana deve ser fatorada, o que aumenta o esforço computacional, visto que essa matriz pode ser de grande dimensão.

A ferramenta desenvolvida nesta tese vem ao encontro do problema apontado por [5], uma vez que os modelos utilizados compreendem várias das necessidades apontadas por este, como, por exemplo, a interação entre o sistema de distribuição e transmissão.

1.3 Motivação e objetivo

Convencionalmente, os sistemas de transmissão e distribuição são analisados separadamente. O sistema de distribuição é representado como uma carga equivalente no sistema de transmissão, onde suas potências ativa e reativa são consideradas como valores conhecidos; enquanto o sistema de transmissão é representado no sistema de distribuição como uma fonte de alimentação equivalente, com valores de magnitude de tensão e ângulo pré-especificados. No entanto, o sistema elétrico de potência real é uma integração dos sistemas de transmissão e distribuição, onde a interação entre eles deve ser considerada em estudos de operação e planejamento. Esta questão vem se tornando mais importante devido ao aumento da penetração de GD conectada no sistema de distribuição [11, 14].

A complexidade dos sistemas de transmissão e distribuição aumenta dramaticamente quando GD é considerada. O uso de GD tem impacto sobre o fluxo de potência, estabilidade de tensão, proteção e qualidade no fornecimento de energia. De fato, a natureza intermitente das FERs torna o controle de estabilidade do sistema uma tarefa muito difícil. Em relação ao sistema de transmissão, quando a penetração de GD é baixa, os impactos sobre a

transmissão podem ser negligenciados. No entanto, quando a penetração de GD aumenta muito, seu impacto já não está mais restrito apenas ao sistema de distribuição [10]. Além disso, é de interesse conhecer a influência combinada dos sistemas de transmissão e distribuição.

A análise dos sistemas de transmissão e distribuição como um sistema único exige grande esforço computacional. Devido à natureza intermitente das FERs, simulações ao longo de período de tempo como um dia, uma semana, um mês ou mesmo um ano, podem ser necessárias. Sendo assim, as ferramentas de análises devem levar em consideração também o tempo computacional envolvido.

Neste sentido, esta tese propõe uma metodologia simples e robusta para solucionar os sistemas de transmissão e distribuição como um único sistema, tirando vantagem do desacoplamento entre os dois sistemas e assim reduzindo o esforço computacional.

O objetivo da tese é desenvolver um modelo unificado da formulação monofásica e trifásica do cálculo do fluxo de potência, a fim de permitir a avaliação dos sistemas de transmissão e distribuição de uma forma global, quando alta penetração de GD é considerada. O modelo proposto permite que ambos os sistemas sejam resolvidos simultaneamente com diferente representação: o sistema de distribuição pode ser representado em componentes de fase ou em componentes de sequência, enquanto o sistema de transmissão é representado em componente de sequência positiva. Tal modelo também permite que os sistemas sejam resolvidos com a formulação de injeção de potência ou injeção de corrente ou ambos. Além disso, o modelo permite o uso de processamento paralelo no cálculo do fluxo de potência, o que aumenta ainda mais o ganho computacional. A plataforma computacional desenvolvida é capaz de analisar sistemas de distribuição fortemente malhados, não apenas sistemas estritamente radiais.

Também é apresentada a influência da GD na estabilidade de tensão do sistema de transmissão. Neste sentido, é analisada a margem de carga e as barras críticas do sistema de transmissão. Do ponto de vista de estabilidade de tensão, a barra crítica do sistema é aquela barra cuja variação de carga produz maior variação de tensão. Tal barra pode ser calculada com a ajuda do vetor tangente [15].

O estudo tem como foco o comportamento do sistema em regime permanente, o qual possibilita o conhecimento do desempenho deste sob o ponto de vista de operação ou planejamento.

Nas simulações, o montante gerado por cada GD é calculado através das condições meteorológicas associadas ao tipo de GD. As análises são realizadas com dados de medição obtidos em estações meteorológicas de propriedade da CEMIG.

1.4 Estrutura do trabalho

Além deste capítulo introdutório que apresenta aspectos relevantes ao tema apresentado, esta tese contém mais cinco capítulos, um apêndice e dois anexos. O Capítulo 2 apresenta alguns métodos de solução de fluxo de potência aplicados a sistemas de distribuição com representação trifásica e descreve de forma detalhada a formulação que utiliza injeção de corrente, a qual foi adotada nesta tese.

No Capítulo 3 são apresentadas as duas principais FERs utilizadas na atualidade, solar e eólica, e seus componentes. Seus modelos para representação em regime permanente são apresentados detalhadamente.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia proposta para unificar o cálculo do fluxo de potência da transmissão e distribuição. Também é apresentado como a GD é considerada na plataforma computacional.

No Capítulo 5 são apresentados e discutidos alguns resultados, visando validar o modelo unificado proposto. Três sistemas são usados nas simulações.

No Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais do trabalho, indicando as possíveis contribuições desta tese. Também são apresentadas as publicações decorrentes direta ou indiretamente do estudo desta tese.

O Apêndice A apresenta a formulação da máquina de indução de rotor em gaiola de esquilo no fluxo de potência monofásico e trifásico.

O Anexo A apresenta os dados de barras, linhas e transformadores do Sistema-Teste Brasileiro de 16 Barras.

O Anexo B apresenta as características do Painel Fotovoltaico BP SX 120.

2 Fluxo de Potência Trifásico

2.1 Considerações iniciais

Com o contínuo aumento de GD, surge a necessidade do desenvolvimento de metodologias para solucionar o fluxo de potência para sistemas de distribuição. Uma vez que os algoritmos empregados no sistema de transmissão são simplificados, isto é, como se supõe que o sistema trifásico opera em condições equilibradas, o estudo se resume à análise de um sistema monofásico. No entanto, se tratando de sistemas de distribuição de energia elétrica, os programas de fluxo de potência devem incorporar características típicas como operação desequilibrada, alimentação com baixa relação X/R e geração dispersa. Muitas metodologias foram e estão sendo propostas para resolver o problema de fluxo de potência trifásico. Os métodos aplicados em redes de distribuição, para determinação das grandezas de interesse, são basicamente: varredura direta e inversa (*backward-forward sweep*), matriz de impedância nodal e o método de Newton-Raphson modificado.

Neste capítulo serão apresentados alguns métodos de solução de fluxo de potência aplicados a sistemas trifásicos e uma descrição detalhada da formulação adotada nesta tese.

2.2 Métodos tradicionais aplicados a sistemas trifásicos

2.2.1 Método de varredura direta e inversa

O método de varredura direta e inversa é o preferido por muitos autores devido ao seu desempenho e simplicidade de implementação [16, 17, 18]. No entanto, este método pode demandar um grande número de iterações para condições de carga pesada. Além disso, apresenta limitações para resolver sistemas de distribuição não radial. Tal método foi proposto por [19], em 1967. Ele se aproveita da característica radial do sistema, já que existe apenas um único caminho para o fluxo de potência. A rede de distribuição é considerada como uma árvore direcionada, com o alimentador sendo o nó raiz, o ramal principal o tronco e os ramais laterais os demais ramos.

O método consiste em fazer duas varreduras, uma direta e outra inversa. A varredura inversa parte de uma estimativa inicial das tensões nodais dos ramos mais externos da árvore, calculando as correntes e os fluxos até o alimentador. Tais valores são as estimativas iniciais para a varredura direta, recalculando-se os valores de tensão dos nós do alimentador até os ramos mais distantes.

O algoritmo converge quando a diferença dos valores de tensão entre duas iterações consecutivas é inferior ou igual a uma tolerância adotada. Este método tem duas variantes principais: uma em função da soma das correntes e outra da soma das potências. Tanto um quanto o outro segue os seguintes passos [20, 21]:

1. Assumir um perfil de tensão inicial para todos os nós do sistema;
2. Calcular as correntes/potências em cada nó devido às cargas conectadas ao mesmo;
3. Calcular as correntes/perdas elétricas nos ramos do sistema, no sentido dos nós das extremidades para o nó fonte (a tensão do nó fonte é conhecida);
4. Atualizar as tensões desde o nó fonte até os nós terminais;
5. Os passos 2 a 4 são repetidos até que a diferença entre as tensões de iterações consecutivas sejam menores que a tolerância. Neste momento, o sistema convergiu;
6. Calcular os fluxos de potência e as perdas de potência ativa e reativa.

2.2.2 Método de Newton-Raphson com rotação de eixos

Embora o método de Newton-Raphson [22] seja normalmente empregado em redes de extra e alta tensão, pode-se, ainda, utilizá-lo em redes de distribuição em sua formulação convencional polar e retangular, onde são utilizadas as equações de potência injetadas nas barras expressas em função das coordenadas polares e retangulares das tensões. No entanto, nas duas formulações há problemas de convergência devido à baixa relação X/R .

Em 1984, a referência [23] propôs uma modificação que permite a aplicação das versões desacopladas do método de Newton-Raphson para solução do fluxo de potência em sistemas de distribuição. Tal modificação consiste em se aplicar uma rotação geométrica de eixos, adicionando um ângulo tal que a relação X/R se torna satisfatória para aplicação do método. Assim, aplicando-se tal rotação aos eixos é possível determinar as grandezas do sistema sem que haja os problemas de convergência. Uma vez convergido o fluxo, uma operação inversa é realizada de forma a desfazer a rotação e possibilitar o cálculo de fluxos e perdas elétricas nas linhas.

2.2.3 Método da matriz de impedância nodal (Z_{bus})

Os métodos baseados na matriz de impedância nodal utilizam uma formulação mais adequada para sistemas malhados, baseando-se na fatoração da matriz de admitância nodal (Y_{bus}) e em injeções de corrente equivalentes para a solução do fluxo de potência [24].

Uma formulação baseada nesta metodologia, que é uma extensão da metodologia descrita em [25] para sistemas equilibrados, é proposta em [26]. Nesta nova formulação as equações de injeção de corrente são escritas em coordenadas retangulares e a matriz jacobiana possui a mesma estrutura da matriz admitância nodal. A solução do fluxo de potência trifásico desequilibrado é obtida pelo método de Newton-Raphson. Posteriormente, em [27, 28] são apresentadas algumas melhorias na metodologia. Segundo [27], esta nova formulação tem-se mostrado mais rápida que o método de Newton-Raphson convencional, além de ser mais robusta que o tradicional método de varredura direta e inversa, especialmente para sistemas com carregamento elevado.

Neste trabalho optou-se pela implementação desse método devido à possibilidade de trabalhar com sistemas fortemente malhados e por apresentar boas características de convergência. Tal método é apresentado em detalhes a seguir.

2.3 Fluxo de potência trifásico por injeção de corrente

O método adotado para solução do fluxo de potência trifásico desequilibrado em sistemas de distribuição de energia elétrica considera as equações de injeção de corrente em coordenadas retangulares e a matriz jacobiana possui a mesma estrutura da matriz admitância nodal. Nesta tese, algumas correções foram realizadas em relação ao que é apresentado em [26, 27, 28], além de descrever a modelagem do motor/gerador de indução para o fluxo de potência trifásico.

2.3.1 Modelo dos componentes

2.3.1.1 Linhas

As linhas trifásicas são representadas pelo modelo π tradicional com parâmetros concentrados, onde a impedância série e a admitância *shunt* são dadas por matrizes 3×3 . A Figura 2.1 e as equações (2.1) e (2.2) exemplificam tal modelo.

$$[\mathbf{Z}_{km}^{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{km}^{aa} & Z_{km}^{ab} & Z_{km}^{ac} \\ Z_{km}^{ba} & Z_{km}^{bb} & Z_{km}^{bc} \\ Z_{km}^{ca} & Z_{km}^{cb} & Z_{km}^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^{aa} & r_{km}^{ab} & r_{km}^{ac} \\ r_{km}^{ba} & r_{km}^{bb} & r_{km}^{bc} \\ r_{km}^{ca} & r_{km}^{cb} & r_{km}^{cc} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x_{km}^{aa} & x_{km}^{ab} & x_{km}^{ac} \\ x_{km}^{ba} & x_{km}^{bb} & x_{km}^{bc} \\ x_{km}^{ca} & x_{km}^{cb} & x_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

$$[\mathbf{Y}_{sh_{km}}^{abc}] = \begin{bmatrix} b_{sh_{km}}^{aa} & b_{sh_{km}}^{ab} & b_{sh_{km}}^{ac} \\ b_{sh_{km}}^{ba} & b_{sh_{km}}^{bb} & b_{sh_{km}}^{bc} \\ b_{sh_{km}}^{ca} & b_{sh_{km}}^{cb} & b_{sh_{km}}^{cc} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

onde:

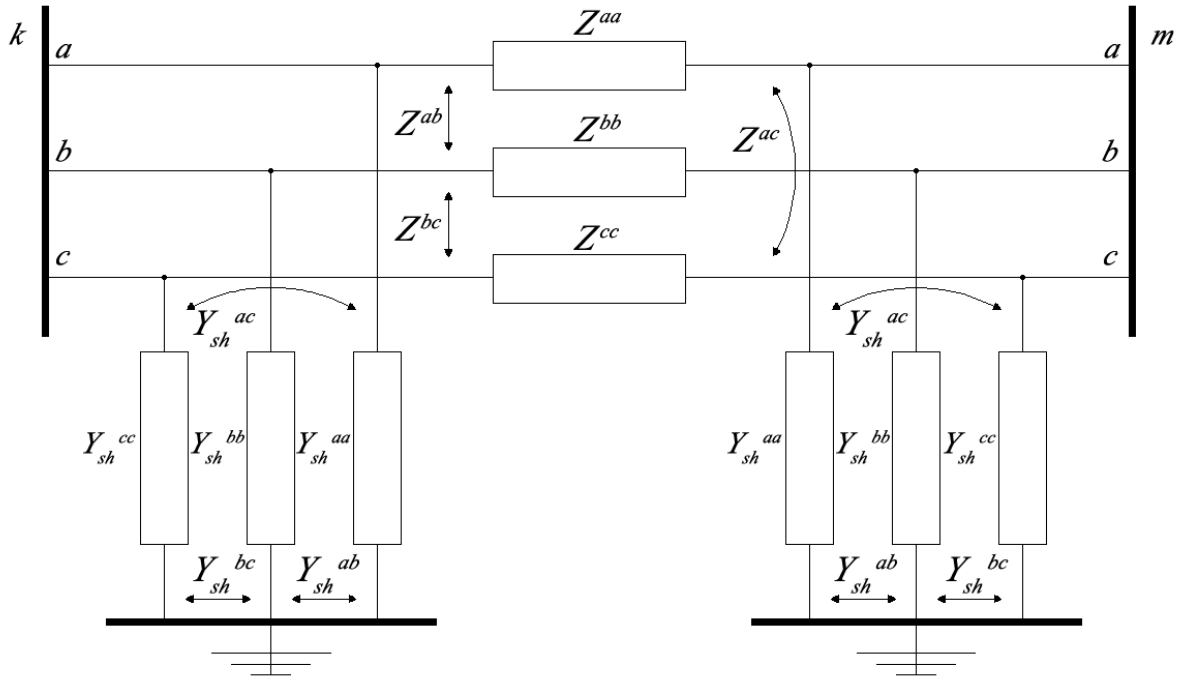


Figura 2.1 – Circuito π Equivalente da Linha de Transmissão Trifásica com Parâmetros Concentrados.

Z_{km}^{aa} , Z_{km}^{bb} e Z_{km}^{cc} : impedância própria das fases a, b e c, respectivamente, entre as barras k e m ;

Z_{km}^{ab} e Z_{km}^{ba} : impedância mútua entre as fases a e b entre as barras k e m ;

Z_{km}^{bc} e Z_{km}^{cb} : impedância mútua entre as fases b e c entre as barras k e m ;

Z_{km}^{ac} e Z_{km}^{ca} : impedância mútua entre as fases a e c entre as barras k e m ;

$b_{sh_{km}}^{aa}$, $b_{sh_{km}}^{bb}$ e $b_{sh_{km}}^{cc}$: susceptância capacitiva das fases a, b e c, respectivamente, entre as barras k e m ;

$b_{sh_{km}}^{ab}$ e $b_{sh_{km}}^{ba}$: susceptância capacitiva mútua entre as fases a e b entre as barras k e m ;

$b_{sh_{km}}^{bc}$ e $b_{sh_{km}}^{cb}$: susceptância capacitiva mútua entre as fases b e c entre as barras k e m ;

$b_{sh_{km}}^{ac}$ e $b_{sh_{km}}^{ca}$: susceptância capacitiva mútua entre as fases a e c entre as barras k e m .

Como em sistemas de distribuição é muito comum a presença de derivações monofásicas e bifásicas, a representação destes elementos é feita considerando-se na fase inexistente uma impedância infinita. Matematicamente, substitui-se a impedância própria da fase inexistente por um número de valor elevado (neste trabalho foi adotado 10^{12}).

No caso da matriz admitância do circuito π , equação (2.2), o valor da susceptância

da fase inexistente é substituído por zero.

2.3.1.2 Cargas

Nesta formulação, as cargas são representadas matematicamente conectadas através da ligação estrela-aterrada. O modelo adotado é o polinomial onde são combinados os modelos potência constante, corrente constante e impedância constante. Assim, o efeito da variação de tensão sobre as cargas é representado por:

$$P_{l_k}^s = P_{0_k}^s + P_{1_k}^s V_k^s + P_{2_k}^s (V_k^s)^2 \quad (2.3)$$

$$Q_{l_k}^s = Q_{0_k}^s + Q_{1_k}^s V_k^s + Q_{2_k}^s (V_k^s)^2 \quad (2.4)$$

onde:

$P_{0_k}^s, Q_{0_k}^s$: parcela de potência constante da carga ativa e reativa, respectivamente, conectada na fase s da barra k .

$P_{1_k}^s, Q_{1_k}^s$: parcela de corrente constante da carga ativa e reativa, respectivamente, conectada na fase s da barra k .

$P_{2_k}^s, Q_{2_k}^s$: parcela de impedância constante da carga ativa e reativa, respectivamente, conectada na fase s da barra k .

V_k^s : módulo da tensão na fase s da barra k .

2.3.1.3 Capacitores em derivação

Geralmente, os capacitores trifásicos são ligados em estrela com neutro aterrado. Também é possível a representação de capacitores monofásicos e bifásicos, os quais são representados por suas admitâncias ligadas em estrela.

2.3.1.4 Transformadores

Os transformadores trifásicos são representados por suas matrizes admitância equivalentes de ordem 6. A dedução dos modelos dos transformadores pode ser encontrada em [29].

A equação (2.5) mostra a construção da matriz de admitância dos transformadores trifásicos.

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} y_p^{abc} & y_{ps}^{abc} \\ y_{sp}^{abc} & y_s^{abc} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

As submatrizes y_p^{abc} e y_s^{abc} representam as admitâncias próprias do primário e secundário, respectivamente. Já y_{ps}^{abc} e y_{sp}^{abc} representam as admitâncias mútuas. Seus valores para as diversas conexões são apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Tipos de conexões de transformadores.

Conexão do transformador		Admitância própria		Admitância mútua	
Primário	Secundário	y_p^{abc}	y_s^{abc}	y_{ps}^{abc}	y_{sp}^{abc}
$Y_{aterrado}$	$Y_{aterrado}$	Y_I	Y_I	$-Y_I$	$-Y_I$
$Y_{aterrado}$	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
$Y_{aterrado}$	Δ	Y_I	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^t
Y	$Y_{aterrado}$	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Δ	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^t
Δ	$Y_{aterrado}$	Y_{II}	Y_I	Y_{III}^t	Y_{III}
Δ	Δ	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}^t	Y_{III}
Δ	Δ	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$

onde:

$$\mathbf{Y}_I = \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

$$\mathbf{Y}_{II} = \begin{bmatrix} 2y_t & -y_t & -y_t \\ -y_t & 2y_t & -y_t \\ -y_t & -y_t & 2y_t \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

$$\mathbf{Y}_{III} = \begin{bmatrix} -y_t & y_t & 0 \\ 0 & -y_t & y_t \\ y_t & 0 & -y_t \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

e y_t é a admitância de dispersão em p.u. do transformador.

2.3.2 Formulação básica

O método via injeção de corrente utiliza, como a própria nomenclatura indica, expressões relativas às correntes. Sua formulação segue praticamente os mesmos passos da metodologia convencional do fluxo monofásico. Assim, a potência complexa injetada em uma barra k pode ser dada pela equação (2.9).

$$S_k = V_k I_k^* \quad (2.9)$$

A corrente trifásica injetada na barra k da fase s pode ser escrita como na equação (2.10).

$$I_k^s = \frac{(P_k^{esp})^s - j(Q_k^{esp})^s}{V_{r_k}^s - jV_{i_k}^s} \quad (2.10)$$

onde:

$(P_k^{esp})^s$ e $(Q_k^{esp})^s$ são as potências ativa e reativa especificadas para a fase s da barra k dadas pelas equações (2.11) e (2.12), respectivamente.

$$(P_k^{esp})^s = P_{gk}^s - P_{lk}^s \quad (2.11)$$

$$(Q_k^{esp})^s = Q_{gk}^s - Q_{lk}^s \quad (2.12)$$

onde:

P_{gk}^s e Q_{gk}^s são as potências ativa e reativa geradas na fase s da barra k .

P_{lk}^s e Q_{lk}^s são as potências ativa e reativa da carga conectada na fase s da barra k , dadas pelas equações (2.3) e (2.4), respectivamente.

Multiplicando a equação (2.10) por $(V_{r_k}^s + jV_{i_k}^s)/(V_{r_k}^s + jV_{i_k}^s)$, tem-se a equação (2.13).

$$I_k^s = \frac{(P_k^{esp})^s V_{r_k}^s + j(P_k^{esp})^s V_{i_k}^s - j(Q_k^{esp})^s V_{r_k}^s + (Q_k^{esp})^s V_{i_k}^s}{(V_{r_k}^s)^2 + (V_{i_k}^s)^2} \quad (2.13)$$

O método de injeção de corrente trabalha com as equações em coordenadas retangulares. Assim, é necessário separar a equação (2.13) em parte real e imaginária como é apresentado nas equações (2.14) e (2.15).

$$I_{r_k}^s = \frac{(P_k^{esp})^s V_{r_k}^s + (Q_k^{esp})^s V_{i_k}^s}{(V_{r_k}^s)^2 + (V_{i_k}^s)^2} \quad (2.14)$$

$$I_{i_k}^s = \frac{(P_k^{esp})^s V_{i_k}^s - (Q_k^{esp})^s V_{r_k}^s}{(V_{r_k}^s)^2 + (V_{i_k}^s)^2} \quad (2.15)$$

A corrente trifásica injetada na barra k da fase s também pode ser escrita como na equação (2.16).

$$I_k^s = \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \alpha_p} Y_{km}^{st} V_m^t \quad (2.16)$$

onde:

$$s, t \in \alpha_p$$

$$\alpha_p = \{a, b, c\}$$

Ω_k é o conjunto de barras conectadas diretamente à barra k .

$Y_{km}^{st} = G_{km}^{st} + jB_{km}^{st}$ é o elemento da matriz de admitância nodal que liga a barra k com a m .

Separando a equação (2.16) em parte real e imaginária tem-se as equações (2.17) e (2.18).

$$I_{r_k}^s = \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \alpha_p} G_{km}^{st} V_{r_k}^t - B_{km}^{st} V_{i_k}^t \quad (2.17)$$

$$I_{i_k}^s = \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \alpha_p} G_{km}^{st} V_{i_k}^t + B_{km}^{st} V_{r_k}^t \quad (2.18)$$

Assim, para uma barra k , as partes real e imaginária dos resíduos de corrente nas fases a , b e c podem ser determinadas subtraindo das equações (2.14) e (2.15) as equações (2.17) e (2.18), respectivamente:

$$\Delta I_{r_k}^s = \frac{(P_k^{esp})^s V_{r_k}^s + (Q_k^{esp})^s V_{i_k}^s}{(V_{r_k}^s)^2 + (V_{i_k}^s)^2} - \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \alpha_p} G_{km}^{st} V_{r_k}^t - B_{km}^{st} V_{i_k}^t \quad (2.19)$$

$$\Delta I_{i_k}^s = \frac{(P_k^{esp})^s V_{i_k}^s - (Q_k^{esp})^s V_{r_k}^s}{(V_{r_k}^s)^2 + (V_{i_k}^s)^2} - \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \alpha_p} G_{km}^{st} V_{i_k}^t + B_{km}^{st} V_{r_k}^t \quad (2.20)$$

Considerando um sistema com n barras e aplicando o método de Newton-Raphson nas equações (2.19) e (2.20), obtém-se a equação matricial (2.21).

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{I}_{i_1}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{r_1}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{i_2}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{r_2}^{abc} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{I}_{i_n}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{r_n}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (\mathbf{Y}_{11}^*)^{abc} & \mathbf{Y}_{12}^{abc} & \dots & \mathbf{Y}_{1n}^{abc} \\ \mathbf{Y}_{21}^{abc} & (\mathbf{Y}_{22}^*)^{abc} & \dots & \mathbf{Y}_{2n}^{abc} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{n1}^{abc} & \mathbf{Y}_{n2}^{abc} & \dots & (\mathbf{Y}_{nn}^*)^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_{r_1}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{i_1}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{r_2}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{i_2}^{abc} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{V}_{r_n}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{i_n}^{abc} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Reescrevendo (2.21) de forma simplificada, tem-se:

$$\Delta \mathbf{I}_{i,r}^{abc} = \mathbf{J} \Delta \mathbf{V}_{r,i}^{abc} \quad (2.22)$$

Analisando a equação (2.21), percebe-se que os elementos da matriz Jacobiana, com exceção da diagonal principal, são compostos pelos elementos da matriz admitância nodal. Dessa forma, apenas alguns elementos necessitam ser atualizados durante o processo iterativo.

Os elementos fora da diagonal principal são dados pela equação (2.23).

$$\mathbf{Y}_{km}^{abc} = \begin{bmatrix} \mathbf{B}_{km}^{abc} & \mathbf{G}_{km}^{abc} \\ \mathbf{G}_{km}^{abc} & -\mathbf{B}_{km}^{abc} \end{bmatrix}; k, m = 1, \dots, n \quad (2.23)$$

onde:

$$\mathbf{G}_{km}^{abc} = \begin{bmatrix} G_{km}^{aa} & G_{km}^{ab} & G_{km}^{ac} \\ G_{km}^{ba} & G_{km}^{bb} & G_{km}^{bc} \\ G_{km}^{ca} & G_{km}^{cb} & G_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

$$\mathbf{B}_{km}^{abc} = \begin{bmatrix} B_{km}^{aa} & B_{km}^{ab} & B_{km}^{ac} \\ B_{km}^{ba} & B_{km}^{bb} & B_{km}^{bc} \\ B_{km}^{ca} & B_{km}^{cb} & B_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Os elementos da diagonal principal são determinados de acordo com a equação (2.26).

$$(\mathbf{Y}_{kk}^*)^{abc} = \begin{bmatrix} (\mathbf{B}_{kk}^{\cdot})^{abc} & (\mathbf{G}_{kk}^{\cdot})^{abc} \\ (\mathbf{G}_{kk}^{\cdot\cdot})^{abc} & (\mathbf{B}_{kk}^{\cdot\cdot})^{abc} \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

onde:

$$(\mathbf{B}_{kk}^{\cdot})^{abc} = \mathbf{B}_{kk}^{abc} - \begin{bmatrix} a_k^a & & \\ & a_k^b & \\ & & a_k^c \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

$$(\mathbf{G}_{kk}^{\cdot})^{abc} = \mathbf{G}_{kk}^{abc} - \begin{bmatrix} b_k^a & & \\ & b_k^b & \\ & & b_k^c \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

$$(\mathbf{G}_{kk}^{\cdot\cdot})^{abc} = \mathbf{G}_{kk}^{abc} - \begin{bmatrix} c_k^a & & \\ & c_k^b & \\ & & c_k^c \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

$$(\mathbf{B}_{kk}^{\cdot\cdot})^{abc} = -\mathbf{B}_{kk}^{abc} - \begin{bmatrix} d_k^a & & \\ & d_k^b & \\ & & d_k^c \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Os elementos a_k^s , b_k^s , c_k^s e d_k^s dependem do modelo de carga adotado. De forma geral, eles podem ser escritos como nas equações (2.31) a (2.34).

$$a_k^s = \frac{(Q_{gk}^s - Q_{0k}^s)[(V_{rk}^s)^2 - (V_{ik}^s)^2] - 2V_{rk}^s V_{ik}^s (P_{gk}^s - P_{0k}^s)}{(V_k^s)^4} + \frac{V_{rk}^s V_{ik}^s P_{1k}^s - Q_{1k}^s (V_{rk}^s)^2}{(V_k^s)^3} + \frac{Q_{1k}^s}{V_k^s} + Q_{2k}^s \quad (2.31)$$

$$b_k^s = \frac{(P_{gk}^s - P_{0k}^s)[(V_{rk}^s)^2 - (V_{ik}^s)^2] + 2V_{rk}^s V_{ik}^s (Q_{gk}^s - Q_{0k}^s)}{(V_k^s)^4} - \frac{V_{rk}^s V_{ik}^s Q_{1k}^s + P_{1k}^s (V_{rk}^s)^2}{(V_k^s)^3} - P_{2k}^s \quad (2.32)$$

$$c_k^s = \frac{(P_{gk}^s - P_{0k}^s)[(V_{ik}^s)^2 - (V_{rk}^s)^2] - 2V_{rk}^s V_{ik}^s (Q_{gk}^s - Q_{0k}^s)}{(V_k^s)^4} + \frac{V_{rk}^s V_{ik}^s Q_{1k}^s + P_{1k}^s (V_{rk}^s)^2}{(V_k^s)^3} - \frac{P_{1k}^s}{V_k^s} - P_{2k}^s \quad (2.33)$$

$$d_k^s = \frac{(Q_{gk}^s - Q_{0k}^s)[(V_{rk}^s)^2 - (V_{ik}^s)^2] - 2V_{rk}^s V_{ik}^s (P_{gk}^s - P_{0k}^s)}{(V_k^s)^4} + \frac{V_{rk}^s V_{ik}^s P_{1k}^s - Q_{1k}^s (V_{rk}^s)^2}{(V_k^s)^3} - Q_{2k}^s \quad (2.34)$$

Os resíduos de corrente da equação (2.21), para fase s da barra k , são calculados em função dos resíduos de potência de acordo com as equações (2.35) e (2.36).

$$\Delta I_{rk}^s = \frac{V_{rk}^s \Delta P_k^s + V_{ik}^s \Delta Q_k^s}{(V_k^s)^2} \quad (2.35)$$

$$\Delta I_{ik}^s = \frac{V_{ik}^s \Delta P_k^s - V_{rk}^s \Delta Q_k^s}{(V_k^s)^2} \quad (2.36)$$

Os resíduos de potência são definidos nas equações (2.37) e (2.38).

$$\Delta P_k^s = (P_k^{esp})^s - (P_k^{calc})^s \quad (2.37)$$

$$\Delta Q_k^s = (Q_k^{esp})^s - (Q_k^{calc})^s \quad (2.38)$$

As potências ativa e reativa calculadas são definidas com as equações (2.39) e (2.40).

$$(P_k^{calc})^s = V_{rk}^s (I_{rk}^{calc})^s + V_{ik}^s (I_{ik}^{calc})^s \quad (2.39)$$

$$(Q_k^{calc})^s = V_{i_k}^s (I_{r_k}^{calc})^s - V_{r_k}^s (I_{i_k}^{calc})^s \quad (2.40)$$

onde $(I_{r_k}^{calc})^s$ e $(I_{i_k}^{calc})^s$ podem ser calculados através das equações (2.17) e (2.18), respectivamente.

Após a determinação dos incrementos das tensões das barras, seus valores são atualizados de acordo com as equações (2.41) e (2.42).

$$(V_{r_k}^s)^{n+1} = (V_{r_k}^s)^n + (\Delta V_{r_k}^s)^n \quad (2.41)$$

$$(V_{i_k}^s)^{n+1} = (V_{i_k}^s)^n + (\Delta V_{i_k}^s)^n \quad (2.42)$$

onde n é o número da iteração atual.

2.3.3 Representação de barras PV e $V\theta$

As barras $V\theta$ do fluxo de potência trifásico são tratadas como no fluxo de potência monofásico, suas potências ativa e reativa são calculadas no fim do processo iterativo e suas equações de corrente real e imaginária não são inseridas na matriz Jacobiana.

Para o tratamento das barras PV , suas equações de corrente são consideradas na equação (2.21) da mesma forma que são consideradas as das barras PQ . Entretanto, para a imposição da restrição de tensão numa barra k do tipo PV através da geração de potência reativa, três novas linhas e colunas são adicionadas na matriz Jacobiana primitiva. A potência reativa trifásica é uma nova variável de estado no sistema de equações.

A equação de controle, como em [30], é dada pela equação (2.43).

$$(V_k^s)^2 = (V_{r_k}^s)^2 + (V_{i_k}^s)^2 \quad (2.43)$$

Linearizando a equação (2.43), tem-se a equação (2.44).

$$(\Delta V_k^s)^2 = 2V_{r_k}^s (\Delta V_{r_k}^s) + 2V_{i_k}^s (\Delta V_{i_k}^s) \quad (2.44)$$

onde:

$$(\Delta V_k^s)^2 = (V_{kesp}^s)^2 - (V_{kcalc}^s)^2 \quad (2.45)$$

Assim, o sistema de equações mostrado na equação (2.21) passa a ter a estrutura da equação (2.46).

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{I}_{i_1}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{r_1}^{abc} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{I}_{i_k}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{r_k}^{abc} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{I}_{i_n}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{r_n}^{abc} \\ (\Delta \mathbf{V}_k^{abc})^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (\mathbf{Y}_{11}^*)^{abc} & \cdots & \mathbf{Y}_{1k}^{abc} & \cdots & \mathbf{Y}_{1n}^{abc} & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{k1}^{abc} & \cdots & (\mathbf{Y}_{kk}^*)^{abc} & \cdots & \mathbf{Y}_{kn}^{abc} & \mathbf{X} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{n1}^{abc} & \cdots & \mathbf{Y}_{nk}^{abc} & \cdots & (\mathbf{Y}_{nn}^*)^{abc} & 0 \\ 0 & \cdots & \mathbf{Z} & \cdots & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_{r_1}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{i_1}^{abc} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{V}_{r_k}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{i_k}^{abc} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{V}_{r_n}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{i_n}^{abc} \\ \Delta \mathbf{Q}_k^{abc} \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

onde:

$$(\Delta \mathbf{V}_k^{abc})^2 = \begin{bmatrix} (\Delta V_k^a)^2 \\ (\Delta V_k^b)^2 \\ (\Delta V_k^c)^2 \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

$$\Delta \mathbf{Q}_k^{abc} = \begin{bmatrix} \Delta Q_k^a \\ \Delta Q_k^b \\ \Delta Q_k^c \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} 2V_{r_k}^a & & & & & \\ & 2V_{r_k}^b & & & & \\ & & 2V_{r_k}^c & & & \\ & & & 2V_{i_k}^a & & \\ & & & & 2V_{i_k}^b & \\ & & & & & 2V_{i_k}^c \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \frac{V_{r_k}^a}{(V_k^a)^2} & & & & & \\ & \frac{V_{r_k}^b}{(V_k^b)^2} & & & & \\ & & \frac{V_{r_k}^c}{(V_k^c)^2} & & & \\ -\frac{V_{i_k}^a}{(V_k^a)^2} & & & & & \\ & -\frac{V_{i_k}^b}{(V_k^b)^2} & & & & \\ & & & -\frac{V_{i_k}^c}{(V_k^c)^2} & & \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

O controle de tensão em barras remotas é análogo ao das barras *PV*. No entanto, para este caso consideram-se as barras controladas do tipo *PQV*, onde a potência ativa, a

potência reativa e o módulo da tensão são especificados. A barra que controla é do tipo P e sua potência reativa é uma variável de estado. Caso uma barra k do tipo P controle remotamente a tensão de uma barra n do tipo PQV , a equação (2.46) é substituída pela equação (2.51).

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{I}_{i_1}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{r_1}^{abc} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{I}_{i_k}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{r_k}^{abc} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{I}_{i_n}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{r_n}^{abc} \\ (\Delta \mathbf{V}_n^{abc})^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (\mathbf{Y}_{11}^*)^{abc} & \cdots & \mathbf{Y}_{1k}^{abc} & \cdots & \mathbf{Y}_{1n}^{abc} & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{k1}^{abc} & \cdots & (\mathbf{Y}_{kk}^*)^{abc} & \cdots & \mathbf{Y}_{kn}^{abc} & \mathbf{X} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{n1}^{abc} & \cdots & \mathbf{Y}_{nk}^{abc} & \cdots & (\mathbf{Y}_{nn}^*)^{abc} & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & \cdots & \mathbf{Z} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_{r_1}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{i_1}^{abc} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{V}_{r_k}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{i_k}^{abc} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{V}_{r_n}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{i_n}^{abc} \\ \Delta \mathbf{Q}_k^{abc} \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

Note que as únicas mudanças ocorrem na linha referente à restrição de tensão, onde a tensão controlada é a da barra n , $(\Delta \mathbf{V}_n^{abc})^2$, e a submatriz \mathbf{Z} , dada pela equação (2.52), é colocada na coluna referente à barra de tensão controlada n .

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} 2V_{r_n}^a & & & & & \\ & 2V_{r_n}^b & & & & \\ & & 2V_{r_n}^c & & & \\ & & & 2V_{i_n}^a & & \\ & & & & 2V_{i_n}^b & \\ & & & & & 2V_{i_n}^c \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

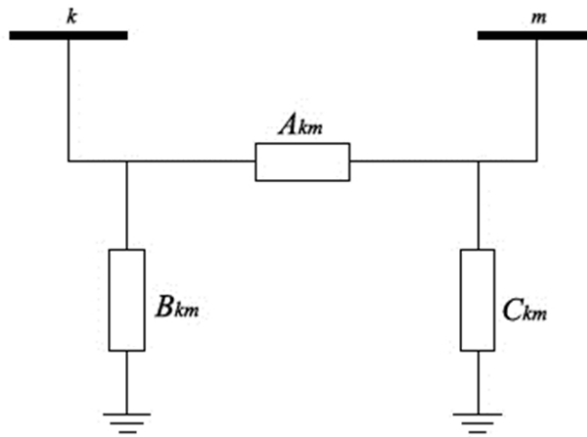
2.3.4 Representação de reguladores de tensão

Os reguladores de tensão são considerados basicamente como autotransformadores com comutação automática de tape. Em [28], eles são representados por unidades monofásicas conectadas em Y . Cada unidade é modelada como uma impedância em série com um transformador ideal com tapes no secundário. A Figura 2.2 apresenta o modelo π equivalente de um regulador de tensão.

\mathbf{A}_{km} , \mathbf{B}_{km} e \mathbf{C}_{km} são matrizes diagonais 3×3 cujos elementos são definidos pelas equações (2.53) a (2.55).

$$\mathbf{A}_{km} = a_{km}^s y_{km}^{ss} \quad (2.53)$$

$$\mathbf{B}_{km} = a_{km}^s (a_{km}^s - 1) y_{km}^{ss} \quad (2.54)$$

Figura 2.2 – Circuito π Equivalente de um regulador de tensão.

$$\mathbf{C}_{km} = (1 - a_{km}^s) y_{km}^{ss} \quad (2.55)$$

onde: s é o elemento representativo das fases a , b e c do sistema; y_{km}^{ss} é a admitância série do regulador de tensão dada por $g_{km}^{ss} + jb_{km}^{ss}$ e a_{km}^s é a posição do tape do regulador de tensão da fase s ligado entre as barras m e k .

Como no caso do controle de tensão por geração de potência reativa, aqui a barra controlada também é considerada do tipo PQV e três novas variáveis de estado, a_{km}^a , a_{km}^b e a_{km}^c , são necessárias para controlar a tensão nas fases a , b e c , respectivamente. Com isso, é necessária a inclusão de três novas linhas e colunas na matriz Jacobiana.

Considerando a Figura 2.2, o controle é realizado pela equação (2.56).

$$(V_m^s)^2 = (V_{r_m}^s)^2 + (V_{i_m}^s)^2 \quad (2.56)$$

A linearização da equação (2.56) é feita como na equação (2.43).

Assim, para um regulador de tensão conectado entre as barras k e m controlando a tensão da barra m , o sistema de equações lineares da equação (2.21) passa a ter a forma

da equação (2.57).

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \mathbf{I}_{i_k}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{r_k}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{i_m}^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_{r_m}^{abc} \\ \vdots \\ (\Delta \mathbf{V}_m^{abc})^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & (\mathbf{Y}_{kk}^*)^{abc} & \mathbf{Y}_{km}^{abc} & \cdots & \mathbf{X} \\ \cdots & \mathbf{Y}_{mk}^{abc} & (\mathbf{Y}_{mm}^*)^{abc} & \cdots & \mathbf{Y} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & 0 & \mathbf{Z} & \cdots & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \mathbf{V}_{r_k}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{i_k}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{r_m}^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_{i_m}^{abc} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{a}_{km}^{abc} \end{bmatrix} \quad (2.57)$$

onde:

$$\Delta \mathbf{a}_{km}^{abc} = \begin{bmatrix} \Delta a_{km}^a \\ \Delta a_{km}^b \\ \Delta a_{km}^c \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta I_{i_k}^a}{\partial a_{km}^a} & & & & \\ & \frac{\partial \Delta I_{i_k}^b}{\partial a_{km}^b} & & & \\ & & \frac{\partial \Delta I_{i_k}^c}{\partial a_{km}^c} & & \\ \frac{\partial \Delta I_{r_k}^a}{\partial a_{km}^a} & & & & \\ & \frac{\partial \Delta I_{r_k}^b}{\partial a_{km}^b} & & & \\ & & \frac{\partial \Delta I_{r_k}^c}{\partial a_{km}^c} & & \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta I_{i_m}^a}{\partial a_{km}^a} & & & & \\ & \frac{\partial \Delta I_{i_m}^b}{\partial a_{km}^b} & & & \\ & & \frac{\partial \Delta I_{i_m}^c}{\partial a_{km}^c} & & \\ \frac{\partial \Delta I_{r_m}^a}{\partial a_{km}^a} & & & & \\ & \frac{\partial \Delta I_{r_m}^b}{\partial a_{km}^b} & & & \\ & & \frac{\partial \Delta I_{r_m}^c}{\partial a_{km}^c} & & \end{bmatrix} \quad (2.60)$$

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} 2V_{r_m}^a & & & & \\ & 2V_{r_m}^b & & & \\ & & 2V_{r_m}^c & & \\ & & & 2V_{i_m}^a & \\ & & & & 2V_{i_m}^b \\ & & & & & 2V_{i_m}^c \end{bmatrix} \quad (2.61)$$

Os elementos das matrizes \mathbf{X} e \mathbf{Y} são determinados pelas equações (2.62) a (2.65).

$$\frac{\partial \Delta I_{i_k}^s}{\partial a_{km}^s} = -g_{km}^{ss} V_{i_m}^s - b_{km}^{ss} V_{r_m}^s + 2a_{km}^s (g_{km}^{ss} V_{i_k}^s + b_{km}^{ss} V_{r_k}^s) \quad (2.62)$$

$$\frac{\partial \Delta I_{r_k}^s}{\partial a_{km}^s} = -g_{km}^{ss} V_{r_m}^s + b_{km}^{ss} V_{i_m}^s + 2a_{km}^s (g_{km}^{ss} V_{r_k}^s - b_{km}^{ss} V_{i_k}^s) \quad (2.63)$$

$$\frac{\partial \Delta I_{i_m}^s}{\partial a_{km}^s} = -g_{km}^{ss} V_{i_k}^s - b_{km}^{ss} V_{r_k}^s \quad (2.64)$$

$$\frac{\partial \Delta I_{r_m}^s}{\partial a_{km}^s} = -g_{km}^{ss} V_{r_k}^s + b_{km}^{ss} V_{i_k}^s \quad (2.65)$$

As equações acima correspondem ao regulador de tensão trabalhando no modo de controle local. Caso o controle seja remoto, a submatriz \mathbf{Z} , assim como no caso do controle remoto através da geração de potência reativa, terá sua posição trocada para a coluna correspondente à barra de tensão controlada.

2.4 Considerações finais

A solução do fluxo de potência trifásico pelo método de injeção de corrente, além de apresentar boas características de convergência, é de fácil implementação, visto que a matriz Jacobiana possui a mesma estrutura da matriz de admitância nodal, e também possibilita trabalhar com sistemas fortemente malhados.

Em [28], é possível encontrar a formulação matemática para representação do compensador estático de potência reativa e capacitores série controlados a tiristores no fluxo de potência trifásico por injeção de corrente.

3 Fontes Renováveis

3.1 Considerações iniciais

Diante da perspectiva do aquecimento global e o esgotamento dos recursos energéticos, as FERs recebem atenção crescente em sistemas elétricos. Entretanto, devido à potência flutuante dessas fontes e das cargas, o balanço oferta-procura do sistema de potência, assim como a confiabilidade e a qualidade da energia fornecida aos consumidores, torna-se um grande desafio para as companhias de energia elétrica. Dessa forma, a inserção de tais fontes deve ser considerada nos estudos de planejamento.

Diante disto, este capítulo faz uma breve introdução das duas principais FERs consideradas na atualidade (solar e eólica) e apresenta seus modelos adotados em estudos de regime permanente, uma vez que parte do estudo desta tese é criar uma plataforma computacional capaz de simular tais FERs.

3.2 Energia solar

A energia solar é a FER mais abundante, a qual é fornecida na forma de radiação gerada no núcleo do sol através da fusão de quatro átomos de hidrogênio para formar um átomo de hélio. A radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica para aquecimento de fluidos e ambientes ou para geração de energia mecânica ou elétrica [31].

A geração de energia elétrica se deve ao efeito fotovoltaico, onde os fótons contidos na luz solar são convertidos diretamente em energia elétrica por meio do uso de células fotovoltaicas. A associação dessas células, que são a base dos sistemas de geração fotovoltaica de energia elétrica, forma os painéis fotovoltaicos, também designados pela sigla PV (*Photovoltaic*). Já os painéis são instalados em conjunto formando os módulos fotovoltaicos. A energia solar absorvida pelos painéis fotovoltaicos depende da quantidade de luz solar recebida em sua superfície, que por sua vez depende de vários fatores como: localização geográfica, hora do dia, estação do ano, paisagem e clima local [32].

3.2.1 Painel fotovoltaico

É na célula fotovoltaica que ocorre a transformação da energia solar em energia elétrica, conhecido como efeito fotovoltaico. Uma célula fotovoltaica é basicamente um diodo semicondutor cuja junção $p-n$ é exposta a luz. Tais células podem ser fabricadas de vários tipos de semicondutores usando diferentes processos de manufatura [33]. O número

de células em um painel é determinado pela necessidade de tensão e corrente da carga a ser alimentada. Para aumentar a tensão ou a corrente gerada, as células podem ser agrupadas em série ou em paralelo, respectivamente.

A tensão e corrente disponíveis nos terminais do módulo fotovoltaico podem alimentar diretamente pequenas cargas, como sistema de iluminação e motores CC. Por outro lado, aplicações mais sofisticadas requerem conversores eletrônicos. Esses conversores podem ser usados para controlar a tensão e corrente na carga, controlar o fluxo de potência na rede conectada e principalmente para manter o ponto de máxima potência do dispositivo.

3.2.1.1 Modelo do painel fotovoltaico

A possibilidade de antecipar o comportamento de um módulo fotovoltaico em várias condições de radiação, temperatura e carga é muito importante para o seu dimensionamento e de seus conversores, bem como o projeto do seguidor de máxima potência e a estratégia de controle, além de estudos de planejamento. Existem vários métodos na literatura para extrair os parâmetros dos painéis. A maioria deles é baseada em medições da curva I-V ou em valores fornecidos no *datasheet* do painel [34, 35, 36].

O painel fotovoltaico é normalmente representado por um modelo exponencial simples ou exponencial duplo. O modelo exponencial simples é apresentado na Figura 3.1 [37]. A corrente é expressa em termos da tensão e outros parâmetros, como mostra a equação (3.1). Embora este modelo seja largamente empregado e aceito em simulações e testes de painéis fotovoltaicos, o modelo exponencial duplo é mais preciso, porém sua solução requer maior esforço computacional [38].

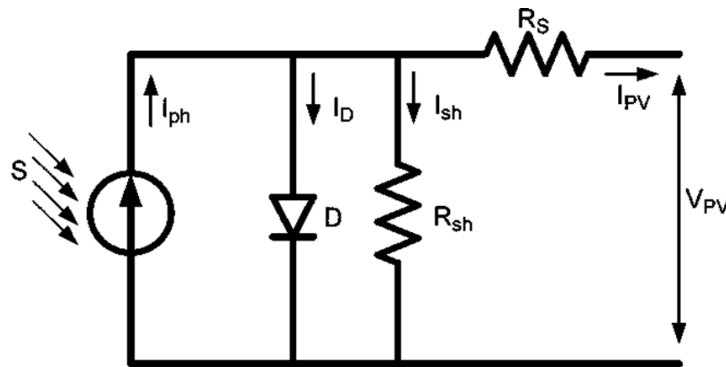


Figura 3.1 – Circuito equivalente da célula fotovoltaica.

Modelando o sistema da Figura 3.1 de acordo com [39], tem-se a equação (3.1).

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \left\{ e^{\frac{q(V_{PV} + R_S I_{PV})}{AK_B T}} - 1 \right\} - \frac{V_{PV} + R_S I_{PV}}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

onde:

I_{PV} : corrente da carga (A);

I_{ph} : corrente foto gerada (A);

I_D : corrente do diodo (A);

I_{sh} : corrente *shunt* (A);

I_0 : corrente de saturação reversa do diodo (A);

R_S, R_{sh} : resistência série e *shunt*, respectivamente (Ω);

V_{PV} : tensão da carga (V);

A : fator de qualidade da junção *p-n*;

K_B : constante de Boltzmann's (1.38×10^{-23} J/K);

T : temperatura da junção (K);

q : carga do elétron (1.602×10^{19} C).

A corrente, I_D , que passa pelo diodo da Figura 3.1, é dada pela equação de Shockley para o diodo ideal, $I_0 \left\{ e^{\frac{q(V_{PV} + R_S I_{PV})}{AK_B T}} - 1 \right\}$, como mostra a equação (3.1).

Como pode ser observada, a equação (3.1) é implícita e não linear [38]. Além disso, os parâmetros (I_{ph} , I_0 , R_S , R_{sh} e A) variam com a temperatura, radiação e dependem da técnica de fabricação.

3.2.1.2 Determinação dos parâmetros em condições padrão de teste

A potência de saída de um painel fotovoltaico depende da radiação solar incidente, da temperatura das células fotovoltaicas e da resistência da carga. Os fabricantes fornecem tipicamente somente dados limitados de operação para painéis fotovoltaicos, tais como: tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito, corrente e tensão de máxima potência, coeficientes de temperatura para tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito, além da temperatura da célula em operação nominal. Esses dados são fornecidos somente para uma condição padrão de teste [40], na qual é produzida alta potência de saída que raramente é encontrada em situações reais. Diante desses dados é possível determinar os valores de referência dos cinco parâmetros da equação (3.1) para uma condição específica de operação, e dessa forma, reproduzir a curva I-V fornecida pelo fabricante.

Para determinar as cinco incógnitas da equação (3.1) é necessário o mesmo número de equações contento essas variáveis. Existem três pontos chaves na curva I-V do painel fotovoltaico: o ponto de curto circuito ($I_{PV} = I_{sc}$ e $V_{PV} = 0$), o ponto de máxima potência ($I_{PV} = I_{mpp}$ e $V_{PV} = V_{mpp}$) e o ponto de circuito aberto ($I_{PV} = 0$ e $V_{PV} = V_{oc}$).

Substituindo os valores de I_{PV} e V_{PV} na equação (3.1) para o ponto de curto

circuito, obtêm-se a primeira equação:

$$I_{SC} = I_{ph} - I_0 \left\{ e^{\frac{qR_S I_{SC}}{AK_B T}} - 1 \right\} - \frac{R_S I_{SC}}{R_{sh}} \quad (3.2)$$

Repetindo o mesmo procedimento para os pontos de máxima potência e circuito aberto, obtêm-se as equações (3.3) e (3.4).

$$I_{mpp} = I_{ph} - I_0 \left\{ e^{\frac{q(V_{mpp} + R_S I_{mpp})}{AK_B T}} - 1 \right\} - \frac{V_{mpp} + R_S I_{mpp}}{R_{sh}} \quad (3.3)$$

$$0 = I_{ph} - I_0 \left\{ e^{\frac{qV_{oc}}{AK_B T}} - 1 \right\} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (3.4)$$

Derivando a equação (3.1) com relação à tensão (V_{PV}) tem-se

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = -I_0 \left\{ \frac{q}{AK_B T} \left(1 + R_S \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right) e^{\frac{q(V_{PV} + R_S I_{PV})}{AK_B T}} \right\} - \frac{1}{R_{sh}} \left(1 + R_S \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right) \quad (3.5)$$

Substituindo os valores de I_{PV} e V_{PV} na equação (3.5) para os pontos de circuito aberto e curto circuito, é possível obter as equações (3.6) e (3.7), respectivamente.

$$\left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{I_{PV}=0} = -I_0 \left\{ \frac{q}{AK_B T} \left(1 + R_S \left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{I_{PV}=0} \right) e^{\frac{qV_{oc}}{AK_B T}} \right\} - \frac{1}{R_{sh}} \left(1 + R_S \left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{I_{PV}=0} \right) \quad (3.6)$$

$$\left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{V_{PV}=0} = -I_0 \left\{ \frac{q}{AK_B T} \left(1 + R_S \left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{V_{PV}=0} \right) e^{\frac{qR_S I_{SC}}{AK_B T}} \right\} - \frac{1}{R_{sh}} \left(1 + R_S \left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{V_{PV}=0} \right) \quad (3.7)$$

Uma sexta equação pode ser obtida ao se considerar que a potência transferida do painel fotovoltaico em qualquer ponto de operação é dada pela equação (3.8).

$$P_{PV} = V_{PV} I_{PV} \quad (3.8)$$

Derivando a equação (3.8) em relação à tensão (V_{PV}), tem-se a equação (3.9).

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (3.9)$$

Para encontrar o valor de V_{PV} no ponto de máxima potência, faz-se $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0$. Substituindo este valor na equação (3.9), tem-se a equação (3.10).

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = -\frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \quad (3.10)$$

Substituindo a equação (3.10) em (3.5), obtém-se a equação (3.11).

$$\frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} = I_0 \left\{ \frac{q}{AK_B T} \left(1 - R_S \frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \right) e^{\frac{q(V_{mpp} + R_S I_{mpp})}{AK_B T}} \right\} + \frac{1}{R_{sh}} \left(1 - R_S \frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \right) \quad (3.11)$$

Os parâmetros (I_{ph} , I_0 , R_S , R_{sh} e A) podem ser determinados empregando um método iterativo de solução de equações não lineares como Newton-Raphson. Os valores de V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} , I_{mpp} , $\left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{V_{PV}=0}$ e $\left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{I_{PV}=0}$ são obtidos através do *datasheet* do fabricante. As condições iniciais dos parâmetros (I_{ph} , I_0 , R_S , R_{sh} e A) podem ser obtidas através de expressões similares àquelas empregadas nos métodos analíticos [31, 35], representadas pelas equações (3.12)-(3.16).

$$A = \frac{V_{mpp} + R_{so} I_{mpp} - V_{oc}}{\frac{K_B T}{q} \left\{ \ln \left(I_{sc} - \frac{V_{mpp}}{R_{sho}} - I_{mpp} \right) - \ln \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) + \frac{I_{mpp}}{I_{sc} - V_{oc}/R_{sho}} \right\}} \quad (3.12)$$

$$R_{sh} = \frac{1}{G_{sho}} \quad (3.13)$$

$$I_0 = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) e^{-\frac{qV_{oc}}{AK_B T}} \quad (3.14)$$

$$R_S = \frac{1}{G_{so}} - \frac{AK_B T}{qI_0} e^{-\frac{qV_{oc}}{AK_B T}} \quad (3.15)$$

$$I_{ph} = I_{sc} \left(1 - \frac{R_S}{R_{sh}} \right) + I_0 \left(e^{\frac{qR_S I_{sc}}{AK_B T}} - 1 \right) \quad (3.16)$$

onde:

$$G_{so} = \left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{I_{PV}=0} \quad (3.17)$$

$$G_{sho} = \left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{V_{PV}=0} \quad (3.18)$$

3.2.1.3 Dependência dos parâmetros das condições de operação

Como mencionado, os parâmetros determinados na seção anterior referem-se a uma condição específica de operação. Dessa forma, esses parâmetros devem ser corrigidos para diferentes situações de operação.

Segundo [40], o fator de qualidade da junção p-n depende apenas da temperatura (em Kelvin) do painel e pode ser corrigido de acordo com a equação (3.19).

$$\frac{A}{A_{STC}} = \frac{T}{T_{STC}} \quad (3.19)$$

onde T_{STC} e A_{STC} são a temperatura do painel e o fator de qualidade da junção p-n em condições padrão de teste, enquanto T e A são a temperatura do painel e o fator de qualidade para a nova condição de operação.

A corrente de saturação não depende das condições de radiação, mas mostra forte dependência com a temperatura [41], que pode ser aproximada pela equação (3.20).

$$I_o = I_{o_{STC}} \left(\frac{T}{T_{STC}} \right)^{3/A} e^{\frac{qR_S I_{sc}}{AK_B T}} e^{\frac{qE_{go}}{AK_b} \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T} \right)} \quad (3.20)$$

onde $I_{o_{STC}}$ é a corrente de saturação em condições normais de teste e E_{go} é a energia da banda do semiconductor utilizado na célula fotovoltaica.

A corrente fotogerada I_{ph} é aproximadamente uma função linear da radiação solar. De acordo com [40], a corrente fotogerada para quaisquer condições de operação é dada pela equação (3.21).

$$I_{ph} = \frac{S}{S_{STC}} [I_{ph_{STC}} + k_i(T - T_{STC})] \quad (3.21)$$

onde S_{STC} e $I_{ph_{STC}}$ são o nível de radiação solar incidente na placa e a corrente fotogerada em condições normais de teste, respectivamente. Finalmente, k_i é o coeficiente de temperatura de corrente de curto circuito encontrado no *datasheet* do fabricante.

A resistência série influencia ligeiramente na curva $I-V$ próximo ao ponto de máxima potência [40]. Sendo assim, é possível assumir que $R_S = R_{S_{STC}}$, onde $R_{S_{STC}}$ é a resistência série em condições normais de teste.

A resistência *shunt*, R_{sh} , controla a inclinação da curva $I-V$ perto do ponto de curto circuito. Ela é inversamente proporcional à radiação absorvida [40], como mostra a equação (3.22).

$$\frac{R_{sh}}{R_{sh_{STC}}} = \frac{S_{STC}}{S} \quad (3.22)$$

onde $R_{sh_{STC}}$ é a resistência *shunt* determinada nas condições normais de teste.

Quanto à temperatura do painel fotovoltaico, a equação (3.23) é usada para aproximar a temperatura da superfície deste através da temperatura ambiente. Então, sob condições arbitrárias de operação (radiação S e temperatura ambiente T_a), a temperatura de trabalho do painel é dada pela equação (3.23).

$$T = T_a + S \frac{NOCT - 20}{800} \quad (3.23)$$

onde $NOCT$ é a temperatura nominal de operação do painel fotovoltaico definida sob uma radiação solar de 800 W/m^2 , uma temperatura ambiente de 20°C e uma velocidade do vento menor que 1 m/s .

3.2.1.4 Validação do modelo exponencial simples

A fim de validar o modelo exponencial apresentado, essa seção reproduz as curvas $I-V$ do módulo BP SX 120 através das características elétricas fornecidas pelo fabricante no *datasheet* [42] (Anexo B). As curvas apresentadas na Figura 3.2 são fornecidas pelo fabricante juntamente com os dados apresentados na Tabela 3.1.

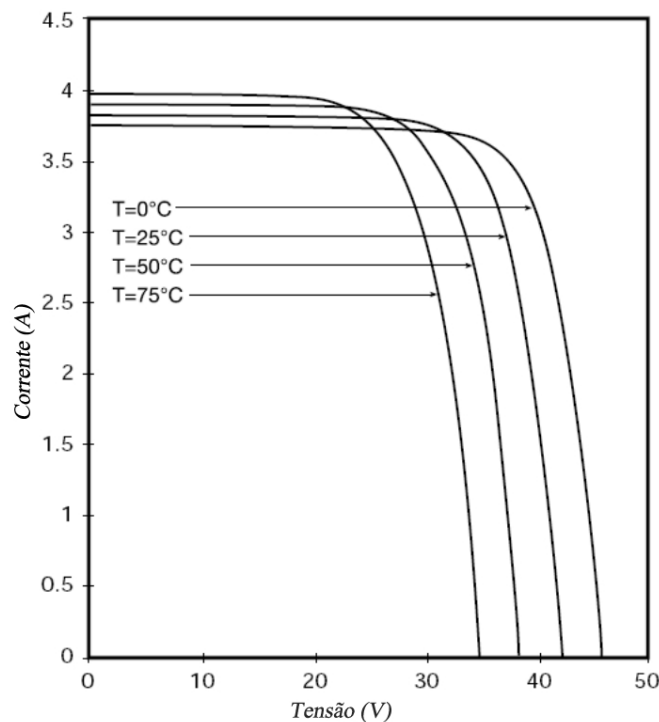


Figura 3.2 – Curvas $I-V$ do módulo BP SX 120.

Os dados da Tabela 3.1 representam o desempenho típico do módulo quando medido em seu terminal sem considerar o efeito de equipamentos adicionais como diodo e cabos. Tais valores foram obtidos sob condições nominais de teste: radiação solar de 1 kW/m^2 e temperatura da célula de 25°C .

Tabela 3.1 – Características elétricas do módulo BP SX 120.

Máxima potência (P_{Max})	120 W
Tensão em P_{Max} (V_{mp})	33,7 V
Corrente em P_{Max} (I_{mp})	3,56 A
P_{Max} mínimo garantido	110 W
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	3,87 A
Tensão de circuito-aberto (V_{oc})	42,1 V
Coeficiente de temperatura de I_{sc}	$(0,065 \pm 0,015)\%/^{\circ}\text{C}$
Coeficiente de temperatura de V_{oc}	$-(160 \pm 10)mV/^{\circ}\text{C}$
Efeito aproximado da temperatura sobre a potência ($\mu_{P_{max}}$)	$-(0,5 \pm 0,05)\%/^{\circ}\text{C}$
NOCT	$47 \pm 2^{\circ}\text{C}$
Tensão máxima do sistema	600 V

Aplicando o método de Newton-Raphson nas equações apresentadas na seção 3.2.1.2 é possível determinar os parâmetros (I_{ph} , I_0 , R_S , R_{sh} e A) para a condição padrão de teste. A Tabela 3.2 mostra os valores encontrados.

Tabela 3.2 – Parâmetros do módulo BP SX 120 ($S = 1000\text{W}/\text{m}^2$ e $T_c = 25^{\circ}\text{C}$).

I_{ph}	3,871 A
I_0	7,9672e-7 A
R_S	0,3996 Ω
R_{sh}	1.500,8 Ω
A	1,4776

Para determinar os parâmetros para uma temperatura de célula diferente de 25°C é necessário fazer a correção destes de acordo com as equações da seção 3.2.1.3. As curvas I - V do módulo BP SX 120 encontradas através do modelo descrito são apresentadas na Figura 3.3. Comparando com as curvas da Figura 3.2 verifica-se que o modelo é capaz de reproduzir curvas muito próximas das obtidas pelo fabricante através de ensaio.

3.2.2 Partes do sistema fotovoltaico

Devido à característica particular do painel fotovoltaico, é necessário desenvolver esquemas para extrair sua potência máxima, a qual depende de vários parâmetros como foi apresentado. Sendo assim, um sistema fotovoltaico tem um módulo responsável por atingir o ponto de operação correspondendo à condição de máxima extração de potência. Este módulo é denominado seguidor de ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracker - MPPT*) [32]. Ele é um conversor CC/CC controlado por um algoritmo adequado que possibilita o sistema fotovoltaico alcançar o ponto de máxima potência. Basicamente, o sistema fotovoltaico consiste do módulo fotovoltaico conectado ao MPPT

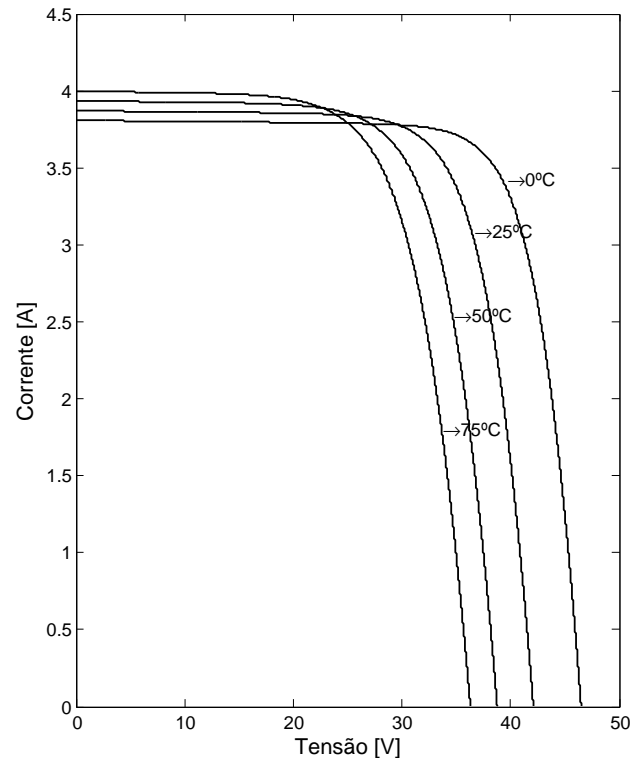


Figura 3.3 – Curvas I - V do módulo BP SX 120 obtidas com o modelo descrito.

e um conversor CC/CA para conectar o sistema fotovoltaico à rede elétrica [43]. Este sistema é representado na Figura 3.4 [32].

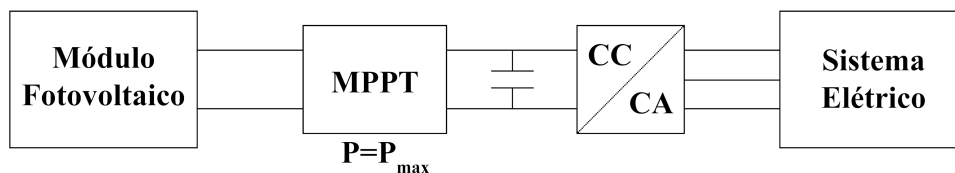


Figura 3.4 – Configuração do sistema fotovoltaico.

3.2.2.1 Seguidor do ponto de máxima potência

O ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico encontra-se no joelho da curva I - V da Figura 3.3. A função desse equipamento é impor uma tensão tal na saída do módulo a fim de obter a máxima potência. Na Figura 3.5, onde são apresentadas as curvas de tensão versus potência ativa do módulo BP SX 120, fica claro que para cada nova condição de radiação solar e/ou temperatura da célula, o valor de tensão correspondente ao ponto de máxima potência se altera, como mostram os pontos destacados nas curvas.

Como mencionado anteriormente, o dispositivo ligado ao módulo fotovoltaico e responsável por alcançar o ponto de máxima potência é um conversor CC/CC. Existem diferentes circuitos conversores CC/CC (*buck*, *boost*, *buck-boost*, *cuk*, etc.), os quais consistem basicamente de capacitores, indutores, comutadores controlados trabalhando

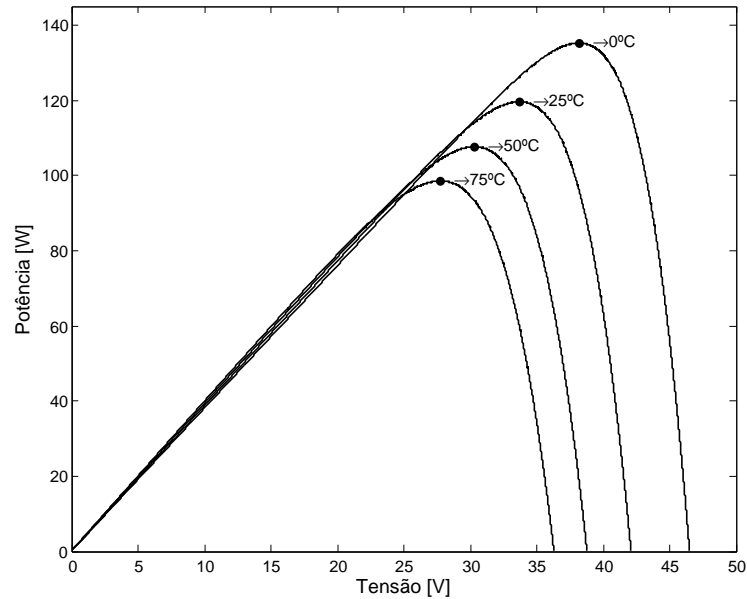


Figura 3.5 – Curva de Tensão vs. Potência.

em alta frequência de comutação e não controlados. Todos esses dispositivos idealmente não consomem nenhuma potência, que é a razão pela alta eficiência dos conversores. O comutador é um dispositivo semiconductor, se estiver trabalhando no estado desligado sua corrente é zero e por isso não há dissipação de potência. Se estiver trabalhando no estado ligado, a queda de tensão por ele será próxima de zero, assim sua dissipação de potência será muito pequena [44].

Durante a operação do conversor, o comutador será comutado em uma frequência constante f_s com um tempo de condução de DT_s e um tempo de não condução de $(1-D)T_s$, onde T_s é o período de comutação $1/f_s$ e D é a razão cíclica do comutador ($D \in [0, 1]$). Com a mudança da razão cíclica, a impedância da carga vista pelo módulo fotovoltaico é variada, assim a corrente drenada e a tensão nos terminais do módulo podem ser controladas a fim de se obter o seu ponto de máxima potência.

O responsável por variar a razão cíclica é o algoritmo de controle MPPT. Para essa finalidade muitas técnicas têm sido propostas na literatura: métodos de perturbação e observação, condutância incremental, Sistema *Fuzzy*, entre outros [44, 45]. O método de perturbação e observação é o mais popular deles, ele consiste em se aplicar um aumento ou diminuição na razão cíclica (D) do conversor e verificar se a potência de entrada aumentou ou diminuiu. Caso a potência aumente, a perturbação continuará com a mesma direção. Quando o ponto de máxima potência é alcançado, a potência no próximo instante será menor, então a perturbação é invertida. Assim, o algoritmo oscila ao redor deste ponto. A fim de evitar grandes variações na potência, é considerado um valor pequeno de perturbação. Apesar dos bons resultados, esse algoritmo pode apresentar problemas no rastreamento da máxima potência na ocorrência de sombreamento parcial dos painéis, pois acontecem distorções nas curvas características que levam ao aparecimento de máximos

locais de potência e o método pode convergir para um desses ao invés do máximo global [46].

3.2.2.2 Conversor CC/CA

Os conversores CC/CA, também conhecidos como inversores, convertem energia elétrica da forma contínua para a forma alternada, que pode ser monofásica ou multi-fases com frequência e amplitude da tensão desejada. Tais equipamentos têm sido largamente empregados em aplicações industriais como acionamento eletrônico de motores com velocidade variável, filtros ativos de potência e, mais recentemente, como compensadores estáticos conectados em derivação e em série com os sistemas de energia elétrica em corrente alternada [31, 47].

Os inversores podem operar como fontes de tensão ou correntes independentes, controlando os fluxos de potência ativa e reativa em seus terminais de acordo com a disponibilidade de potência do inversor. Para a aplicação em sistemas fotovoltaicos, quando conectados entre o conversor CC/CC e a rede de energia elétrica, a forma de onda ideal para a tensão de saída do inversor é a senoidal com a mesma frequência da rede.

3.2.2.3 Modelo de regime permanente

Como apresentado anteriormente, em geral o sistema fotovoltaico é constituído por um conversor CC/CC e outro CC/CA, onde o primeiro é responsável por extrair a máxima potência do sistema e o segundo por entregar essa potência à rede elétrica. Conhecendo tais componentes é possível determinar um modelo do sistema fotovoltaico em regime permanente. Assim, adotam-se as seguintes premissas:

- Todas as células dos painéis fotovoltaicos são idênticas e trabalham com o mesmo nível de radiação e na mesma temperatura;
- O módulo fotovoltaico e o sistema MPPT não têm perdas;
- O módulo fotovoltaico está sempre trabalhando no ponto de máxima potência para uma dada condição de radiação solar e temperatura ambiente;
- Se as condições de radiação solar e/ou temperatura ambiente mudarem, o módulo instantaneamente muda seu ponto de máxima potência;
- A temperatura da célula solar depende exclusivamente da radiação solar e da temperatura ambiente.

Sob estas hipóteses, a saída do módulo de máxima potência P_{Max}^M pode ser aproximada usando a temperatura ambiente e a radiação solar como entradas:

$$P_{Max}^M = \frac{S}{S_{STC}} \left[P_{Max,0}^M + \mu_{P_{max}} (T - T_{STC}) \right] \quad (3.24)$$

onde:

$P_{Max,0}^M$: mínima potência máxima garantida do módulo nas condições padrão de teste (W);

$\mu_{P_{max}}$: variação máxima da potência do módulo com a temperatura (W/K);

Na prática, as condições de operação do painel fotovoltaico diferem das condições padrão de teste. Então, substituindo a equação (3.23) em (3.24), o ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico com N painéis é dado por:

$$P_{Max}^M = N \frac{S}{S_{STC}} \left[P_{Max,0}^M + \mu_{P_{max}} \left(T_a + S \frac{NOCT - 20}{800} - T_{STC} \right) \right] \quad (3.25)$$

A Figura 3.6 apresenta as curvas de potência ativa obtidas através do modelo exponencial simples da Figura 3.1 e do modelo aproximado da equação (3.25), além das curvas de radiação solar e temperatura ambiente ao longo de um dia. A diferença entre os dois resultados para a máxima potência do dia é de aproximadamente 4,5% (102,8W para o modelo aproximado e 98,3 W para o modelo exponencial simples). No entanto, levando-se em consideração que o modelo exponencial simples não é uma representação fiel da resposta do painel fotovoltaico, visto que existe um erro percentual entre as Figuras 3.2 e 3.3, a adoção da equação (3.25) nas simulações é justificada devido ao ganho computacional.

Quanto à potência reativa entregue pelo sistema fotovoltaico, esta depende basicamente do conversor CC/CA. Assim, no problema de fluxo de potência, a barra onde está ligado o sistema fotovoltaico pode ser considerada como PV (potência ativa e magnitude de tensão especificadas) ou como uma barra PQ (potência ativa e reativa especificadas) [48, 49], onde os limites de potência reativa considerados são determinados de acordo com o modelo do conversor CC/CA utilizado.

3.3 Energia eólica

A energia eólica pode ser definida como a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação. Na geração de energia elétrica essa conversão é realizada pelo emprego de turbinas eólicas acopladas a geradores. Tal conjunto turbina-gerador é habitualmente chamado de aerogerador.

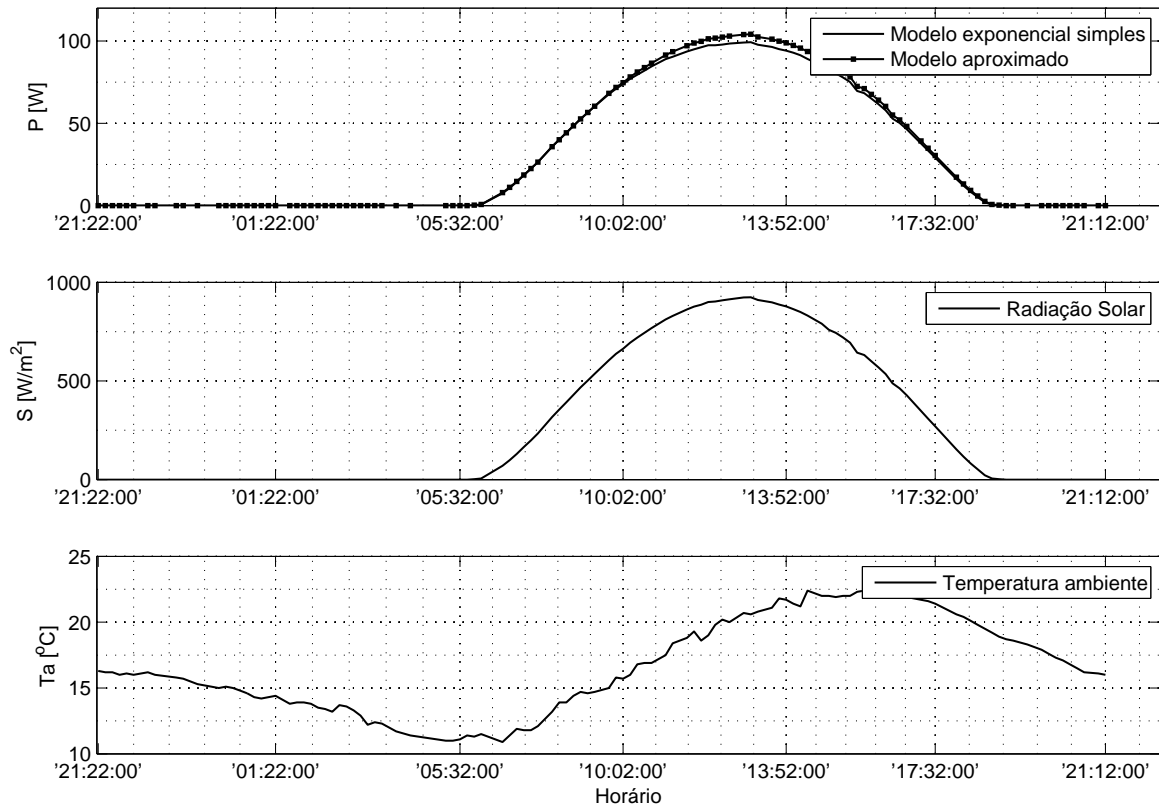


Figura 3.6 – Comparação da potência de saída obtida através do circuito exponencial simples da Figura 3.6 e da equação (3.25).

Nos últimos anos, devido à busca por FERs, a geração eólica tem recebido bastante atenção, uma vez que esta é vista como uma das formas de geração menos agressoras ao meio ambiente. Assim, a instalação de usinas eólicas ganha a cada ano mais projeção sobre a matriz energética mundial. Em grandes parques eólicos é possível encontrar aerogeradores com potências que variam de algumas centenas de kW até 5MW. Pequenas turbinas eólicas (menores que 100kW) e micro turbinas eólicas (menores que 5kW) são encontradas no fornecimento de energia em áreas isoladas fora da rede de abastecimento e também em áreas conectadas à rede elétrica [32].

Esta seção apresenta modelos de algumas turbinas e geradores empregados em usinas eólicas. Também é descrito como são considerados tais modelos no fluxo de potência monofásico e trifásico, uma vez que estes são implementados na plataforma computacional.

3.3.1 Turbinas eólicas

Os projetos de turbinas eólicas disponíveis atualmente são organizados em duas categorias principais [50]:

- Turbinas eólicas de eixo horizontal: nesse caso, as pás da turbina giram em torno de um eixo horizontal. Seu rotor é instalado no topo de uma torre, o que favorece a

captura de ventos com grande quantidade de energia e pouca turbulência. Atualmente, este tipo de projeto de turbina é o mais empregado.

- Turbinas eólicas de eixo vertical: esta turbina é projetada para girar em torno de um eixo vertical. A grande vantagem das turbinas com eixo vertical é a possibilidade de interceptar o vento independente de sua direção. No entanto, como são instaladas próximas ao solo, os ventos incidentes têm pouca energia.

Neste trabalho serão considerados os modelos de turbinas de eixo horizontal, pois são mais encontradas em usinas eólicas.

3.3.1.1 Modelagem da turbina eólica

O modelo aerodinâmico da turbina proporciona uma ligação entre a potência eólica fornecida pelo vento e a potência mecânica capturada pela turbina. Existem diversas aproximações para a modelagem aerodinâmica da turbina eólica. As mais empregadas são descritas a seguir [51]:

- *Método do momento do elemento de pá*: por ser uma das modelagens mais detalhadas possui um elevado grau de exatidão. No entanto, demanda elevado recurso computacional e grande quantidade de informações a respeito da geometria das pás da turbina. Em tal modelagem é necessário gerar um campo de velocidade de vento atuante em toda a superfície varrida pelas pás da turbina, incluindo a correlação espacial entre as componentes de campo de velocidade.
- *Aproximação algébrica através do coeficiente de desempenho, C_p* : neste caso, para obter o torque mecânico desenvolvido na turbina, assume-se uma relação algébrica entre a velocidade do vento, a velocidade de rotação da turbina e o ângulo de passo das pás. Não são necessárias informações detalhadas das características geométricas das pás, apenas da função $C_p(\lambda, \beta)$. A desvantagem desta modelagem é dada pela representação estática do comportamento aerodinâmico. Consequentemente, as rápidas variações da velocidade do vento são refletidas como variações bruscas do torque desenvolvido na turbina, o que não condiz com uma situação real, onde essas variações são suaves.
- *Aproximação com a curva de potência do aerogerador*: nesta abordagem, além de ser omitida a dinâmica do fluxo do ar, também é omitida a dependência do desempenho aerodinâmico. Assume-se que para cada velocidade de vento o $C_p(\lambda, \beta)$ se encontra continuamente no seu valor máximo. Assim, gerando a maior potência possível para cada velocidade de vento.

Neste trabalho foi adotada a aproximação com a curva de potência do aerogerador, uma vez que este estudo está interessado na resposta de regime permanente e considera que o sistema está trabalhando na frequência nominal.

Quando o fabricante não disponibiliza a curva de potência do aerogerador, a mesma pode ser obtida como mostrado a seguir.

A potência fornecida pelo vento em uma área varrida pelas pás da turbina é dada pela equação (3.26).

$$P_v = \frac{1}{2} \rho_{ar} A V_v^3 \quad (3.26)$$

onde: P_v é a potência eólica, ρ_{ar} a densidade do ar, A a área varrida pelas pás da turbina e V_v a velocidade do vento na área considerada.

A potência mecânica capturada pela turbina eólica corresponde a uma parcela de P_v e não depende apenas da velocidade do vento, mas também da velocidade de rotação da turbina e do ângulo de passo das pás. A relação entre a potência fornecida pela turbina e a potência contida no vento define a eficiência aerodinâmica da turbina, C_p .

$$P_m = C_p(\lambda, \beta) P_v \quad (3.27)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = a_1 \left(\frac{a_2}{\lambda_i} - a_3 \beta - a_4 \beta^{a_5} - a_6 \right) e^{\frac{-a_7}{\lambda_i}} \quad (3.28)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + a_8 \beta} - \frac{a_9}{\beta^3 + 1}} \quad (3.29)$$

$$\lambda = \frac{R \omega_t}{V_v} \quad (3.30)$$

onde: λ é a velocidade específica de rotação da turbina (relação entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do vento), β é o ângulo de passo das pás, R é o comprimento das pás, ω_t é a velocidade de rotação da turbina e os parâmetros a_1 a a_9 são dependentes das características construtivas da turbina.

A Figura 3.7 apresenta curvas do coeficiente de desempenho aerodinâmico para diferentes ângulos de passo. Os parâmetros da turbina considerada são apresentados na Tabela 3.3 [52].

Como pode ser observado na Figura 3.7, o valor de C_p varia de acordo com os valores de λ e β . Analisando a equação (3.30), percebe-se que é possível ajustar o valor da velocidade de rotação da turbina, ω_t , para aerogeradores de velocidade variável, a fim de obter um valor de λ que corresponda ao máximo valor de C_p (linha preta na Figura 3.7).

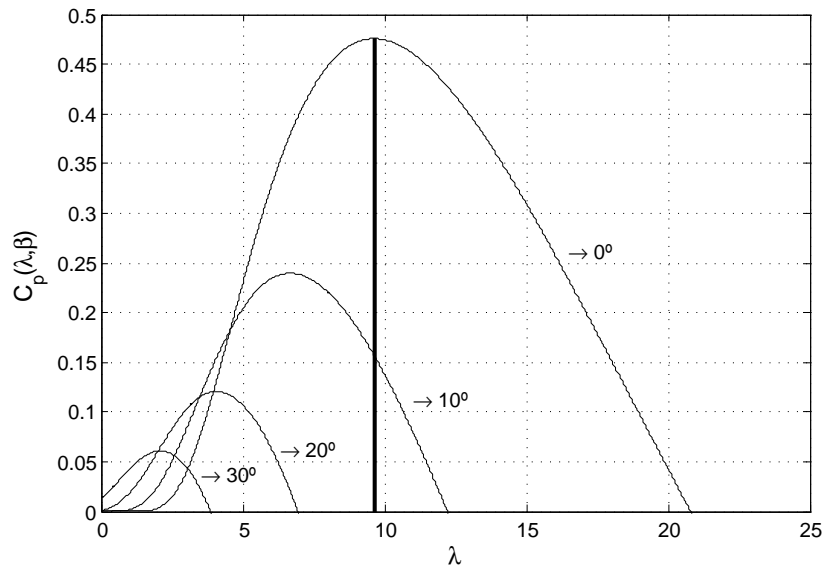


Figura 3.7 – Curvas do coeficiente de desempenho aerodinâmico para diferentes ângulos de passo.

No entanto, deve-se levar em consideração que a turbina tem valores mínimo e máximo de rotação admissíveis. Assim, o que se faz é trabalhar dentro dessa faixa admissível ajustando o melhor valor de ω_t para uma determinada velocidade do vento, além de atuar no controle de ângulo de passo.

Considerando que o aerogerador tem controle de ângulo de passo e é de velocidade variável, aplicando as equações (3.26) a (3.30), é possível obter sua curva de potência assumindo que para cada valor de velocidade de vento são ajustados os valores de λ e β para obter o maior coeficiente de desempenho C_p , assim obtendo o maior aproveitamento da potência eólica. A Figura (3.8) apresenta a curva de potência obtida para a turbina considerada.

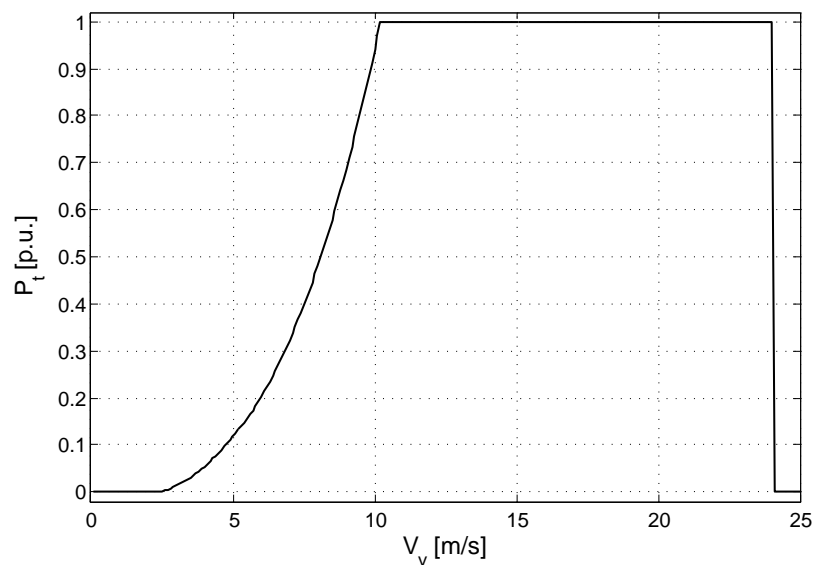


Figura 3.8 – Curva de Potência da turbina eólica.

Tabela 3.3 – Parâmetros da turbina.

Parâmetro		Valor
ω_t^{base}	Velocidade base de rotação da turbina	1,65 rad/s
R	Raio das pás	45 m
λ_{ot}	Velocidade de rotação específica ótima	9,65
λ_N	Velocidade de rotação específica nominal	8,68
ω_t^{min}	Velocidade mínima de rotação da turbina	0,66 p.u.
ω_t^{max}	Velocidade máxima de rotação da turbina	1,3 p.u.
ω_t^n	Velocidade nominal de rotação da turbina	1,267 p.u.
a_1		0,22
a_2		210
a_3		0,8
a_4		0
a_5		1
a_6		8
a_7		18
a_8		0,09
a_9		0,01
V_v^{cut-in}	Velocidade do vento mínima de operação	2,4 m/s
V_v^{const}	Velocidade do vento a partir de onde a potência é mantida constante	10,27 m/s
$V_v^{cut-off}$	Velocidade do vento máxima de operação	24 m/s

Para os aerogeradores de velocidade constante, a curva de potência é encontrada aplicando as equações (3.26) a (3.30), mas considerando que ω_t tem seu valor mantido na velocidade nominal de rotação da turbina, ω_t^n , para todos os valores de velocidade de vento. Neste caso, o aerogerador não consegue obter o máximo aproveitamento da potência fornecida pelo vento.

3.3.2 Geradores eólicos

Como mencionado anteriormente, neste trabalho serão considerados aerogeradores que empregam turbinas eólicas de eixo horizontal. Os geradores que empregam esse tipo de turbina são classificados em dois grupos: aerogeradores que operam em velocidade fixa e aerogeradores que operam em velocidade variável. Estes últimos necessitam de um conversor de potência para desacoplar a velocidade de rotação da turbina da frequência da rede e possuem a vantagem de otimizar a energia capturada pela turbina ajustando a velocidade de rotação da mesma de acordo com a velocidade do vento (ver equação (3.30)), além de oferecerem a possibilidade de controle das potências ativa e reativa. Já os aerogeradores de velocidade fixa têm uma topologia mais simples e um custo inicial mais baixo. Sua velocidade é determinada pela frequência da rede e o acoplamento mecânico

entre a turbina e o gerador é realizado através de uma caixa de transmissão mecânica. Suas principais desvantagens, além do baixo desempenho aerodinâmico, são o elevado custo final, dado em grande parte pela constante necessidade de manutenção, e ao elevado consumo de potência reativa não controlável, o que causa um prejuízo à estabilidade de tensão da rede local, sendo necessária a instalação de banco de capacitores para diminuir tal impacto. Além disso, devido à falta de um controle da potência gerada, as rápidas variações de velocidade do vento resultam em variações de potência ativa e oscilações mecânicas da instalação [50, 52, 53].

Os primeiros aerogeradores empregados nos sistemas de geração eólica foram os que operam com velocidade fixa, equipados com gerador de indução de rotor em gaiola, Figura 3.9a. Nesse caso, o gerador é conectado diretamente à rede operando com velocidade fixa definida pela frequência do sistema, além de sempre consumir potência reativa, o que é indesejado na maioria dos casos devido aos problemas de nível de tensão no ponto de conexão em decorrência do fluxo de potência reativa na rede elétrica. Dessa forma, o consumo de potência reativa é compensado, parcialmente ou totalmente, por banco de capacitores.

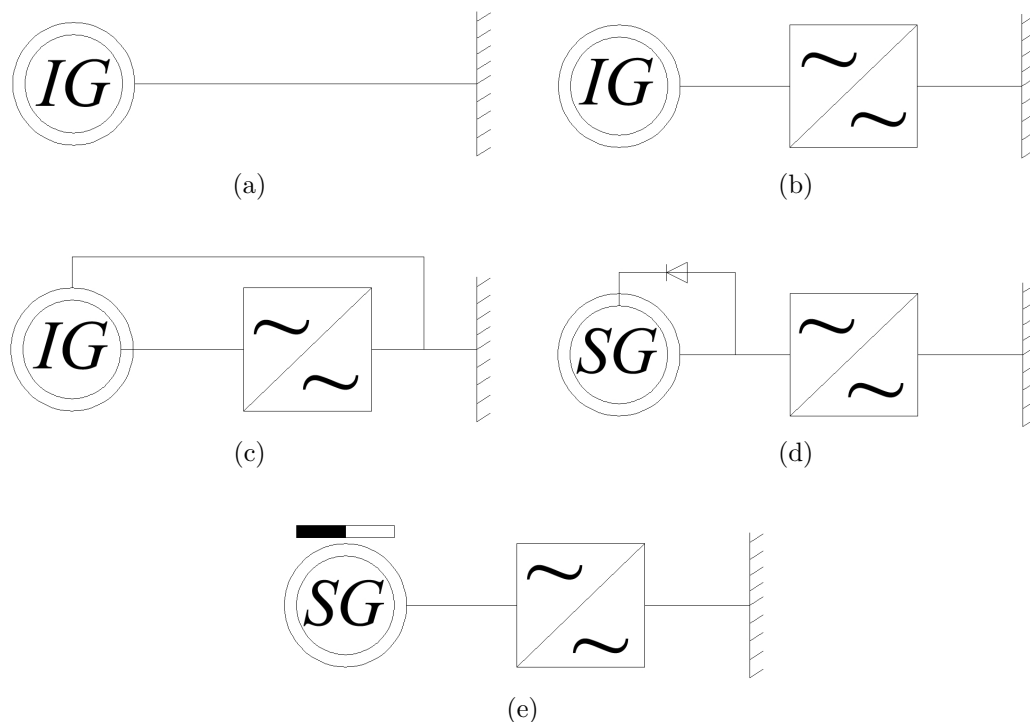


Figura 3.9 – Topologia típica de aerogeradores.

Os aerogeradores que operam com velocidade variável, podem empregar gerador de indução, Figura 3.9b e 3.9c, ou gerador síncrono, Figura 3.9d e 3.9e. Para tanto, a velocidade mecânica e a frequência da rede devem estar completamente desacopladas. Assim, são usados dispositivos eletrônicos.

A estrutura que emprega máquinas síncronas pode operar com gerador excitado eletricamente, Figura 3.9d, ou via ímãs permanente, Figura 3.9e. Os dois casos requerem que o conversor tenha a mesma potência que o gerador. A principal vantagem dessa topologia é que o número de pólos da máquina é tal que sua velocidade nominal de rotação permite um acoplamento mecânico direto com o eixo da turbina, dispensando o uso de um multiplicador de velocidade. Isso compensa, até certa forma, o custo com o conversor de potência, além de uma redução nos custos com manutenção.

A configuração da Figura 3.9c, gerador de indução de dupla alimentação, é uma máquina de indução com rotor bobinado, cujo estator é conectado diretamente à rede elétrica e o rotor através de um conversor de potência bidirecional. A vantagem dessa topologia é que a capacidade do conversor pode ser apenas da potência nominal do rotor, sendo usual um valor de aproximadamente 25% da potência nominal do aerogerador, o que reduz o custo do aerogerador por potência instalada e aumenta o desempenho por redução de perdas, se comparado com um sistema com conversor de capacidade da potência nominal. A desvantagem dessa topologia é a complexidade do sistema de controle e a necessidade de um multiplicador de velocidade para adaptar as velocidades de rotação, além da escassez de modelos matemáticos adequados para representar todas as condições de funcionamento [51].

3.3.2.1 Modelos dos geradores eólicos considerados

Sob o ponto de vista estático, para os aerogeradores de velocidade variável, os quais são conectados à rede elétrica através de conversores e possuem a capacidade de fornecer potência reativa, suas barras de conexão podem ser vistas como barras PQ, onde a potência ativa e reativa são especificadas, permitindo regular um fator de potência desejado. Outra possibilidade é considerá-las como PV, onde a potência ativa e a tensão são especificadas [32, 51, 52, 54, 55, 56].

Para os aerogeradores de velocidade constante equipados com geradores de indução de rotor em gaiola, os quais não possuem a capacidade de regulação de potência reativa, é necessário representar a deterioração da tensão devido ao grande montante de potência reativa absorvida por essas máquinas durante sua operação.

A análise em regime permanente de uma máquina de indução operando em condições desbalanceadas de tensão é realizada tradicionalmente usando o método de componentes simétricas. As Figuras 3.10 e 3.11 apresentam os respectivos circuitos de sequência positiva e negativa. O circuito de sequência zero não é apresentado, uma vez que tais máquinas são tipicamente conectadas em delta ou estrela não aterrado, conseqüentemente, não havendo circulação de corrente de sequência zero.

Os circuitos apresentados nas Figuras 3.10 e 3.11 têm os seguintes parâmetros:

R_s, X_s : resistência e reatância do enrolamento do estator;

R_r, X_r : resistência e reatância do enrolamento do rotor;

X_m : reatância de magnetização;

$$R_L^{pos} = R_r(1 - s)/s;$$

$$R_L^{neg} = R_r(s - 1)/(2 - s);$$

s : escorregamento.

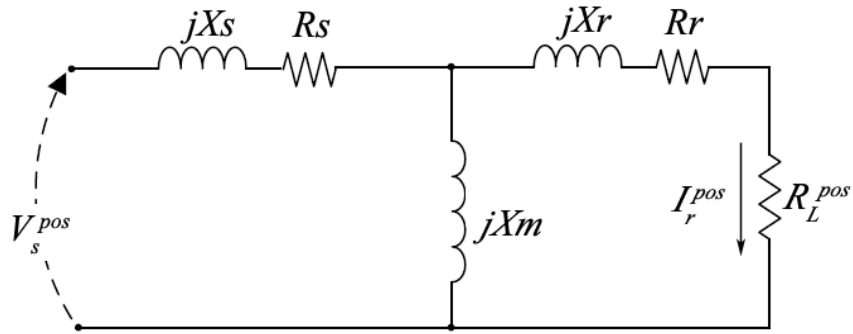


Figura 3.10 – Circuito equivalente de sequência positiva da máquina de indução.

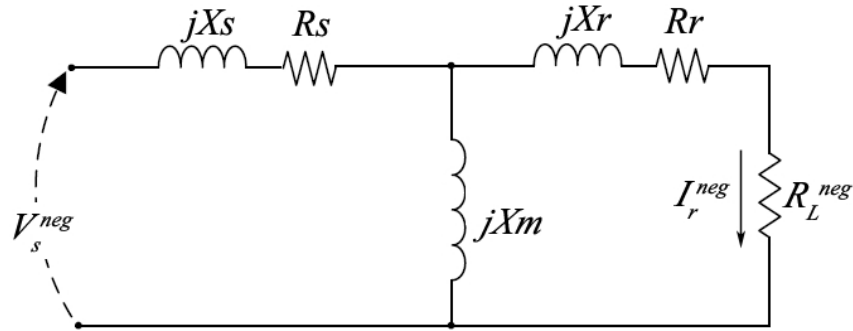


Figura 3.11 – Circuito equivalente de sequência negativa da máquina de indução.

A expressão geral que considera a potência mecânica capturada pela turbina eólica é a equação (3.31).

$$\Delta P_{eol} = P_E - P_m \tag{3.31}$$

onde:

$$P_E = |I_r^{pos}|^2 R_L^{pos} + |I_r^{neg}|^2 R_L^{neg} \tag{3.32}$$

$$|I_r^{pos}|^2 = \frac{|V_s^{pos}|^2 |Z_m|^2}{|Z_s(Z_m + Z_r + R_L^{pos}) + Z_m(Z_r + R_L^{pos})|^2} \tag{3.33}$$

$$|I_r^{neg}|^2 = \frac{|V_s^{neg}|^2 |Z_m|^2}{|Z_s(Z_m + Z_r + R_L^{neg}) + Z_m(Z_r + R_L^{neg})|^2} \quad (3.34)$$

$$Z_m = jX_m$$

$$Z_s = R_s + jX_s$$

$$Z_r = R_r + jX_r$$

A variável P_m da equação (3.31) representa a potência capturada pela turbina eólica dada pela equação (3.27) e repetida por conveniência na equação (3.35).

$$P_m = C_p(\lambda, \beta) P_v \quad (3.35)$$

Para a análise do sistema balanceado com representação monofásica, é considerado apenas o circuito de sequência positiva. Assim, a equação (3.32) torna-se

$$P_E = |I_r^{pos}|^2 R_L^{pos} \quad (3.36)$$

A nova equação a ser considerada no problema de fluxo de potência é a equação (3.31) e a nova variável de estado o escorregamento, pois R_L^{pos} e R_L^{neg} dependem de s . A formulação da máquina de indução adotada para o fluxo de potência monofásico e trifásico é apresentada em detalhes no APÊNDICE A.

3.4 Considerações finais

Como foi apresentado, a geração de energia dessas FERs depende de variáveis meteorológicas, o que pode causar incertezas na geração. Por essa razão, é importante incluir seus modelos na análise de fluxo de potência.

No caso do sistema fotovoltaico, conhecendo-se a temperatura ambiente e a radiação solar, sua geração pode ser determinada pela equação (3.25) que é uma boa aproximação da resposta obtida com o modelo exponencial simples do painel fotovoltaico. Conhecendo-se a velocidade do vento, a geração eólica pode ser determinada pela equação (3.35) ou diretamente da curva de potência do aerogerador adotado.

4 Fluxo de Potência Unificado

4.1 Considerações iniciais

Normalmente, a análise do sistema de transmissão e distribuição é realizada separadamente, como dois sistemas desacoplados, uma vez que eles apresentam características distintas. Consequentemente eles são representados de forma diferente na formulação do fluxo de potência. Uma maneira de resolver todo o sistema da Figura 4.1 é representá-lo como um sistema trifásico na formulação do fluxo de potência. No entanto, essa representação exige um maior esforço computacional comparada com a abordagem proposta nesta tese. Além disso, a representação trifásica do sistema de transmissão pode não apresentar informações significativamente diferentes daquelas obtidas com a representação monofásica, visto que o sistema de transmissão é ligeiramente desbalanceado.

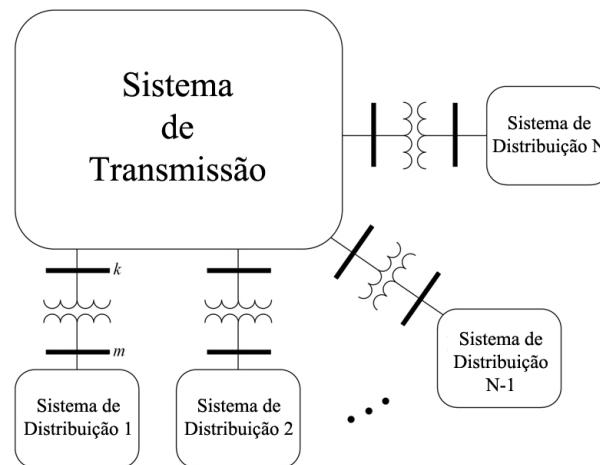


Figura 4.1 – Diagrama representativo do sistema global.

Este capítulo apresenta uma solução onde os sistemas de transmissão e distribuição são resolvidos simultaneamente como um único sistema, preservando as características de cada um. Também é apresentado como são consideradas as GDs no fluxo unificado.

4.1.1 Solução unificada do fluxo de potência dos sistemas de distribuição e transmissão

Como é apresentado em [14], um método para resolver o sistema global é representando o acoplamento entre os sistemas de transmissão e distribuição por uma interface passiva, assim preservando as características de cada sistema (monofásica do sistema de transmissão e trifásica do sistema de distribuição). Assumindo, por exemplo, uma interfase conectando o terminal k do sistema de transmissão com o terminal m do sistema de distri-

buição 1 (Figura 4.1), o problema completo de fluxo de potência usando Newton-Raphson pode ser representado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \\ \Delta \mathbf{I}_i^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_r^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}'_{TS} & & & \\ & & \mathbf{J}_{km} & \\ & \mathbf{J}_{mk} & & \\ & & & \mathbf{J}_{DS} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \\ \Delta \mathbf{V}_r^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_i^{abc} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

onde $\Delta \mathbf{P}$ e $\Delta \mathbf{Q}$ significam os vetores de erros de potência ativa e reativa do sistema de transmissão, respectivamente; $\Delta \mathbf{I}_r^{abc}$ e $\Delta \mathbf{I}_i^{abc}$ são os vetores de erros das correntes real e imaginária do sistema de distribuição, respectivamente; $\Delta \boldsymbol{\theta}$ e $\Delta \mathbf{V}$ são os vetores dos ângulos e magnitudes das tensões das barras do sistema de transmissão, respectivamente; $\Delta \mathbf{V}_r^{abc}$ e $\Delta \mathbf{V}_i^{abc}$ são os vetores das partes real e imaginária das tensões das barras do sistema de distribuição, respectivamente; \mathbf{J}'_{TS} é a matriz Jacobiana convencional do sistema de transmissão com seus elementos $[\mathbf{J}_{kk}]_{2 \times 2}$ modificado; \mathbf{J}_{DS} é a matriz Jacobiana convencional do sistema de distribuição; \mathbf{J}_{km} e \mathbf{J}_{mk} são matrizes 2×6 e 6×2 , respectivamente, que acoplam o terminal monofásico k e o terminal trifásico m . A formulação apresentada na equação (4.1) considera a formulação de injeção de potência no sistema de transmissão e de injeção de corrente no sistema de distribuição. Mais detalhes sobre essa formulação podem ser encontrados em [14].

Devido ao acoplamento fornecido pela interface, os dois sistemas devem ser resolvidos simultaneamente, onde uma matriz Jacobiana de grande dimensão deve ser fatorada, o que pode aumentar o esforço computacional.

Assim como em [14], a metodologia proposta nesta tese também permite que ambos os sistemas sejam solucionados simultaneamente preservando suas características, mas o processo de solução é realizado considerando o desacoplamento dos dois sistemas. Assumindo que a tensão na barra k é perfeitamente balanceada e considerando-a como uma barra PQ (barra de carga) na formulação do sistema de transmissão e como uma barra $V\theta$ (barra *slack*) na formulação do sistema de distribuição, o acoplamento é alcançado. Assim, a equação (4.1) pode ser reescrita como

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \\ \Delta \mathbf{I}_i^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_r^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & & \\ & \mathbf{J}_{TS} & & \\ & & & \\ & & & \mathbf{J}_{DS} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \\ \Delta \mathbf{V}_r^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_i^{abc} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

onde \mathbf{J}_{TS} é a matriz Jacobiana convencional do sistema de transmissão.

A equação (4.2) pode ser decomposta em dois conjuntos independentes de equações, i.e.:

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{TS} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{I}_i^{abc} \\ \Delta \mathbf{I}_r^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{DS} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_r^{abc} \\ \Delta \mathbf{V}_i^{abc} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Como a barra k da Figura 4.1 é representada no sistema de transmissão e distribuição (equações (4.3) e (4.4)), a convergência de um sistema depende do resultado do outro. Assim, antes de cada iteração os valores da barra k devem ser atualizados. A seguinte sequência é proposta:

- Antes de uma iteração do sistema de transmissão, os valores de potência ativa e reativa da barra k são atualizados, usando os valores calculados na iteração do sistema de distribuição: $P_k^t = P_k^a + P_k^b + P_k^c$ e $Q_k^t = Q_k^a + Q_k^b + Q_k^c$, onde P_k^t e Q_k^t são as potências ativa e reativa do sistema de transmissão na barra k ; P_k^a , P_k^b e P_k^c são as potências ativa das fases a , b e c da barra k do sistema de distribuição; e Q_k^a , Q_k^b e Q_k^c são as potências reativa das fases a , b e c da barra k do sistema de distribuição.
- Antes de uma iteração do sistema de distribuição, os valores do ângulo e magnitude da tensão da barra k são atualizados, usando os valores calculados na iteração do sistema de transmissão: $\theta_k^a = \theta_k^t$, $\theta_k^b = \theta_k^t - 120$, $\theta_k^c = \theta_k^t + 120$ e $|V_k^a| = |V_k^b| = |V_k^c| = |V_k^t|$; onde θ_k^t e $|V_k^t|$ representam o ângulo e a magnitude da tensão da barra k do sistema de transmissão; e θ_k^a , θ_k^b , θ_k^c , $|V_k^a|$, $|V_k^b|$ e $|V_k^c|$ são os ângulos e magnitudes das tensões das fases a , b e c da barra k do sistema de distribuição.

Este processo é repetido até que a convergência seja alcançada. Perceba que o acoplamento acontece devido à representação da barra k na formulação de ambos os sistemas. O processo de solução tem abordagem similar àquela empregada no método de fluxo de carga desacoplado rápido [57], onde cada subsistema (equações (4.3) e (4.4)) é resolvido alternadamente como um método desacoplado de Newton.

Esta metodologia permite a solução simultânea dos sistemas de distribuição e transmissão com diferentes representações: o sistema de distribuição pode ser representado em componentes de fase ou em componentes de sequência, enquanto o sistema de transmissão é representado em sequência positiva. Esta abordagem também permite resolver os dois sistemas pela formulação de injeção de potência ou injeção de corrente ou ambas.

A metodologia descrita é ilustrada com o fluxograma da Figura 4.2. Os termos “barras de conexão” no fluxograma se refere às barras que conectam o sistema de transmissão e o sistema de distribuição.

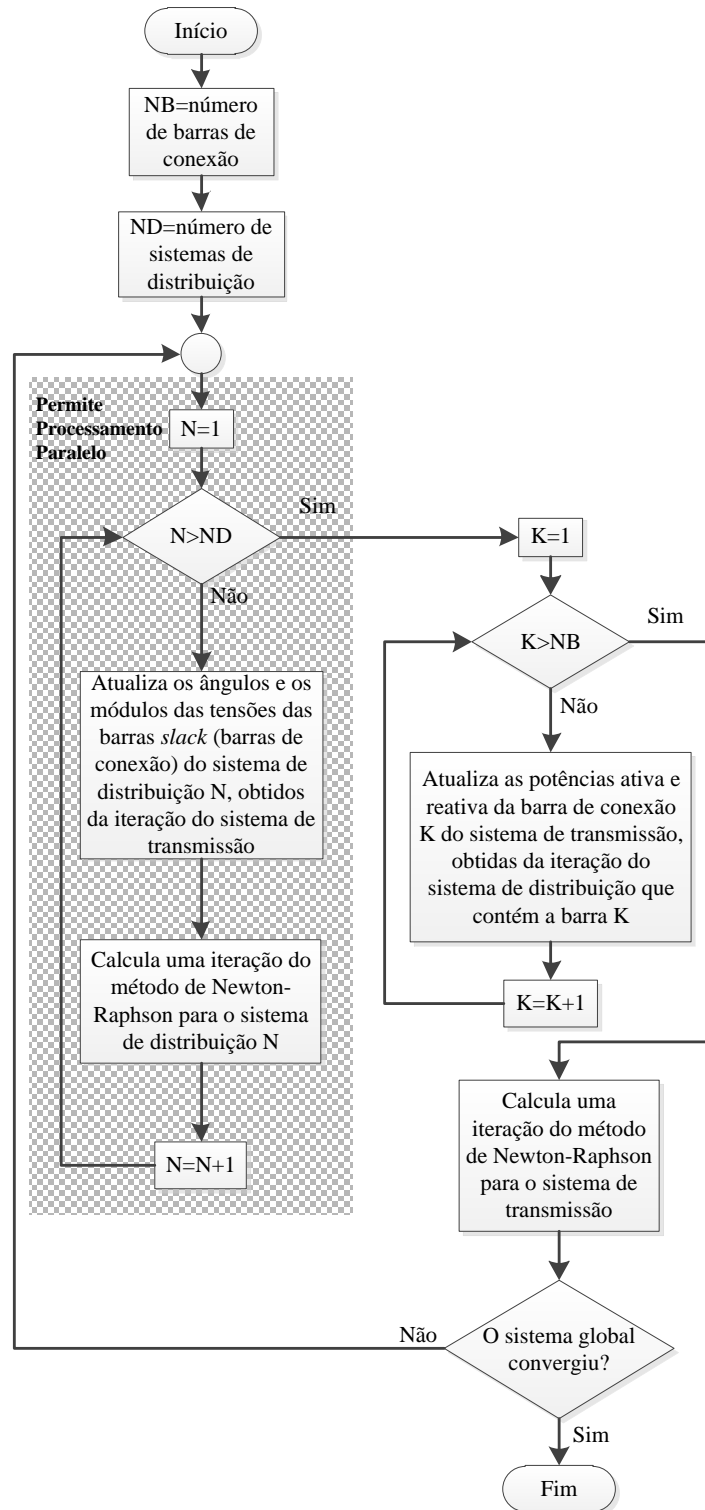


Figura 4.2 – Fluxograma da metodologia de solução do fluxo de potência unificado.

Uma vez que $N + 1$ sistemas pequenos são resolvidos ao invés de um sistema grande, e consequentemente $N + 1$ pequenas matrizes Jacobianas devem ser fatoradas, o esforço

computacional é reduzido drasticamente empregando as equações (4.3) e (4.4) para resolver o sistema global da Figura 4.1. Além disso, pode-se empregar processamento paralelo para resolver os N sistemas de distribuição, visto que um sistema não depende dos resultados dos outros durante a solução de uma iteração. Se existir mais que uma conexão entre o sistema de transmissão e distribuição, cada barra de conexão deve ser representada na formulação geral, lembrando que nesta situação o sistema de distribuição terá mais que uma barra *slack*.

Com essa metodologia, os sistemas podem trabalhar com diferentes bases. A conversão de base é necessária apenas nas atualizações dos dados das barras de conexão, entre uma iteração da distribuição e transmissão.

4.1.2 Consideração das GDs no fluxo unificado

Como esta tese pretende mostrar os impactos da GD nos sistemas de distribuição e transmissão, houve a necessidade de se dispor de uma ferramenta capaz de simular tais sistemas, assim foi desenvolvida uma plataforma computacional em MATLAB[®] [58] para simulação em regime permanente. Aplicando a metodologia apresentada na Seção 4.1.1, tal plataforma integra a solução trifásica dos sistemas de distribuição e a solução monofásica do sistema de transmissão, além de considerar a conexão de GD. Com o emprego dessa plataforma é possível realizar uma série de estudos no sistema.

O montante gerado por cada fonte de GD, seguindo o que foi apresentado no Capítulo 3, é calculado de acordo com os valores de suas variáveis meteorológicas de entrada. Para cada instante de tempo t um novo valor de geração é calculado e atualizado nos dados do fluxo de potência. Para um parque eólico, a velocidade do vento é usada como entrada para calcular o valor gerado pelo parque, enquanto a radiação solar e a temperatura ambiente são usadas para calcular a geração de um sistema solar. Da mesma maneira que os valores de geração, as cargas do sistema também podem seguir uma curva pré-estabelecida, onde seus valores são atualizados para cada novo ponto de operação. Uma vez atualizados os dados de geração e carga, procede-se com o cálculo do fluxo de potência. Ao fim deste, os dados de convergência são armazenados e o processo se repete para um novo instante de tempo $t + \Delta t$. A Figura 4.3 apresenta o fluxograma da plataforma de simulação, onde o bloco “Calcula Fluxo de Potência Unificado” é dado pelo fluxograma da Figura 4.2.

A inclusão de novos modelos à plataforma pode ser realizada facilmente devido ao formato modular na qual esta foi desenvolvida.

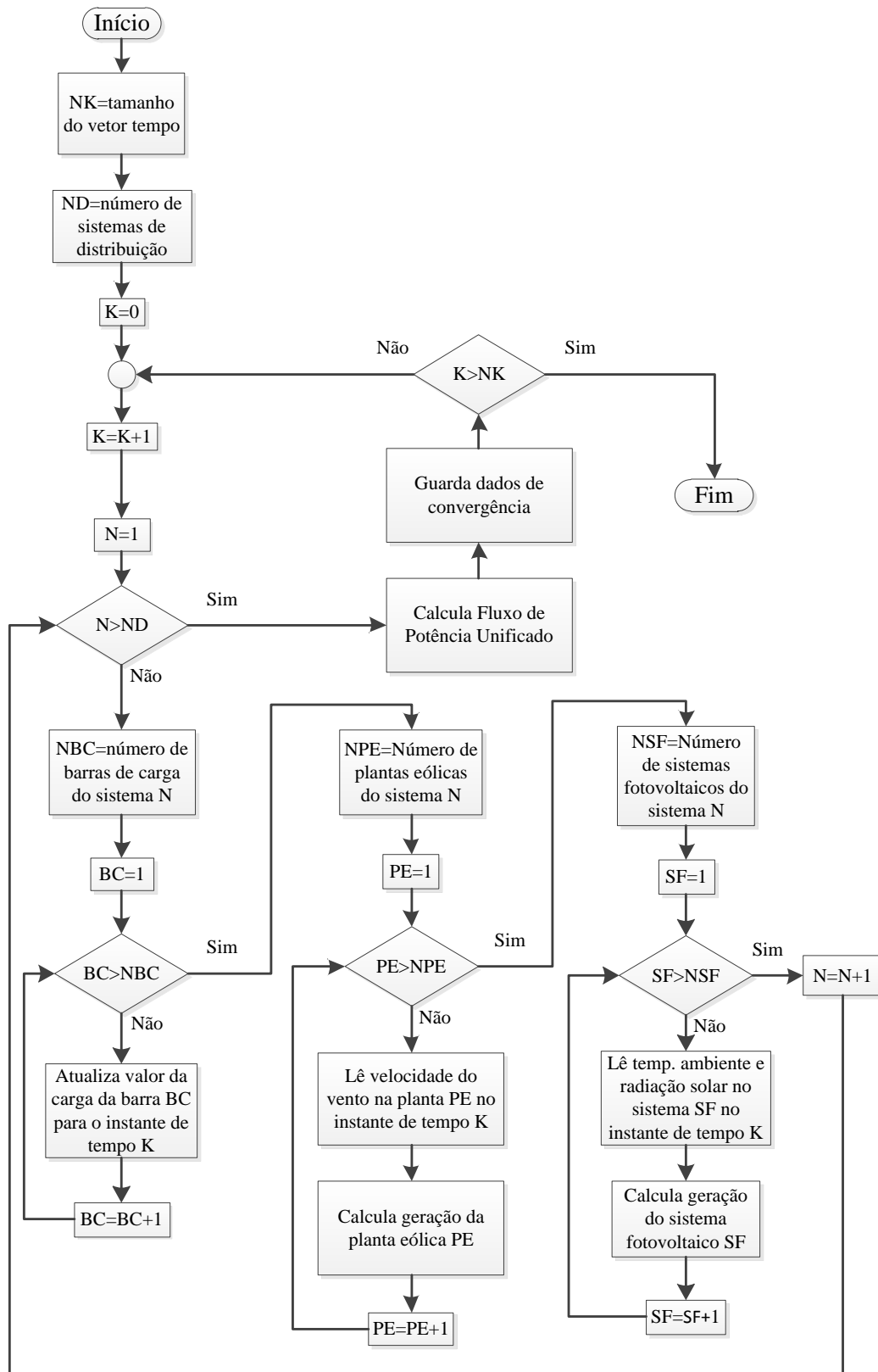


Figura 4.3 – Fluxograma da plataforma de simulação.

4.2 Considerações finais

A abordagem proposta para solução do Fluxo Unificado é similar à apresentada em [14], porém apresenta significativa vantagem em relação ao tempo de processamento. Quanto maior for o sistema, maior será a diferença no tempo computacional. Além disso, a metodologia proposta permite o uso de processamento paralelo.

A plataforma computacional desenvolvida possibilita a análise de sistemas de transmissão, distribuição e, também, sistemas compostos por sistema de transmissão e vários sistemas de distribuição. Além disso, ela permite simular a geração nas FERs através das condições meteorológicas.

5 Resultados do Fluxo de Potência Unificado

5.1 Considerações iniciais

O presente capítulo apresenta os resultados da metodologia do Fluxo de Potência Unificado proposto, comparando-os com a representação trifásica dos sistemas simulados. Simulações considerando a conexão de GDs também são realizadas com a plataforma desenvolvida. Os sistemas utilizados nas simulações são apresentados no decorrer do texto.

5.2 Comparação da metodologia proposta com a solução trifásica

O objetivo desta seção é ilustrar como o Fluxo de Potência Unificado é aplicado, além de validar seu resultado com a representação trifásica. Dois sistemas foram utilizados para comparar a solução proposta com a representação trifásica de todo o sistema.

5.2.1 Sistema Teste de Distribuição IEEE 4 Barras

Para ilustrar a aplicação da metodologia, o Sistema Teste de Distribuição IEEE 4 Barras [59], Figura 5.1, foi empregado. Este sistema foi dividido em dois subsistemas: a direita do transformador abaixador é considerado um sistema de distribuição trifásico com carga desbalanceada e a sua esquerda um sistema de transmissão equivalente representado pela sequência positiva. Assim, de acordo com o descrito no Capítulo 4, a Barra 2 deve ser representada na formulação da transmissão e na da distribuição. Conseqüentemente o sistema de transmissão é composto por duas barras (Barra 1 e 2) e o sistema de distribuição é composto por três barras (Barra 2, 3 e 4).

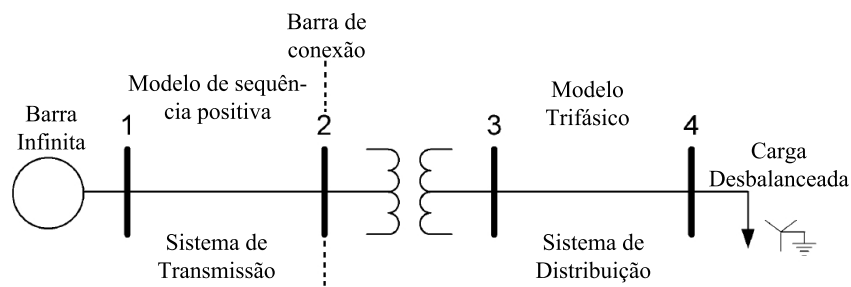


Figura 5.1 – Sistema Teste IEEE 4 Barras.

A Tabela 5.1 compara a magnitude e ângulo da tensão calculado através da metodologia proposta e os resultados obtidos com a formulação trifásica do sistema completo. A coluna de erro mostra a diferença entre os dois resultados. Ocorrem erros, pois a sequência negativa e zero não são modeladas no sistema de transmissão. Os valores

com fundo cinza são calculados depois da convergência do algoritmo, assumindo que as três fases do sistema de transmissão são perfeitamente balanceadas.

Tabela 5.1 – Magnitude e ângulo da tensão do sistema IEEE 4 Barras.

Barra	Trifásico Completo		Fluxo Unificado		Erro	
	kV	graus	kV	graus	E_V (%)	E_θ (graus)
1A	7,200	0,0	7,200	0,0	0,00	0,00
1B	7,200	-120,0	7,200	-120,0	0,00	0,00
1C	7,200	120,0	7,200	120,0	0,00	0,00
2A	7,164	-0,1	7,121	-0,4	-0,60	-0,22
2B	7,111	-120,2	7,121	-120,4	0,14	-0,18
2C	7,082	119,3	7,121	119,6	0,55	0,37
3A	2,305	-2,3	2,291	-2,5	-0,61	-0,25
3B	2,255	-123,6	2,258	-123,8	0,13	-0,16
3C	2,203	114,8	2,219	115,2	0,73	0,45
4A	2,175	-4,1	2,156	-4,3	-0,87	-0,19
4B	1,930	-126,8	1,930	-127,1	0,00	-0,28
4C	1,833	102,8	1,858	103,5	1,36	0,68

A Tabela 5.2 faz uma comparação do fluxo de potência nas linhas para as duas formulações. Os maiores erros ocorrem no sistema de transmissão, onde o sistema é representado apenas pela sequência positiva e o fluxo de potência por fase é calculado depois que o algoritmo converge. No entanto, uma boa aproximação é alcançada para o fluxo de potência total e também para o fluxo de potência por fase no sistema de distribuição. É importante mencionar que as três fases de um sistema de transmissão real são ligeiramente desbalanceadas e que os fluxos de potências ativa e reativa nas barras de conexão (conexão entre o sistema de distribuição e transmissão) são aproximadamente balanceados, o que permite a representação do sistema de transmissão pela componente de sequência positiva sem perdas significativas de informação.

A Tabela 5.3 mostra as características de convergência da solução com representação trifásica e do Fluxo Unificado. Para a representação trifásica completa, os *mismatches* de corrente real e imaginária são apresentados para cada iteração. Enquanto que para o Fluxo Unificado, como o sistema de transmissão foi resolvido pela formulação de injeção de potência, os *mismatches* de potência ativa e reativa são apresentados para o sistema de transmissão e os *mismatches* da corrente real e imaginária do sistema de distribuição são apresentados.

Considerando como base o tempo computacional de 0,09 segundos associado à solução da representação trifásica completa, o tempo de processamento do Fluxo Unificado é aproximadamente 1,17 p.u. O Fluxo Unificado levou mais tempo até a convergência do que a solução trifásica devido à dimensão do sistema, este tempo vai reduzindo conforme aumenta a dimensão do sistema e, principalmente, conforme aumenta o número de sistemas

Tabela 5.2 – Fluxo de potência do sistema IEEE 4 Barras.

Barra De	Barra Para	Trifásico Completo		Fluxo Unificado		Erro	
		P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	E _P (%)	E _Q (%)
1A	2A	1,342	0,972	2,032	1,392	51,49	43,25
1B	2B	2,096	1,342	2,032	1,392	-3,04	3,67
1C	2C	2,672	1,896	2,032	1,392	-23,95	-26,58
1Σ	2Σ	6,110	4,210	6,097	4,175	-0,21	0,82
2A	1A	-1,337	-0,963	-2,019	-1,364	50,96	41,56
2B	1B	-2,074	-1,319	-2,019	-1,364	-2,68	3,39
2C	1C	-2,652	-1,831	-2,019	-1,364	-23,89	-25,51
2Σ	1Σ	-6,064	-4,114	-6,056	-4,092	-0,13	-0,53
3A	4A	1,324	0,881	1,328	0,882	0,31	0,05
3B	4B	2,043	1,133	2,043	1,139	0,00	0,49
3C	4C	2,599	1,509	2,588	1,488	-0,41	-1,36
3Σ	4Σ	5,966	3,523	5,959	3,509	-0,11	-0,41
4A	3A	-1,275	-0,790	-1,275	-0,790	0,00	0,00
4B	3B	-1,800	-0,872	-1,800	-0,872	0,00	0,00
4C	3C	-2,375	-0,781	-2,375	-0,781	0,00	0,00
4Σ	3Σ	-5,450	-2,443	-5,450	-2,443	0,00	0,00

Tabela 5.3 – Características de convergência do Sistema IEEE 4 Barras.

Iter.	Trifásico Completo		Fluxo Unificado			
			Transmissão		Distribuição	
	$ \Delta I_r _{\max}$ (p.u.)	$ \Delta I_i _{\max}$ (p.u.)	$ \Delta P _{\max}$ (p.u.)	$ \Delta Q _{\max}$ (p.u.)	$ \Delta I_r _{\max}$ (p.u.)	$ \Delta I_i _{\max}$ (p.u.)
0	1.76×10^{-01}	2.89×10^{-02}	1.12×10^{-02}	8.04×10^{-03}	1.46×10^{-01}	2.61×10^{-02}
1	1.51×10^{-03}	4.21×10^{-03}	5.46×10^{-06}	6.83×10^{-05}	8.12×10^{-04}	4.60×10^{-03}
2	8.98×10^{-06}	6.37×10^{-07}	8.30×10^{-08}	1.26×10^{-07}	2.50×10^{-05}	1.72×10^{-05}
3	3.07×10^{-12}	2.65×10^{-11}	1.33×10^{-11}	3.40×10^{-11}	1.58×10^{-08}	1.19×10^{-08}
4	1.58×10^{-15}	2.03×10^{-15}	2.00×10^{-15}	6.33×10^{-15}	2.31×10^{-12}	2.18×10^{-12}

de distribuição conectados ao sistema de transmissão.

5.2.2 Sistema de Distribuição IEEE 34 Barras conectado ao Sistema-Teste Brasileiro 16 Barras

Um sistema híbrido composto por um sistema de transmissão e um de distribuição foi usado para mostrar o desempenho do Fluxo Unificado. O sistema é composto pelo Sistema-Teste Brasileiro 16 barras [60] de transmissão (Anexo A), Figura 5.2, e o sistema de distribuição IEEE 34 barras [61], Figura 5.3, o qual é conectado à Barra 6 do sistema de transmissão por um transformador de 2,5-MVA. O sistema IEEE 34 barras é um sistema não transposto desbalanceado, composto por cargas monofásica, bifásicas e trifásicas.

Para mostrar que o Fluxo Unificado apresenta o mesmo resultado que a solução trifásica quando o fluxo de potência na barra de conexão é aproximadamente balanceado,

ao sistema de distribuição foi conectada uma carga de 89 kW+j81 kvar na fase *b* e 140 kW+j142 kvar na fase *c* da barra 800, resultando em fluxo de potência do sistema de transmissão para a distribuição de 739,5 kW-j230,9 kvar na fase *a*, 739,4 kW-j233,7 kvar na fase *b* e 738,2 kW-j232,6 kvar na fase *c*.

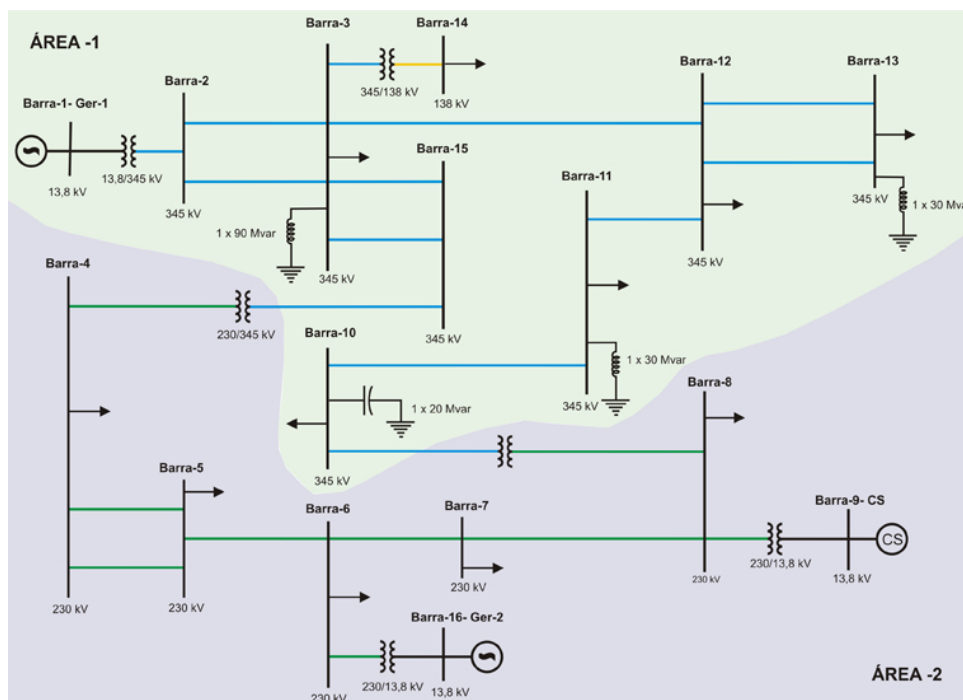


Figura 5.2 – Sistema-Teste Brasileiro 16 Barras.

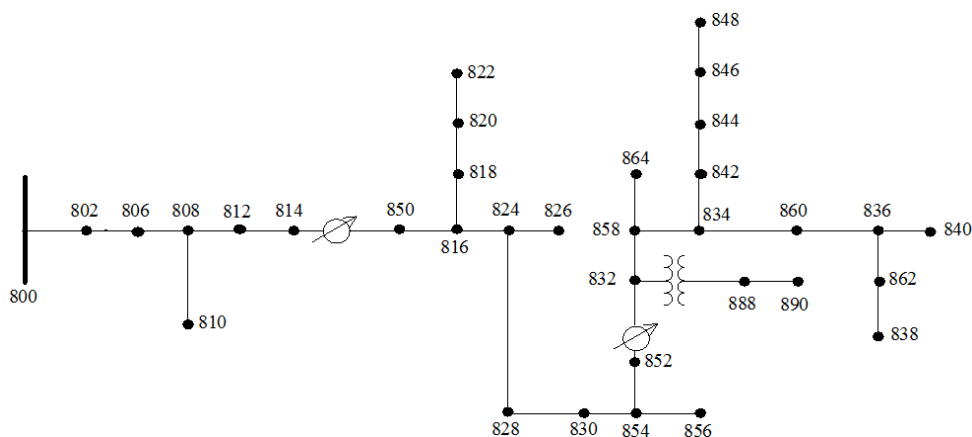


Figura 5.3 – Sistema de distribuição IEEE 34 Barras.

Assim como na seção anterior, a solução do Fluxo Unificado foi comparada com a solução trifásica completa do sistema. Para um *mismatch* máximo de 1×10^{-8} p.u., a solução da representação trifásica completa do sistema converge em 10 iterações, enquanto o Fluxo Unificado converge em 11 iterações. No entanto, considerando como base o tempo computacional de 2,2 segundos associado à solução da representação trifásica completa, o tempo de processamento do Fluxo Unificado é de 0,6 p.u. Percebe-se que com o aumento da

dimensão do sistema, o Fluxo Unificado leva menos tempo para convergir. No caso de um sistema contendo vários sistemas de distribuição, este tempo é ainda menor, pois é possível utilizar processamento paralelo. No sistema em questão, o emprego de processamento paralelo não reduz o tempo computacional.

A Tabela 5.4 apresenta os dados de tensão para o sistema de transmissão. Como pode ser observado, existe apenas um valor de tensão para cada barra do sistema na solução do Fluxo Unificado, uma vez que nela é considerada apenas a componente de sequência positiva do sistema de transmissão. Nota-se que as duas soluções são iguais. A Figura 5.4 ilustra graficamente os dados apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Comparação entre a solução trifásica e o Fluxo Unificado para o sistema de transmissão.

Barra	Fluxo Unificado	Solução Trifásica			max(erro)
	V [p.u.]	V _a [p.u.]	V _b [p.u.]	V _c [p.u.]	[%]
1	1,0300	1,0300	1,0300	1,0300	0,0000
2	1,0569	1,0569	1,0569	1,0569	0,0000
3	1,0566	1,0566	1,0566	1,0566	0,0000
4	1,0279	1,0279	1,0279	1,0279	0,0000
5	1,0370	1,0371	1,0370	1,0370	0,0096
6	1,0436	1,0436	1,0436	1,0436	0,0000
7	1,0349	1,0349	1,0349	1,0349	0,0000
8	1,0264	1,0264	1,0264	1,0264	0,0000
9	1,0100	1,0100	1,0100	1,0100	0,0000
10	1,0797	1,0797	1,0797	1,0797	0,0000
11	1,0762	1,0762	1,0762	1,0762	0,0000
12	1,0670	1,0670	1,0670	1,0670	0,0000
13	1,0641	1,0641	1,0640	1,0641	0,0000
14	0,9941	0,9941	0,9941	0,9941	0,0000
15	1,0591	1,0591	1,0591	1,0591	0,0000
16	1,0500	1,0500	1,0500	1,0500	0,0000

A Tabela 5.5 apresenta os dados de tensão do sistema de distribuição. Para esse sistema, as duas soluções consideram a modelagem trifásica. Na última coluna da tabela é apresentada a maior diferença percentual entre fases das duas soluções, o que permite observar que as soluções apresentam valores equivalentes. As Figuras 5.5, 5.6 e 5.7 ilustram graficamente os dados apresentados na Tabela 5.5.

Comparando os resultados do sistema de distribuição IEEE 4 barras e o sistema híbrido, verifica-se que quanto maior o balanço entre as fases na barra de conexão, mais aproximam-se os valores das duas soluções. Isso não implica que o sistema de distribuição

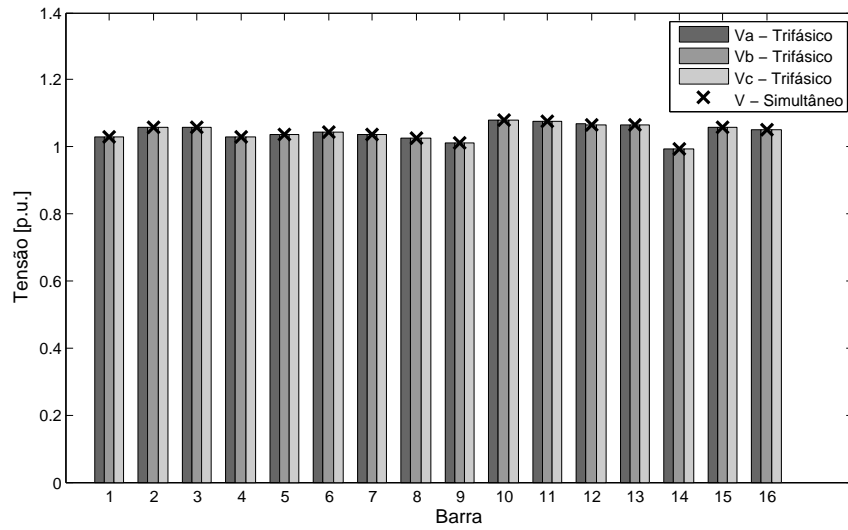


Figura 5.4 – Comparação das tensões do sistema de transmissão entre a solução trifásica e a unificada.

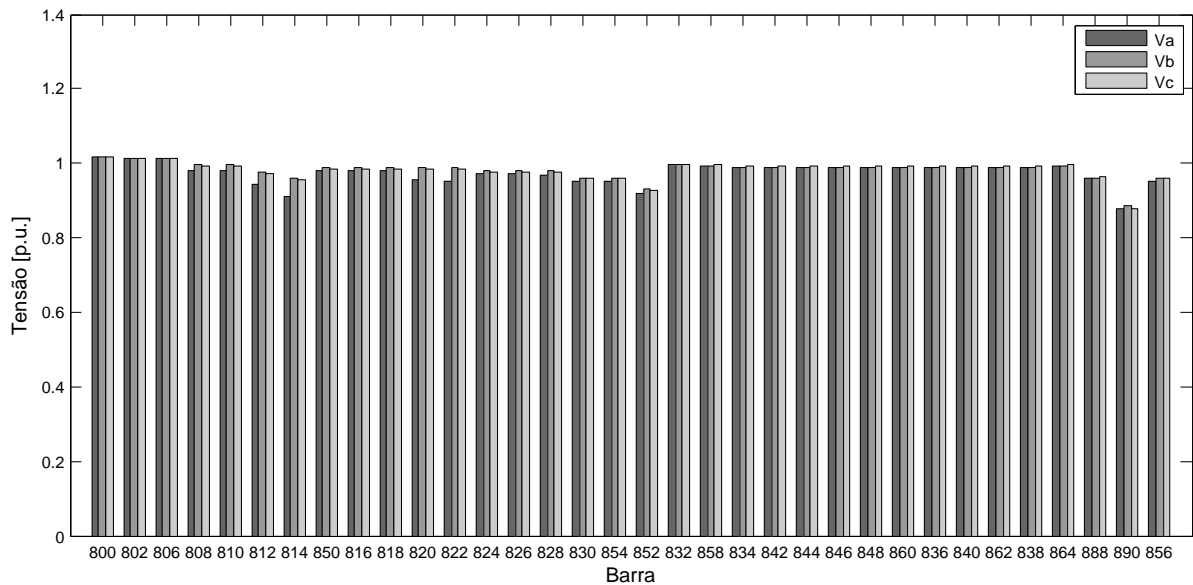


Figura 5.5 – Tensões do sistema de distribuição obtidas com a solução trifásica.

deva ser balanceado, mas que a combinação de todas as cargas deste sistema resulte em um fluxo aproximadamente balanceado nas fases da barra de conexão.

Tabela 5.5 – Comparação entre a solução trifásica e o Fluxo Unificado para o sistema de distribuição.

Barra	Fluxo Unificado			Solução Trifásica			max(erro)
	V_a [p.u.]	V_b [p.u.]	V_c [p.u.]	V_a [p.u.]	V_b [p.u.]	V_c [p.u.]	[%]
800	1,0159	1,0157	1,0158	1,0159	1,0157	1,0158	0,0002
802	1,0134	1,0141	1,0142	1,0134	1,0141	1,0142	0,0002
806	1,0116	1,0131	1,0132	1,0116	1,0131	1,0132	0,0002
808	0,9793	0,9950	0,9946	0,9793	0,9950	0,9946	0,0002
810	0,9793	0,9949	0,9946	0,9793	0,9949	0,9946	0,0002
812	0,9416	0,9752	0,9726	0,9416	0,9752	0,9726	0,0002
814	0,9117	0,9595	0,9551	0,9117	0,9595	0,9551	0,0002
850	0,9800	0,9894	0,9849	0,9800	0,9894	0,9849	0,0002
816	0,9796	0,9892	0,9847	0,9796	0,9892	0,9847	0,0002
818	0,9786	0,9892	0,9847	0,9786	0,9892	0,9847	0,0002
820	0,9541	0,9892	0,9847	0,9541	0,9892	0,9847	0,0002
822	0,9510	0,9892	0,9847	0,9510	0,9892	0,9847	0,0002
824	0,9705	0,9797	0,9763	0,9705	0,9797	0,9763	0,0002
826	0,9705	0,9795	0,9763	0,9705	0,9795	0,9763	0,0002
828	0,9698	0,9790	0,9756	0,9698	0,9790	0,9756	0,0002
830	0,9519	0,9619	0,9586	0,9519	0,9619	0,9586	0,0002
854	0,9514	0,9614	0,9582	0,9514	0,9614	0,9582	0,0002
852	0,9206	0,9314	0,9286	0,9206	0,9314	0,9286	0,0002
832	0,9953	0,9954	0,9982	0,9953	0,9953	0,9982	0,0002
858	0,9930	0,9930	0,9960	0,9930	0,9930	0,9960	0,0002
834	0,9904	0,9902	0,9935	0,9904	0,9902	0,9935	0,0002
842	0,9903	0,9901	0,9935	0,9903	0,9901	0,9935	0,0002
844	0,9901	0,9898	0,9933	0,9901	0,9898	0,9933	0,0002
846	0,9903	0,9898	0,9935	0,9903	0,9898	0,9935	0,0002
848	0,9904	0,9898	0,9936	0,9904	0,9898	0,9936	0,0002
860	0,9899	0,9898	0,9932	0,9899	0,9898	0,9932	0,0002
836	0,9897	0,9894	0,9930	0,9897	0,9894	0,9930	0,0002
840	0,9897	0,9894	0,9930	0,9897	0,9894	0,9930	0,0002
862	0,9897	0,9894	0,9930	0,9897	0,9894	0,9930	0,0002
838	0,9897	0,9892	0,9930	0,9897	0,9892	0,9930	0,0002
864	0,9930	0,9930	0,9960	0,9930	0,9930	0,9960	0,0002
888	0,9589	0,9592	0,9621	0,9589	0,9592	0,9621	0,0002
890	0,8760	0,8844	0,8798	0,8760	0,8844	0,8798	0,0002
856	0,9514	0,9613	0,9582	0,9514	0,9613	0,9582	0,0002

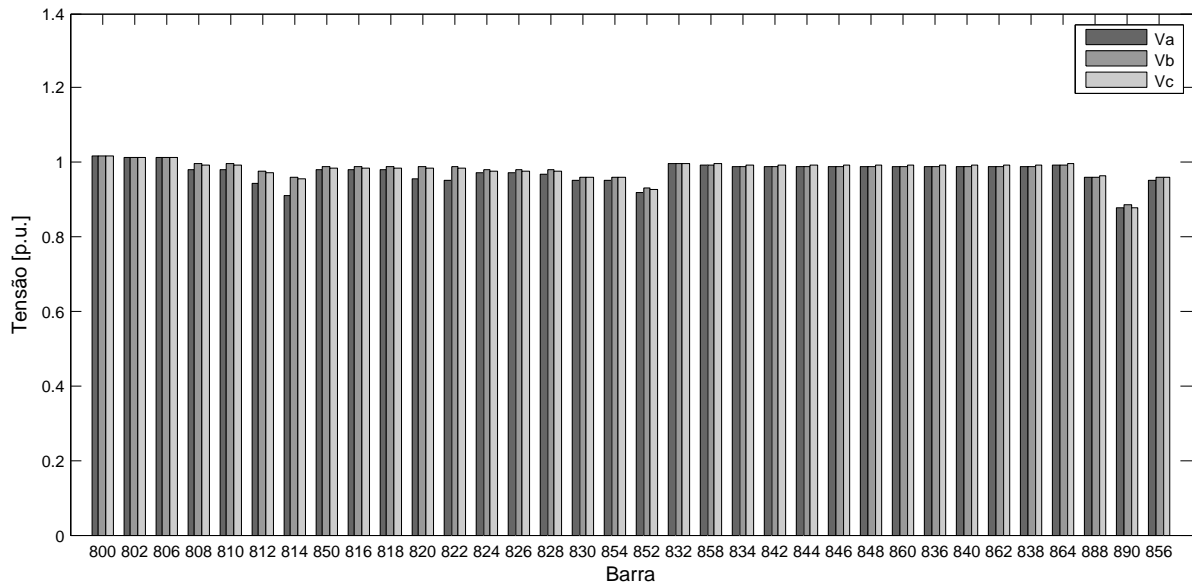


Figura 5.6 – Tensões do sistema de distribuição obtidas com a solução Unificada.

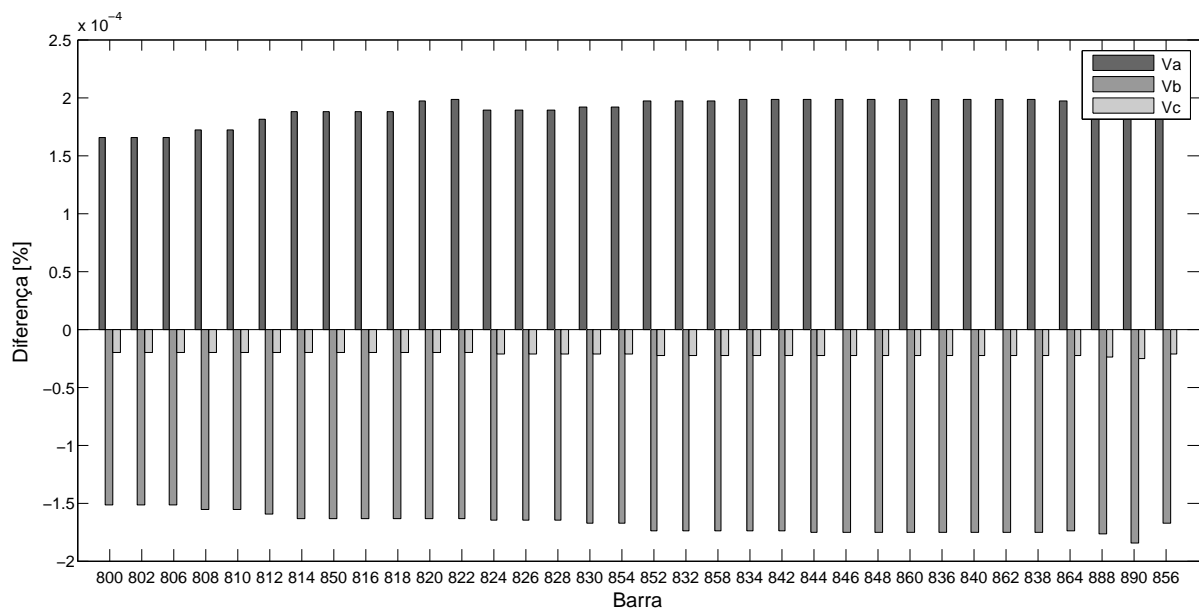


Figura 5.7 – Diferença percentual entre a solução trifásica e a Unificada.

5.3 Análise de sistema com alta penetração de GD

Esta seção apresenta simulações do Fluxo Unificado para um sistema com alta penetração de GD. Assim é possível mostrar a capacidade da metodologia proposta de lidar com fluxo de potência reverso, uma vez que devido à variabilidade das GDs, em alguns instantes do dia, os sistemas de distribuição podem exportar energia elétrica para o sistema de transmissão. Para tal, curvas de 24 horas das variáveis meteorológicas são empregadas, assim como curvas típicas de carga.

5.3.1 Sistema proposto para simulação

O sistema proposto é composto pelo sistema de transmissão IEEE 118 barras (IEEE118) [62] e pelos sistemas de distribuição IEEE 123 barras (IEEE123) e IEEE 34 barras (IEEE34). Os diagramas esquemáticos e os dados associados com os sistemas IEEE de distribuição estão disponíveis em [61]. As seguintes características são consideradas no sistema proposto:

- O IEEE123 é conectado ao IEEE118 por dois transformadores 5,0-MVA, um conectando a Barra 98 do IEEE118 com a Barra 150 do IEEE123 e o outro conectando a Barra 81 do IEEE118 com a Barra 195 do IEEE123;
- O IEEE34 é conectado ao IEEE118 por um transformador 2,5-MVA, conectando a Barra 102 do IEEE118 com a Barra 800 do IEEE34;
- Os sistemas de distribuição também são conectados entre a Barra 840 e Barra 451 do IEEE34 e IEEE123, respectivamente, por um transformador 2,5-MVA;
- O mesmo sistema de distribuição, formado pelos sistemas IEEE123 e IEEE34, é conectado do outro lado do sistema de transmissão IEEE118, sendo os sistemas identificados como IEEE123-A, IEEE123-B, IEEE34-A e IEEE34-B. Embora, inicialmente, a simetria do sistema pareça simplificar a análise, isto não é verdade, pois a não linearidade do sistema de transmissão faz essa simetria irrelevante. Além disso, curvas diferentes de carga e de variáveis meteorológicas são adotadas para cada sistema. Assim, a carga líquida vista pelo sistema de transmissão varia com padrão diferente para cada sistema.

A Figura 5.8 mostra o novo sistema e suas conexões. Perceba que o IEEE123-A, por exemplo, é conectado ao IEEE34-A e também ao sistema de transmissão. Isso demanda bastante do Fluxo Unificado, uma vez que três barras *swing* são consideradas para cada sistema de distribuição.

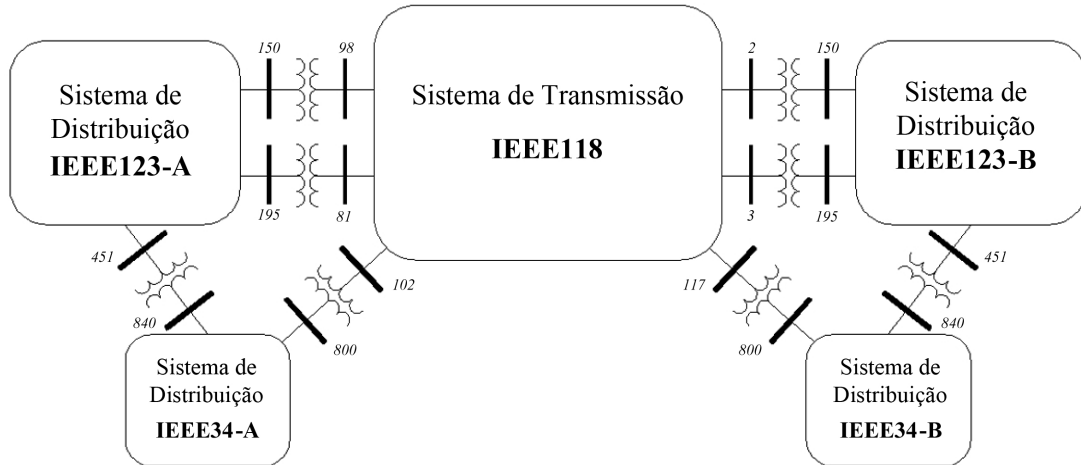


Figura 5.8 – Diagrama do sistema híbrido.

Para investigar o impacto das GDs no sistema proposto, foi considerada a existência de algumas dessas fontes conectadas nos sistemas de distribuição. As Tabelas 5.6 e 5.7 apresentam a disposição das GDs no sistema.

A Tabela 5.6 mostra a localização dos aerogeradores nos sistemas de distribuição. Nas Barras 48, 76 e 8 do sistema IEEE123, por exemplo, são conectados aerogeradores de 800 kW. A curva de potência destes aerogeradores é dada pela Figura 5.9, enquanto as curvas de velocidade do vento associadas a cada barra são dadas pelas Figuras 5.11, 5.12 e 5.13, respectivamente. Os aerogeradores conectados às Barras 108 e 18 dos sistemas IEEE123-A e IEEE123-B e à Barra 828 dos sistemas IEEE34-A e IEEE34-B são considerados de velocidade fixa com geradores de indução de rotor em gaiola, lembrando que esse tipo de gerador sempre consome potência reativa. Assim é possível avaliar a influência desses geradores no sistema. Os outros aerogeradores são considerados com fator de potência constante.

A Tabela 5.7 apresenta a disposição dos sistemas fotovoltaicos instalados nos sistemas de distribuição. Na Barra 822 do sistema IEEE34-A, por exemplo, é instalado um módulo fotovoltaico com 264 painéis alcançando uma potência máxima de 36,96 kW. O valor instantâneo gerado é calculado através da equação (3.25), onde os valores de radiação solar e temperatura ambiente são dados pela Figura 5.20. Todos os sistemas fotovoltaicos são considerados monofásicos, ligados à fase A das respectivas barras.

Tabela 5.6 – Dados das fontes de energia eólica ligadas ao sistema.

Sistema	Barra	Aerogerador	Curva de potência	Velocidade do vento		
IEEE123-A Conectado à Barra 81	48	800 kW	Figura 5.9	Figura 5.11		
	76			Figura 5.12		
	8			Figura 5.13		
	57			Figura 5.14		
	101			Figura 5.15		
	18			330 kW	Figura 5.10	Figura 5.12
	91			Figura 5.16		
	108			Figura 5.17		
IEEE34-A Conectado à Barra 102	848	330 kW	Figura 5.10	Figura 5.14		
	828			Figura 5.11		
	836			Figura 5.17		
IEEE123-B Conectado à Barra 2	48	800 kW	Figura 5.9	Figura 5.12		
	76			Figura 5.11		
	8			Figura 5.12		
	57			Figura 5.17		
	101			Figura 5.15		
	18			330 kW	Figura 5.10	Figura 5.16
91	Figura 5.13					
IEEE34-B Conectado à Barra 117	848	330 kW	Figura 5.10	Figura 5.17		
	828			Figura 5.14		
	836			Figura 5.11		

Tabela 5.7 – Dados das fontes de energia solar ligadas ao sistema.

Parâmetro	IEEE123-A Conectado à Barra 81		IEEE34-A Conectado à Barra 102	IEEE123-B Conectado à Barra 2		IEEE34-B Conectado à Barra 117
	Barra 610	Barra 66	Barra 822	Barra 610	Barra 66	Barra 822
N	528	264	264	528	264	264
S_{STC} [W/m^2]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
P_{max} [W]	140	240	140	140	240	140
$\mu_{P_{max}}$ [$^{\circ}C^{-1}$]	-0,0045	-0,004	-0,0045	-0,0045	-0,004	-0,0045
$NOCT$ [$^{\circ}C$]	46	45	46	46	45	46
T_{STC} [$^{\circ}C$]	25	25	25	25	25	25
Curva de S e T_a	Figura 5.19	Figura 5.18	Figura 5.20	Figura 5.18	Figura 5.20	Figura 5.18

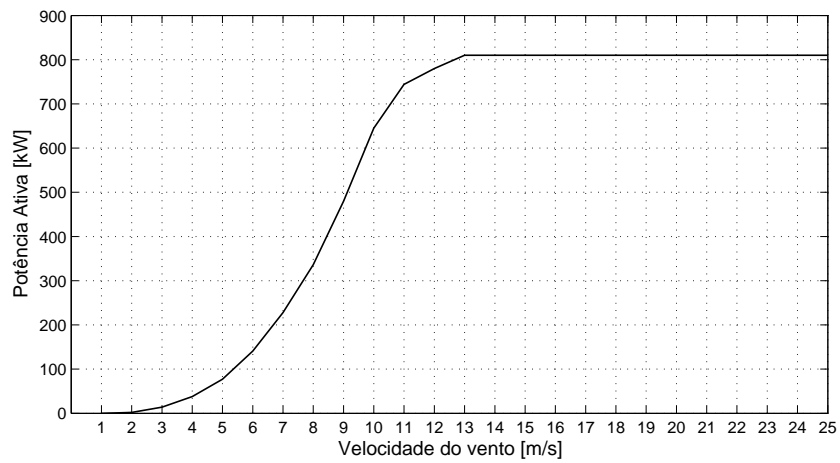


Figura 5.9 – Curva de potência do aerogerador de 800 kW.

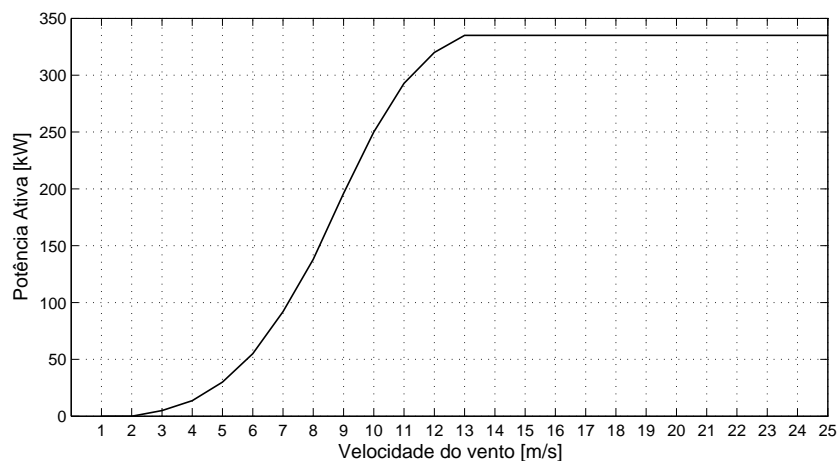


Figura 5.10 – Curva de potência do aerogerador de 330 kW.

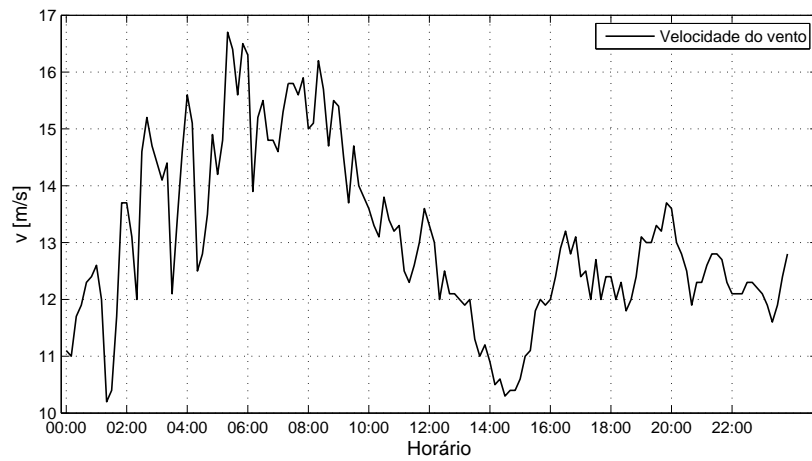


Figura 5.11 – Curva de velocidade do vento - V0925.

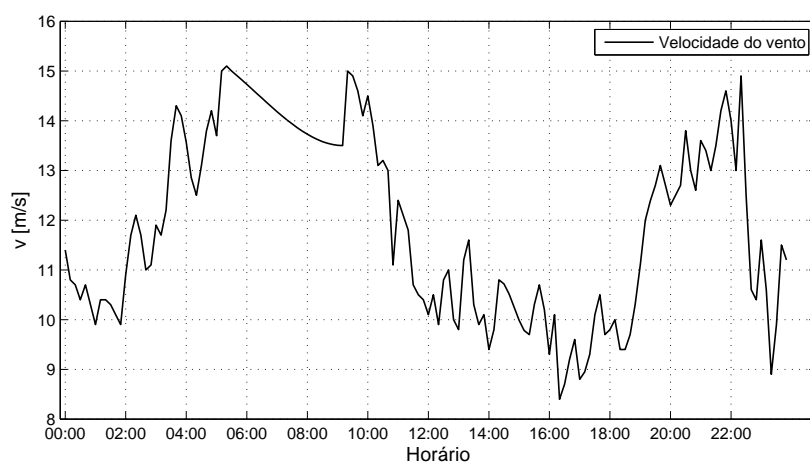


Figura 5.12 – Curva de velocidade do vento - V1004.

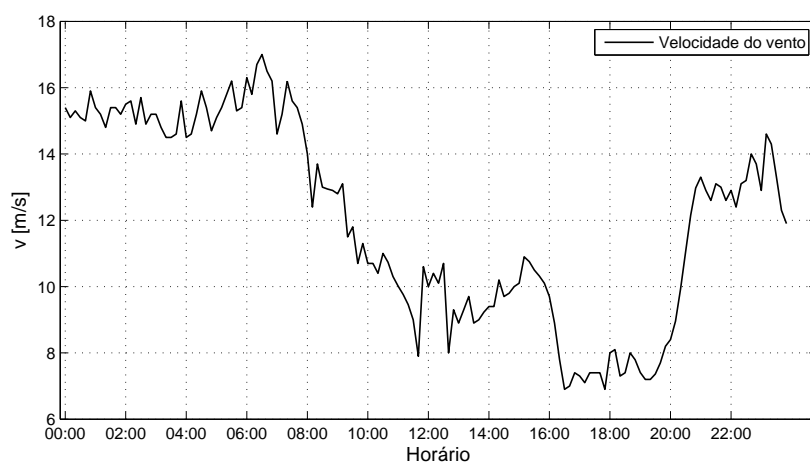


Figura 5.13 – Curva de velocidade do vento - V0724.

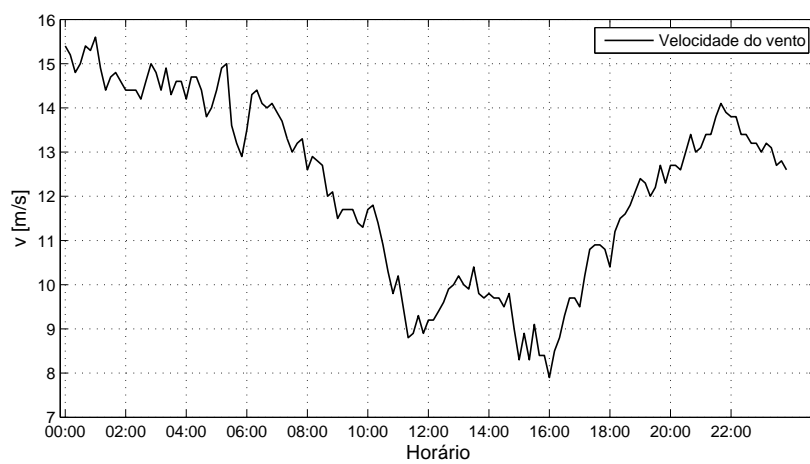


Figura 5.14 – Curva de velocidade do vento - V0919.

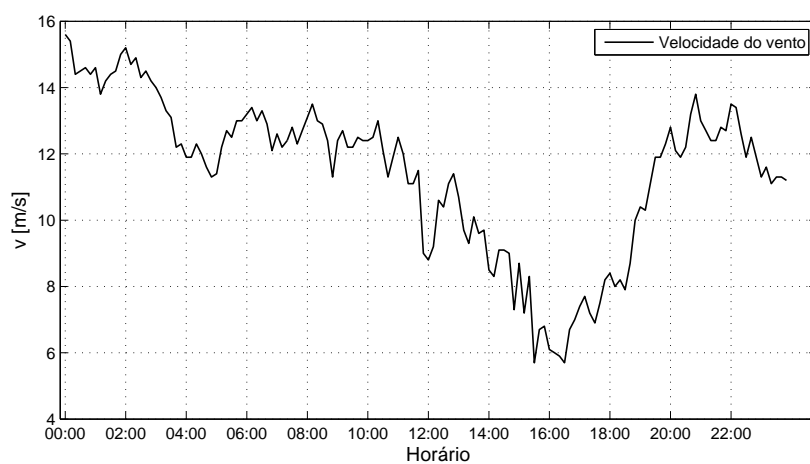


Figura 5.15 – Curva de velocidade do vento - V0717.

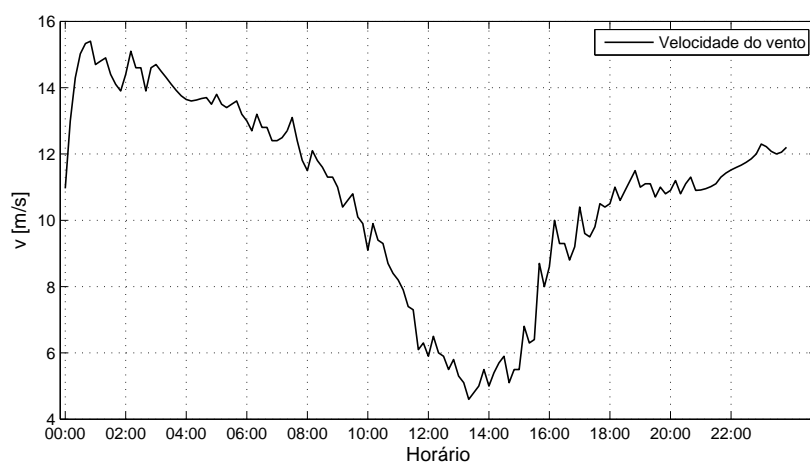


Figura 5.16 – Curva de velocidade do vento - V1019.

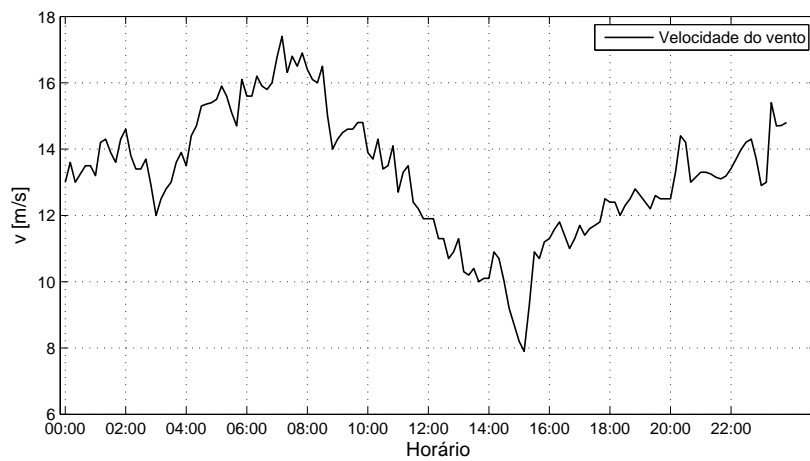


Figura 5.17 – Curva de velocidade do vento - V1018.

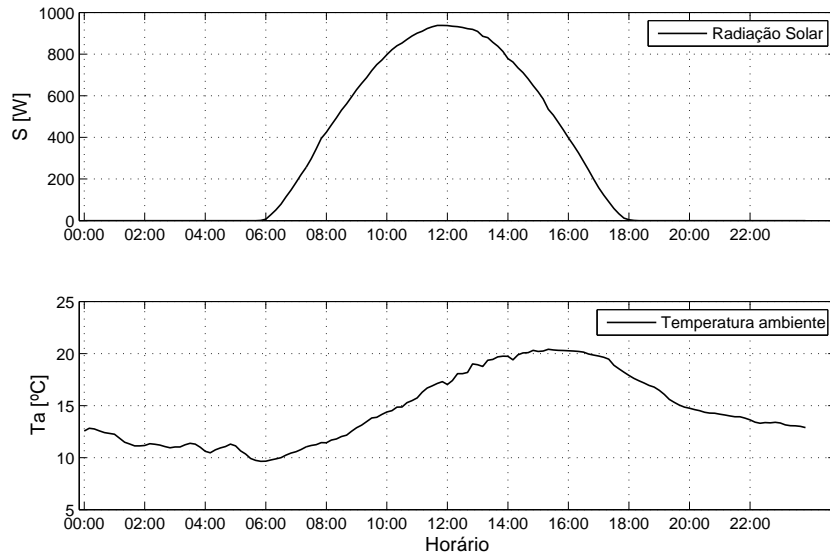


Figura 5.18 – Curva de radiação solar e temperatura ambiente - S0913.

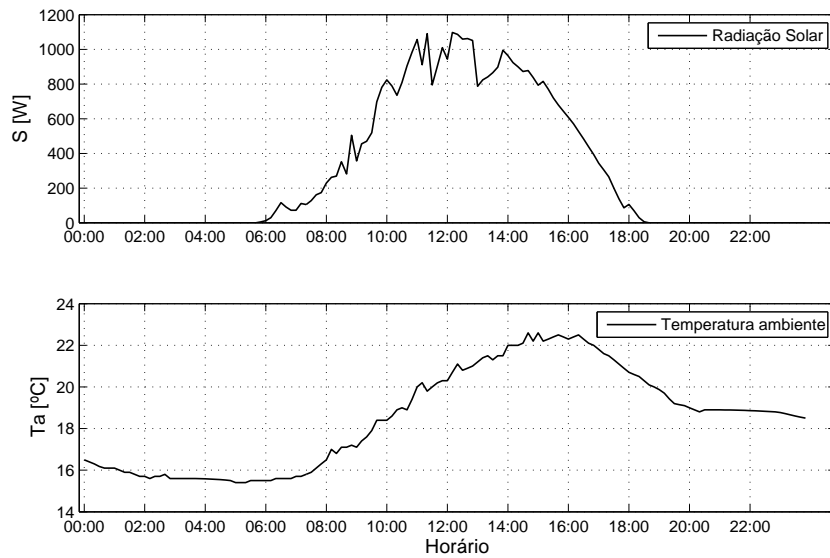


Figura 5.19 – Curva de radiação solar e temperatura ambiente - S0218.

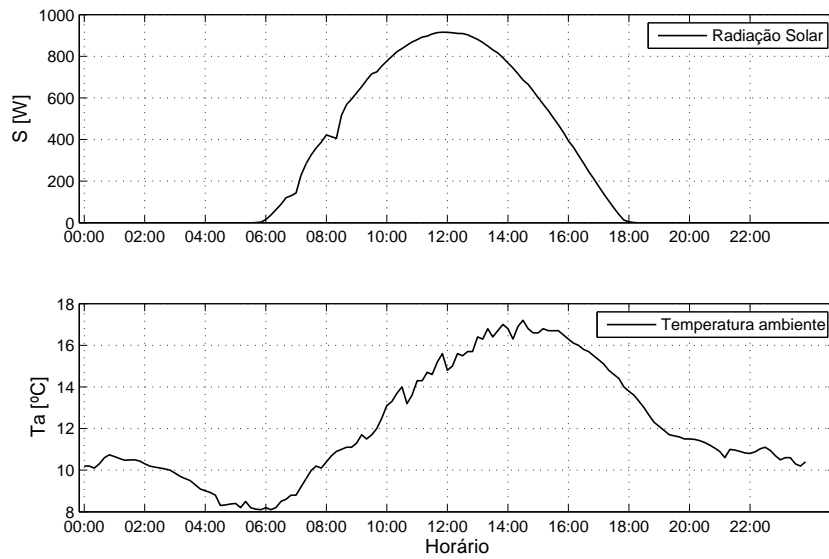


Figura 5.20 – Curva de radiação solar e temperatura ambiente - S0919.

Para simular um período de 24 horas, curvas de carga são empregadas. Assim, algumas cargas concentradas (*spot loads*) dos sistemas de distribuição foram substituídas por curvas típicas diárias de carga [63]. Essas curvas de carga são divididas em comercial, alta renda, média renda e baixa renda, as quais são apresentadas nas Figuras 5.21 a 5.24, respectivamente. Com o emprego dessas curvas é possível fazer uma análise mais realista do sistema.

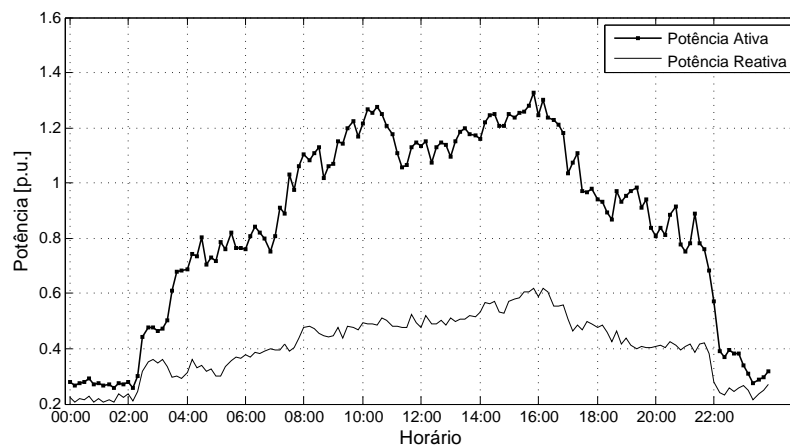


Figura 5.21 – Curva de carga comercial - dias úteis.

A Tabela 5.8 apresenta a disposição das cargas nos sistemas de distribuição. Nessa tabela é dado o valor base de cada fase, o qual é multiplicado pela curva de carga correspondente.

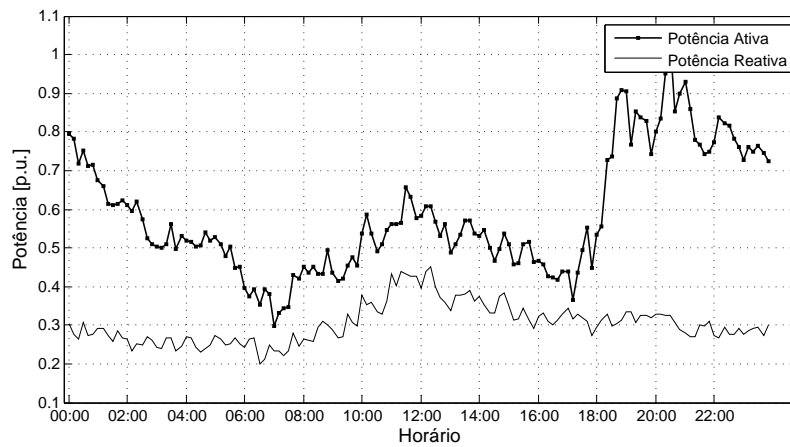


Figura 5.22 – Curva de carga residencial alta renda - dias úteis.

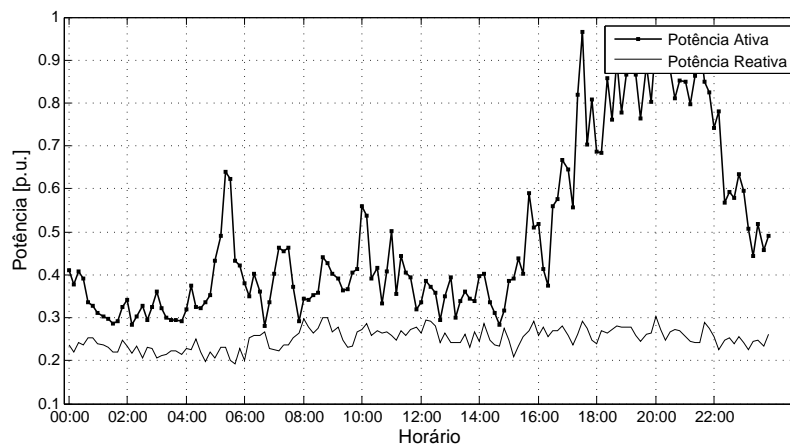


Figura 5.23 – Curva de carga residencial média renda - dias úteis.

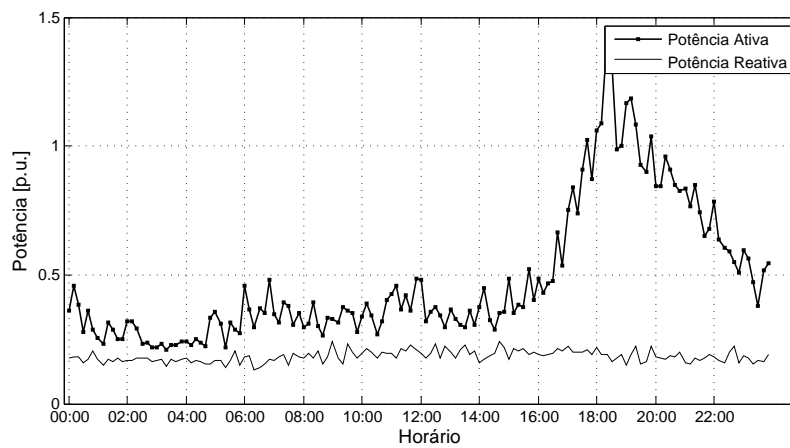


Figura 5.24 – Curva de carga residencial baixa renda - dias úteis.

Tabela 5.8 – Disposição das curvas de carga nos sistemas de distribuição.

Sistema	Barra	Fases			Curva
		a [kVA]	b [kVA]	c [kVA]	
IEEE123-A Conectado à Barra 81	47	35	35	35	Alta Renda
	48	70	70	70	Comercial
	49	35	70	35	Baixa Renda
	65	35	35	70	Comercial
	76	0	170	70	Baixa Renda
	1	40	0	0	Média Renda
	24	0	0	40	Comercial
	28	40	0	0	Média Renda
	29	40	0	0	Comercial
IEEE34-A Conectado à Barra 102	860	20	20	20	Média Renda
	840	9	9	9	Baixa Renda
	844	135	135	135	Comercial
	848	20	20	20	Alta Renda
	890	150	150	150	Comercial
	830	10	10	25	Média Renda
IEEE123-B Conectado à Barra 2	47	35	35	35	Média Renda
	48	70	70	70	Comercial
	49	35	70	35	Alta Renda
	65	35	35	70	Comercial
	76	0	170	70	Alta Renda
	1	40	0	0	Comercial
	24	0	0	40	Baixa Renda
	28	40	0	0	Comercial
	29	40	0	0	Média Renda
IEEE34-B Conectado à Barra 117	860	20	20	20	Comercial
	840	9	9	9	Alta Renda
	844	135	135	135	Média Renda
	848	20	20	20	Alta Renda
	890	150	150	150	Comercial
	830	10	10	25	Baixa Renda

5.3.2 Resultados das simulações

Para mostrar o ganho de tempo computacional com a metodologia proposta quando aplicada a um sistema maior, a resposta do sistema da Figura 5.8 com suas cargas e gerações originais foi comparada com a solução trifásica completa. Para um *mismatch* máximo de 1×10^{-6} p.u., a solução da representação trifásica completa do sistema converge em quatro iterações, enquanto o Fluxo Unificado converge em cinco iterações. Como este sistema tem mais de um sistema de distribuição é possível utilizar processamento paralelo. Assim, considerando como base o tempo computacional de 78 segundos associado à solução da representação trifásica completa, o tempo de processamento do Fluxo Unificado sem empregar processamento paralelo é de 0,3 p.u., enquanto que com processamento paralelo este tempo é reduzido para 0,18 p.u. Devido à existência de dois sistemas de distribuição, dois núcleos são utilizados no processamento. Perceba que a solução sem processamento paralelo também apresenta um baixo tempo quando comparada com a solução trifásica. Dependendo do número de sistemas de distribuição e do número de núcleos empregados no processamento, o tempo computacional pode ser reduzido significativamente.

A fim de estudar a influência da inserção das GDs no sistema proposto, duas simulações foram realizadas, uma considerando a conexão destas nos sistemas de distribuição e outra sem considerá-las.

As Figuras 5.25 a 5.30 apresentam os módulos das tensões para as barras do sistema de transmissão onde estão conectados os sistemas de distribuição. Não há grandes variações no nível de tensão do sistema quando considerada a conexão e a não conexão de GDs. Isso acontece porque o sistema de distribuição representa uma pequena carga para o sistema de transmissão. No entanto, o nível de tensão na maioria das barras é ligeiramente superior quando considerada a conexão de GDs, com exceção da Barra 102 e Barra 117, como pode ser observado nas Figuras 5.27 e 5.30, o que é devido ao alto consumo de potência reativa pelos aerogeradores com geradores de indução com rotor em gaiola.

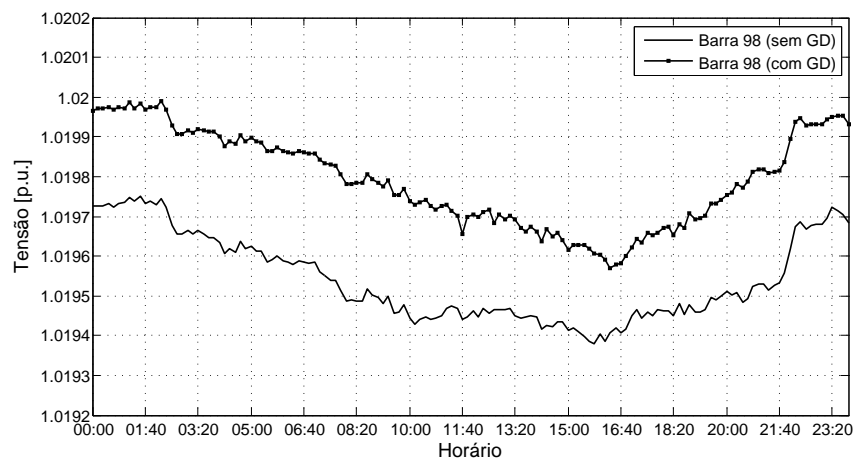


Figura 5.25 – Tensão da Barra 98 do sistema IEEE118.

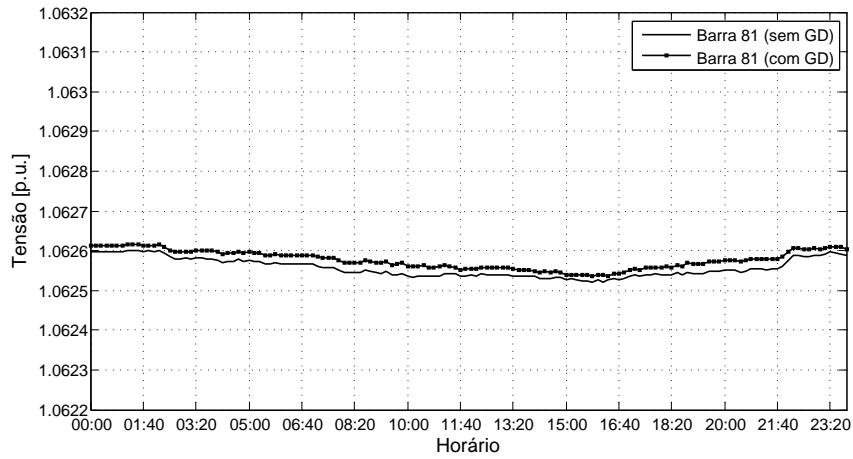


Figura 5.26 – Tensão da Barra 81 do sistema IEEE118.

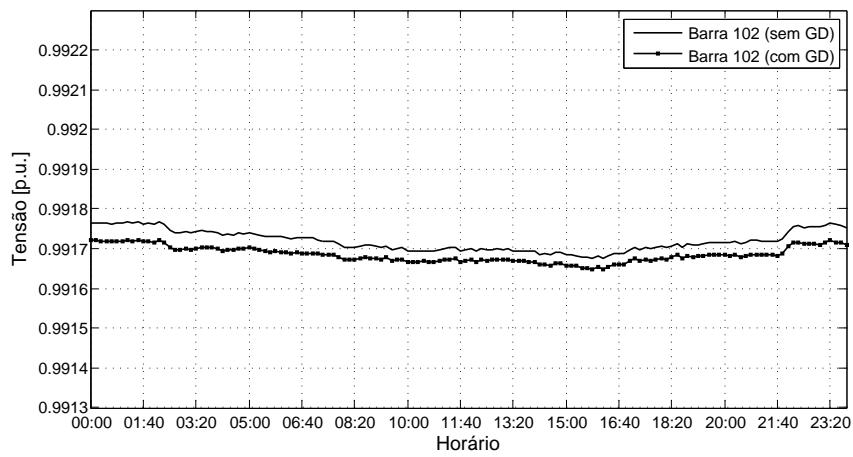


Figura 5.27 – Tensão da Barra 102 do sistema IEEE118.

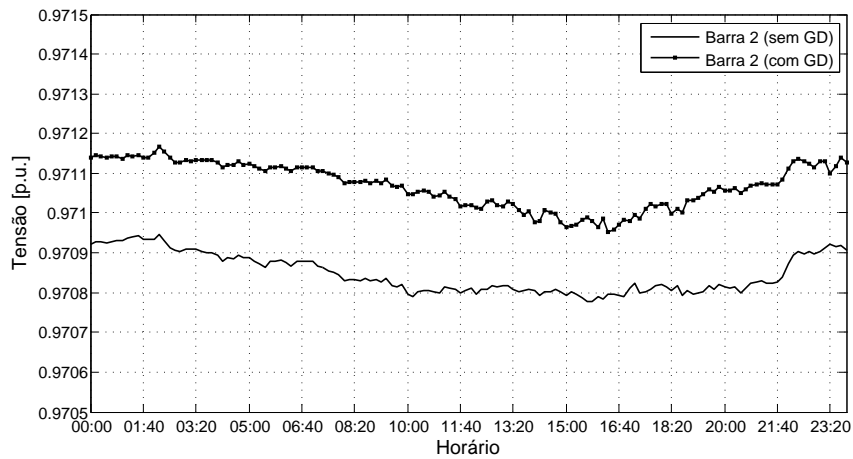


Figura 5.28 – Tensão da Barra 2 do sistema IEEE118.

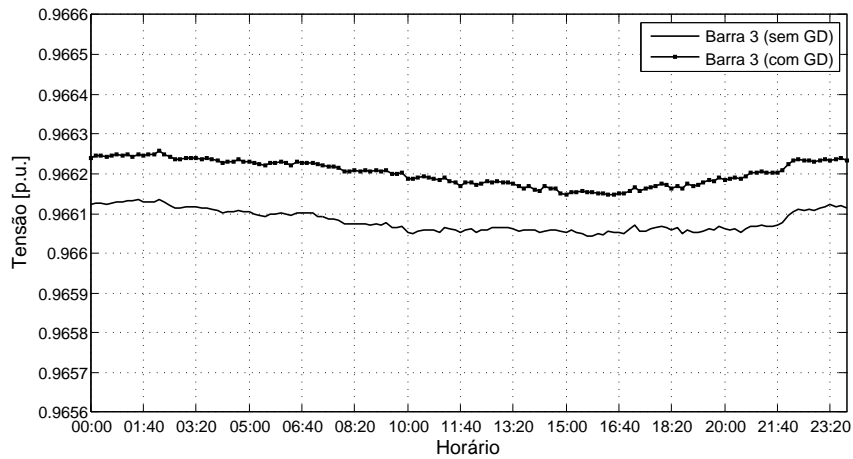


Figura 5.29 – Tensão da Barra 3 do sistema IEEE118.

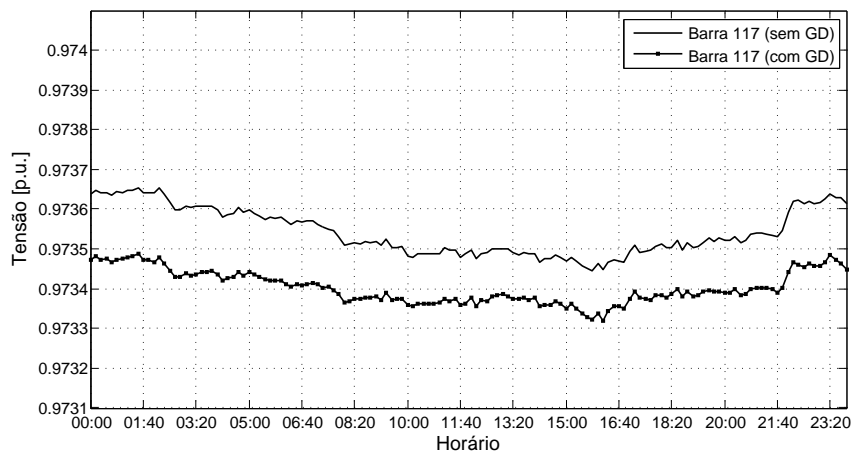


Figura 5.30 – Tensão da Barra 117 do sistema IEEE118.

A Figura 5.31 apresenta as perdas de potência ativa para os sistemas IEEE34-A e IEEE-123-A. Como pode ser observado, durante todo o dia a perda de potência ativa é menor quando conectadas as GDs, conferindo uma redução média de 25,5%. Isso ocorre, pois as fontes de geração estão próximas das cargas.

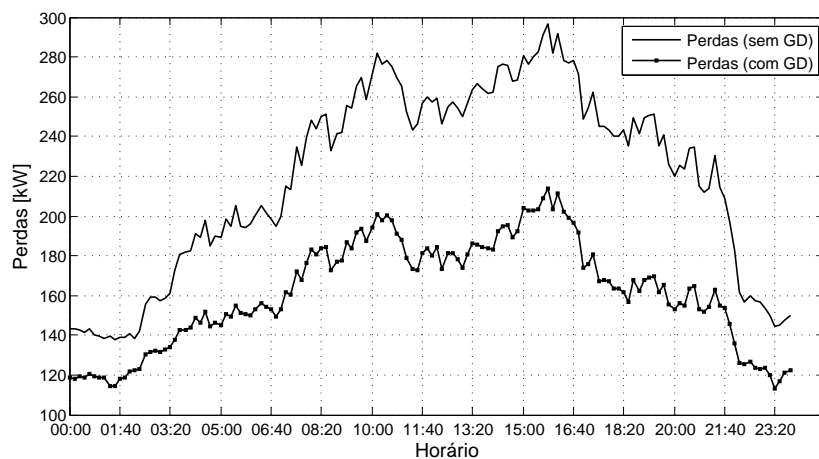


Figura 5.31 – Perdas de potência ativa nos sistemas IEEE34-A e IEEE123-A.

A Figura 5.32 apresenta o intercâmbio de potência ativa entre os sistemas IEEE34-A e IEEE123-A. Como pode ser observado, com a conexão de GDs, em alguns momentos do dia, existe a inversão do fluxo de potência ativa entre os dois sistemas. Isso pode constituir um desafio para o sistema, já que introduz incertezas relacionadas à geração de energia elétrica, fluxos desordenados e problemas de controle, coordenação de despacho e proteção.

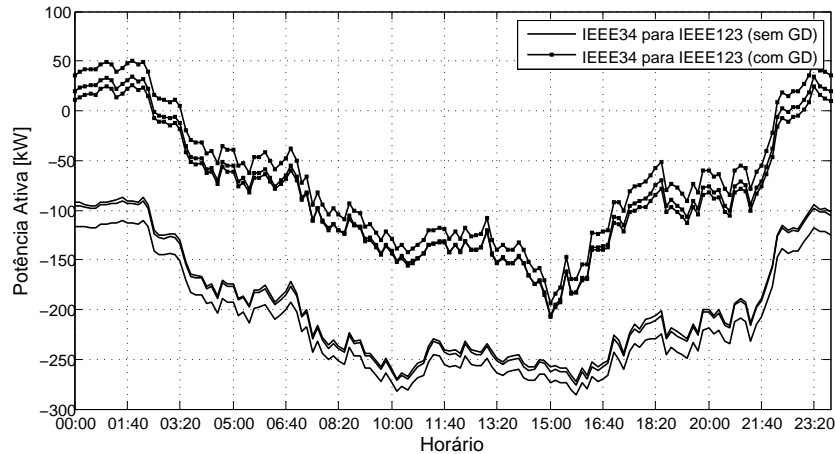


Figura 5.32 – Intercâmbio de potência ativa entre os sistemas IEEE34-A e IEEE123-A.

As Figuras 5.33 e 5.34 apresentam os fluxos de potência ativa do sistema IEEE118 para os sistemas de distribuição IEEE123-A e IEEE123-B, respectivamente. Como pode ser observado pela área em cinza, durante grande parte do dia os sistemas de distribuição com GDs estão exportando potência ativa para o sistema de transmissão. Se considerar o advento dos sistemas inteligentes, é possível ter um gerenciamento do sistema de forma a eliminar a necessidade de importar energia do sistema de transmissão. O mesmo não acontece com a potência reativa: com a conexão das GDs os sistemas de distribuição consomem mais potência reativa, como pode ser observado nas Figuras 5.35 e 5.36.

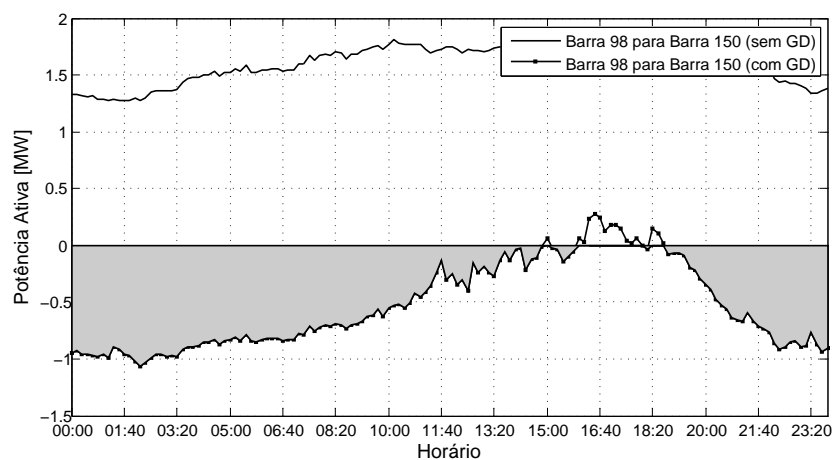


Figura 5.33 – Fluxo de potência ativa do sistema IEEE118 para o IEEE123-A.

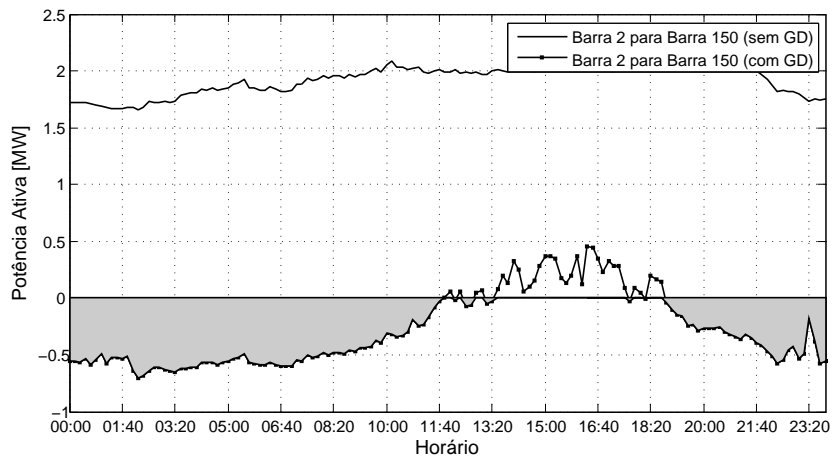


Figura 5.34 – Fluxo de potência ativa do sistema IEEE118 para o IEEE123-B.

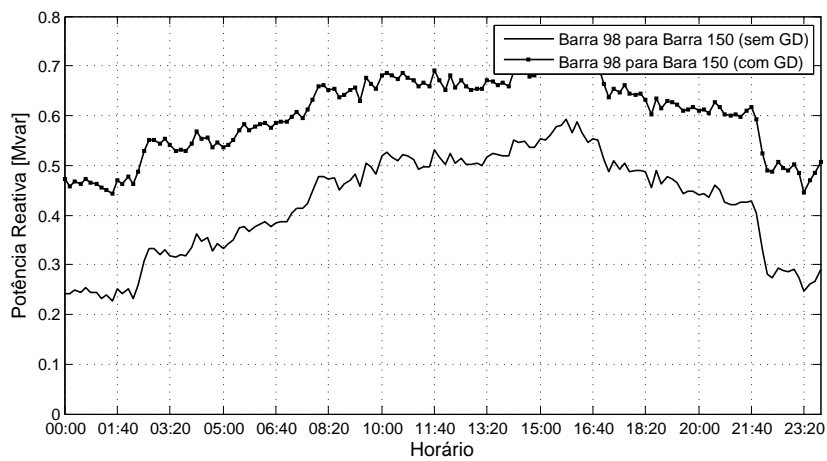


Figura 5.35 – Fluxo de potência reativa do sistema IEEE118 para o IEEE123-A.

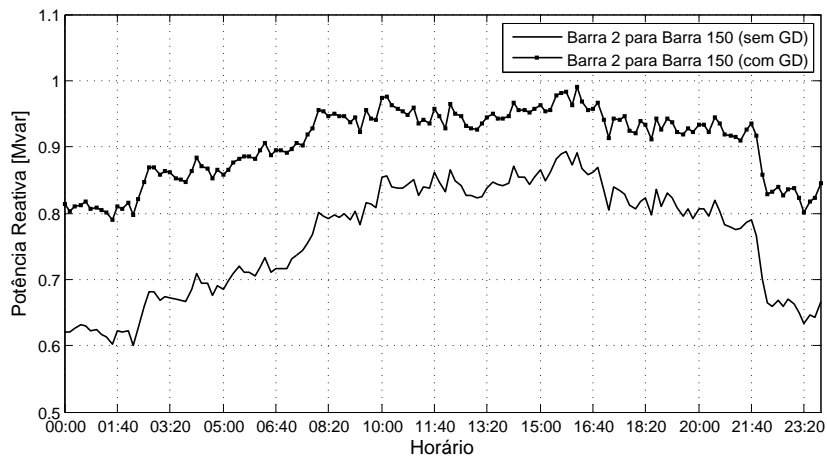


Figura 5.36 – Fluxo de potência reativa do sistema IEEE118 para o IEEE123-B.

Este maior consumo de potência reativa pode ser explicado pela Figura 5.37, por exemplo, a qual apresenta as curvas de geração de potência ativa e reativa do aerogerador de velocidade constante conectado à Barra 18 do sistema IEEE123-A. Verifica-se que este gerador com rotor em gaiola consome potência reativa durante toda sua operação, independente do valor de potência ativa gerada, o que contribui para a queda do nível de tensão das barras citadas anteriormente, além do aumento do consumo de potência reativa do sistema de distribuição e o aumento da perda de potência ativa. Portanto, a integração de geração eólica em redes de distribuição fracas é uma preocupação para os engenheiros do sistema, pois pode trazer alguns problemas relacionados à qualidade de energia, que consistem principalmente de regulação de tensão e compensação de potência reativa. Se a rede de energia não é capaz de satisfazer às exigências de potência reativa dos geradores eólicos, a integração destes pode ser limitada e as perdas de energia podem ser aumentadas.

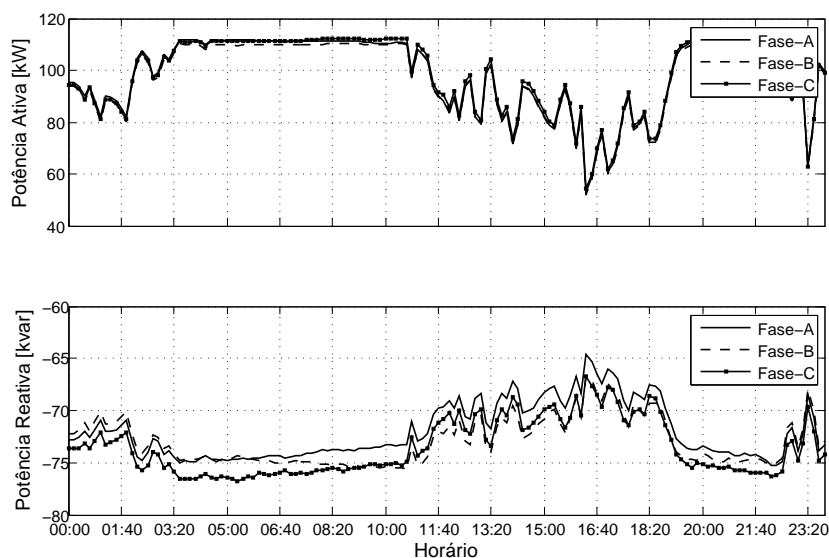


Figura 5.37 – Potência ativa e reativa do aerogerador da Barra 18 do IEEE123-A.

Para melhorar o nível de tensão nas barras do sistema de distribuição e reduzir a perda de potência ativa, pode-se realizar a compensação de potência reativa nas barras dos aerogeradores de velocidade fixa com geradores de rotor em gaiola. Assim, conectando-se bancos de capacitores trifásicos de 210 kvar à Barra 108 e Barra 18 dos sistemas IEEE123-A e IEEE123-B e à Barra 828 dos sistemas IEEE34-A e IEEE34-B, a redução média de perda de potência ativa passa de 25,5% para 29,7%.

Os níveis de tensão da Barra 102 e Barra 117 do sistema de transmissão são apresentados nas Figuras 5.38 e 5.39. Percebe-se que, ao contrário do que foi apresentado nas Figuras 5.27 e 5.30, os níveis de tensão nessas barras são superiores quando considerada a conexão de GD no sistema de distribuição.

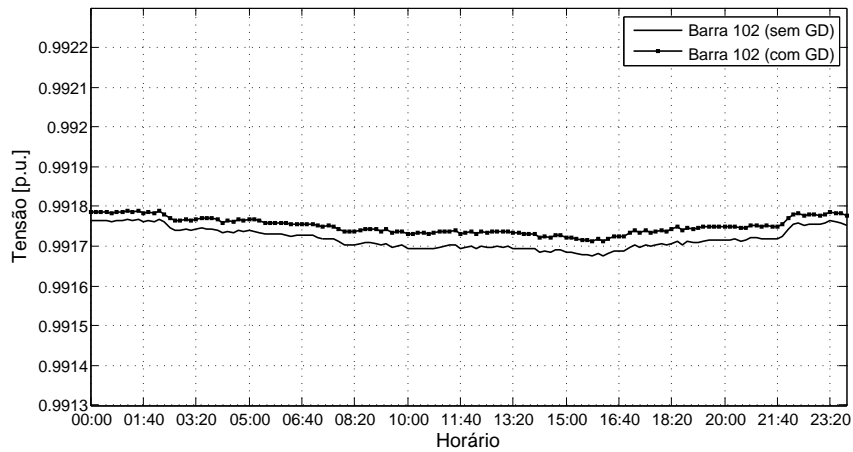


Figura 5.38 – Tensão da Barra 102 do sistema IEEE118 – sistema com compensação de potência reativa.

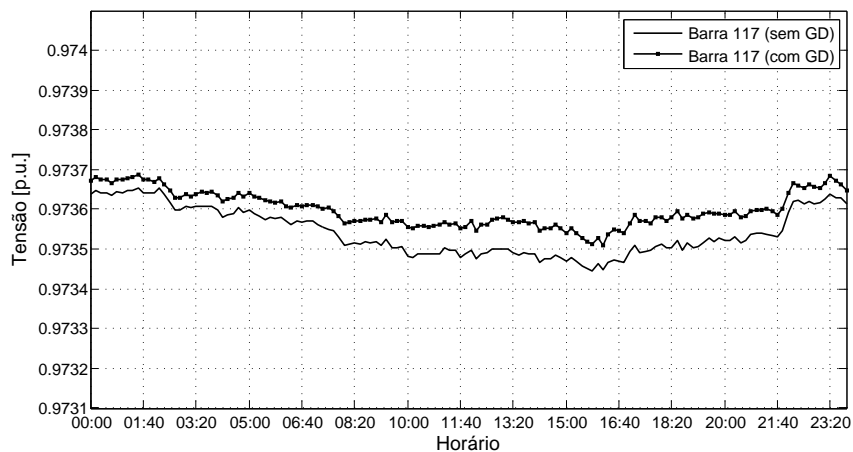


Figura 5.39 – Tensão da Barra 117 do sistema IEEE118 – sistema com compensação de potência reativa.

Com a compensação de potência reativa nas barras dos geradores de velocidade fixa houve uma redução do fluxo de potência reativa do sistema de transmissão para os sistemas de distribuição. Isso pode ser observado comparando as Figuras 5.40 e 5.41 com as Figuras 5.35 e 5.36. Nas Figuras 5.40 e 5.41 o fluxo de potência reativa para os sistemas de distribuição é menor com a conexão de GDs.

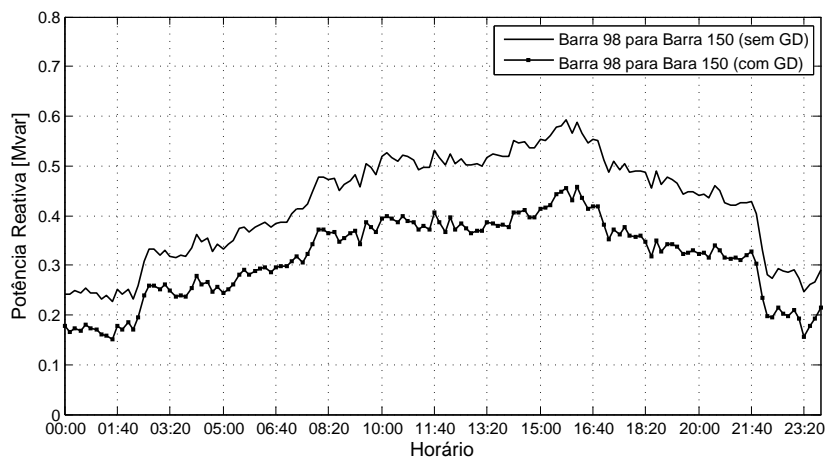


Figura 5.40 – Fluxo de potência reativa do sistema IEEE118 para o IEEE123-A – sistema com compensação de potência reativa.

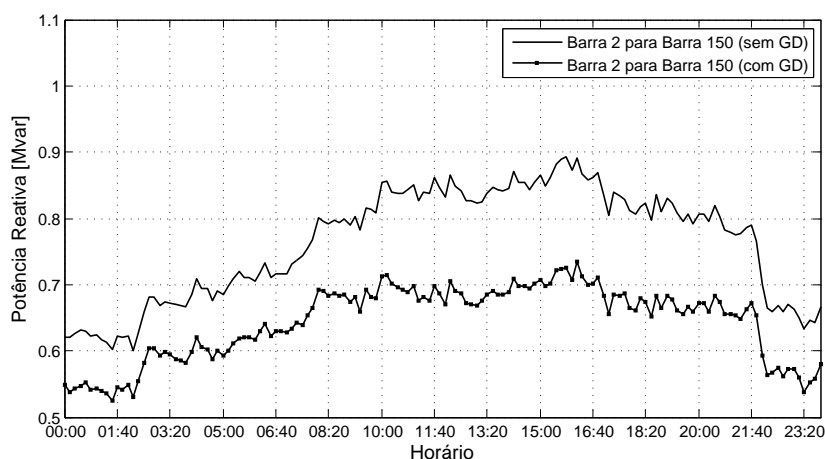


Figura 5.41 – Fluxo de potência reativa do sistema IEEE118 para o IEEE123-B – sistema com compensação de potência reativa.

5.4 Influência das GDs na estabilidade de tensão

Como os sistemas de distribuição do sistema híbrido anterior são vistos pelo sistema de transmissão como pequenas cargas, a variabilidade na geração das GDs não influencia consideravelmente no sistema de transmissão. As barras críticas do sistema de transmissão, por exemplo, são sempre as mesmas para toda configuração de carga e geração encontrada durante o dia. O ranque das três primeiras barras é dado pela Barra 41, Barra 40 e Barra 39, o qual é o mesmo também para o sistema sem GD.

No entanto, se um grande número de sistemas de distribuição com alta penetração de GD for conectado ao sistema de transmissão, a variabilidade na geração de algumas dessas GDs pode ter influência sobre a estabilidade de tensão do sistema de transmissão.

Para mostrar essa influência, é considerado um sistema formado pelo sistema de transmissão da Figura 5.2, ao qual são conectados cinco sistemas IEEE34-A à Barra 5, cinco IEEE34-B à Barra 15, cinco IEEE123-A à Barra 13 e cinco IEEE123-B à Barra 10.

As mesmas configurações de cargas e GDs consideradas anteriormente para os sistemas de distribuição são consideradas nesta simulação.

Neste sistema o ranque das barras críticas muda durante o período de 24 horas. A Tabela 5.9 apresenta o ranque para as quatro primeiras barras. Percebe-se que as mesmas barras mudam de posição no ranque durante o dia. Essa mudança se deve à conexão das GDs nos sistemas de distribuição. Sem a conexão de GDs o ranque das barras críticas não se altera, sendo este composto pela Barra 10, Barra 11, Barra 13 e Barra 12. Do ponto de vista de estabilidade de tensão, a segurança do sistema está fortemente ligada a perda de potência ativa na área crítica (área contendo a barra crítica). Se considerar um sistema maior com interação entre vários sistemas de distribuição, a área crítica para cada ponto de operação pode ser imprevisível e a tomada de ações em caso de distúrbios no sistema pode ser dificultada. Sendo assim, é importante identificar todas as possíveis áreas críticas do sistema para as várias configurações de geração das GDs.

Tabela 5.9 – Ranque das barras críticas do sistema de transmissão.

Horário	Barras Críticas			
	1 ^a	2 ^a	3 ^a	4 ^a
00:00	13	11	12	10
01:00	13	11	12	10
02:00	13	11	12	10
03:00	13	11	12	10
04:00	13	11	12	10
05:00	13	11	12	10
06:00	13	11	12	10
07:00	13	11	12	10
08:00	13	11	12	10
09:00	13	11	12	10
10:00	13	11	10	12
11:00	13	10	11	12
12:00	10	11	13	12
13:00	10	11	13	12
14:00	10	11	13	12
15:00	10	11	13	12
16:00	10	11	13	12
17:00	10	11	13	12
18:00	10	11	13	12
19:00	10	11	13	12
20:00	10	13	11	12
21:00	13	11	10	12
22:00	13	11	12	10
23:00	13	11	12	10

A variação da margem de carga no sistema de transmissão durante o dia é apresentada na Figura 5.42. Existe um aumento médio de 4,02% na margem de carga do sistema quando é conectada GD. Este aumento na margem de carga era esperado, já que houve uma redução da carga vista pelo sistema de transmissão. Além disso, a redução nas perdas de potência ativa no sistema de transmissão, por conta da conexão de GD, contribui para o aumento da margem de carga. A Figura 5.43 mostra a variação da perda de potência ativa durante o dia. Com a conexão de GD, existe uma redução média de quase um 1 MW, o que representa 15,7% de redução. Se considerar o sistema global, essa redução média aumenta para 27%. A conexão de GD reduz a perda de potência ativa no sistema global, pois grande parte dessa perda se encontra no sistema de distribuição e neste caso a geração se encontra próxima da carga (no sistema de distribuição). É importante mencionar que as outras barras de carga do sistema de transmissão representam sistemas de distribuição, dessa forma, se houvesse GD nesses sistemas, a redução de perda de potência ativa no sistema global seria bastante significativa.

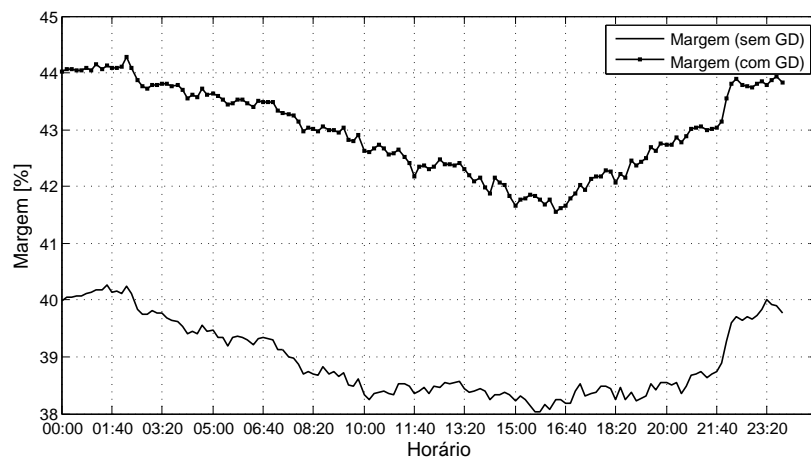


Figura 5.42 – Margem de carga do sistema.

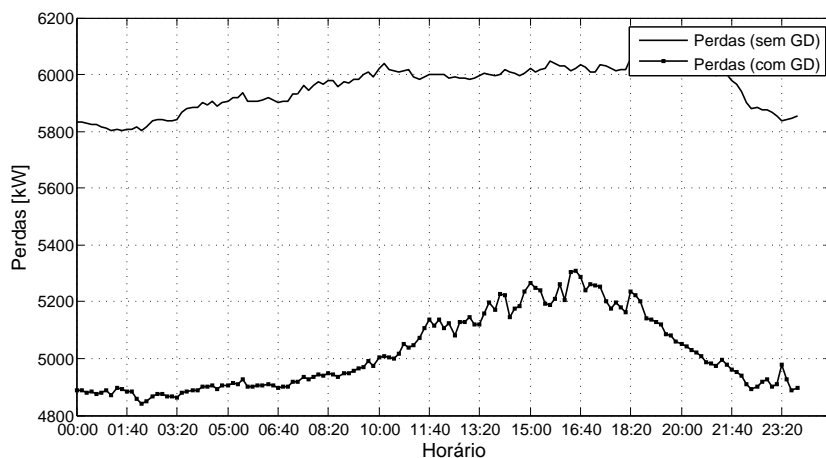


Figura 5.43 – Perda de potência ativa no sistema de transmissão.

Caso seja aumentada a penetração de GD no sistema anterior, representada pela conexão de mais cinco sistema IEEE123-A à Barra 14, cinco IEEE123-B à Barra 8, cinco

IEEE34-A à Barra 7 e cinco IEEE34-B à Barra 4, a redução de perda de potência ativa no sistema de transmissão passa de 15,7% para 19,5%, já a redução no sistema global passa de 27% para 35,9%. Também houve um aumento médio de 5,4% na margem de carga do sistema de transmissão. Não houve mudança na área crítica do sistema de transmissão, no entanto, duas novas barras (Barra 1 e Barra 14) apareceram no ranque das quatro barras mais críticas do sistema em alguns momentos do dia.

5.5 Considerações finais

As simulações realizadas com o sistema Teste de Distribuição IEEE 4 Barras mostram que, quando o fluxo de potência na barra de conexão é desbalanceado, existe uma diferença entre a solução trifásica e o Fluxo Unificado. No entanto, o fluxo de potência total (soma das três fases) no sistema de transmissão e o fluxo de potência por fase no sistema de distribuição é aproximadamente o mesmo para as duas soluções.

Os testes realizados na seção 5.2.2 mostram que, para um sistema em que o fluxo de potência é aproximadamente balanceado na barra de conexão, os fluxos tanto no sistema de transmissão quanto no sistema de distribuição são os mesmos encontrados com a solução trifásica. É importante destacar que o sistema de distribuição utilizado é desequilibrado, apenas o fluxo na barra de conexão é aproximadamente equilibrado.

Os testes realizados na seção 5.3, além de enfatizar o ganho computacional já observado com o sistema da seção 5.2.2, mostram a influência da alta penetração de GD no sistema. Como é observado, há uma redução significativa nas perdas de potência ativa dos sistemas, além de uma melhora no perfil de tensão. Também é observado que a GD pode alterar as barras críticas do sistema de transmissão e melhorar a margem de carga.

6 Conclusão

6.1 Considerações finais

O crescente aumento da demanda, associado às leis de incentivo à utilização de FERs, tem impulsionado o aumento da conexão de pequenas fontes de GD no sistema. Uma vantagem deste cenário é que a energia é gerada em pequena escala, mas está localizada tão próxima quanto possível do centro de carga e, em alguns casos, pode ser colocada do lado do consumidor. Isto reduz a distância elétrica entre geração e cargas, melhorando a eficiência energética e adiando novos investimentos em geração centralizada. Muitas dessas tecnologias emergentes de GD são baseadas em fontes de energia eólica e sistemas fotovoltaicos. Essas fontes são influenciadas por condições meteorológicas, o que pode causar variabilidade na geração de energia. Quando considerada alta penetração dessas fontes, a intermitência na geração pode influenciar não apenas o sistema de distribuição, mas todo o sistema elétrico.

Neste sentido, este trabalho propôs uma metodologia simples e robusta para a unificação da solução trifásica do fluxo de potência dos sistemas de distribuição e a solução monofásica do fluxo de potência do sistema de transmissão, possibilitando, através da representação dos modelos de regime permanente de FERs, à investigação do impacto da alta penetração de geração distribuída em todo o sistema.

Uma plataforma computacional foi desenvolvida em MATLAB[®] incorporando o Fluxo Unificado e os modelos de regime permanente de energia eólica e sistemas fotovoltaicos. Desta forma, possibilitando a análise da influência dessas fontes de geração devido à variação das condições meteorológicas.

Quanto ao Fluxo Unificado, os resultados mostram que a formulação apresenta boas características de convergência e, principalmente, há uma redução considerável no tempo de processamento quando comparado com a solução da representação trifásica de todo o sistema, sobretudo quando é utilizado processamento paralelo. Este ganho computacional se deve ao fato de pequenas matrizes Jacobianas serem fatoradas, enquanto na representação trifásica uma única matriz Jacobiana de grande dimensão deve ser fatorada. Como foi apresentado, com o emprego de processamento paralelo, o tempo computacional é reduzido significativamente quando comparado com a representação trifásica. Quanto maior for o número de núcleos de processamento adotado na solução do fluxo de potência, maior é a diferença no tempo computacional quando o sistema é composto por um grande número de sistemas de distribuição. Em relação à diferença entre os resultados da solução trifásica completa e o Fluxo Unificado, quando o fluxo de potência na barra de conexão é muito

desbalanceado, é possível estender a representação trifásica para as barras vizinhas à barra de conexão, reduzido assim esta diferença.

Os resultados da análise das barras críticas do sistema de transmissão, considerando alta penetração de GD baseadas em energia eólica e sistemas fotovoltaicos, mostram que a variabilidade na geração da GD pode mudar a barra crítica do sistema e, conseqüentemente, a área crítica do sistema. A identificação dessas áreas críticas é muito importante, visto que o colapso de tensão está intrinsecamente relacionado com a falta de potência reativa nessas áreas. Neste sentido, a ferramenta desenvolvida é bastante útil para avaliar o comportamento dessas áreas para diferentes configurações de GD em um determinado sistema.

Para a análise da margem de carga, os resultados mostraram que há um aumento da margem de carga do sistema de transmissão quando é considerada a conexão de GD no sistema de distribuição. Tais resultados eram esperados, pois a geração se encontra próximo à carga e, por conseguinte, há uma redução nas perdas do sistema.

Como é possível notar, a plataforma desenvolvida permite a realização de uma infinidade de análises a nível de transmissão e distribuição, considerando as interações entre estes diferentes níveis do sistema.

6.2 Trabalhos futuros

Seguindo a linha de pesquisa dessa tese e fazendo uso da plataforma computacional desenvolvida, fica uma sugestão para trabalho futuro:

- Visto que não existe muito controle sobre a entrada de novas cargas monofásicas e bifásicas nos sistemas de distribuição brasileiros, propõe-se investigar o impacto da alta penetração desordenada de sistemas fotovoltaicos ligados em uma ou duas fases do sistema de distribuição. Analisando o impacto sobre o sistema de distribuição e também as possíveis conseqüências do desbalanço do fluxo de potência nas fases da barra de conexão do sistema de transmissão. Para tal estudo, é possível utilizar Monte Carlo para realizar os sorteios das barras e fases onde serão ligados os sistemas fotovoltaicos.

6.3 Publicações decorrentes do estudo

A seguir são apresentados os trabalhos publicados durante a realização do doutorado e os que estão aguardando decisão.

- ALMEIDA, A.B.; LEME, R.C.; ZAMBRONI DE SOUZA, A.C.; LOPES, B.I.L.; AL-

- BUQUERQUE, V.O. Voltage stability reliability. *In: IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011)*, vol., no., pp.1,6, 6-8 Sept. 2011
- ALMEIDA, A.B.; VALENÇA DE LORENCI, E.; LEME, R.C.; ZAMBRONI DE SOUZA, A.C.; LOPES, B.I.L.; KWOK LO. Probabilistic voltage stability assessment considering renewable sources with the help of the PV and QV curves, *IET Renewable Power Generation*, vol.7, no.5, pp.521,530, Sept. 2013
 - ZAMBRONI DE SOUZA, M.F.; REIS, Y; ALMEIDA, A.B.; LOPES, B.I.L.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. A Neuro-Fuzzy Method as Tool for Voltage Security Assessment of Systems with Distributed Generation, *In: 3rd Renewable Generation Conference*, 2014, Nápoles, 2014
 - ZAMBRONI DE SOUZA, M.F.; REIS, Y.; ALMEIDA, A.B.; LOPES, B.I.L.; ZAMBRONI DE SOUZA, A.C. Load margin assessment of systems with distributed generation with the help of a neuro-fuzzy method, *IET Renewable Power Generation*, v.1, pp. 1-9, 2014
 - OLIVEIRA, D. Q., ZAMBRONI de SOUZA A. C., ALMEIDA, A. B., SANTOS, M. V., LOPES, B. I. L, MARUJO, D. Microgrid Management in Emergency Scenarios for Smart Electrical Energy Usage, *In: Proc. of Powertech 2015*. (Aceito para publicação)
 - ALMEIDA, A.B.; ZAMBRONI DE SOUZA, A.C.; KWOK LO; LOPES, B.I.L. A Unified Model for Power Flow Analysis on Transmission and Distribution Systems with high penetration of DG, *IET Renewable Power Generation*. (Submetido em janeiro de 2015)

Referências

- [1] VOJDANI, A. Smart integration. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 6, n. 6, p. 71–79, November 2008. Citado na página 14.
- [2] IPAKCHI, A.; ALBUYEH, F. Grid of the future. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 7, n. 2, p. 52–62, March 2009. Citado na página 14.
- [3] FARHANGI, H. The path of the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 8, n. 1, p. 18–28, January 2010. Citado na página 14.
- [4] RIBEIRO, P.; POLINDER, H.; VERKERK, M. Planning and designing smart grids: Philosophical considerations. *IEEE Technology and Society Magazine*, v. 31, n. 3, p. 34–43, September 2012. Citado na página 14.
- [5] ARRITT, R. F.; DUGAN, R. Distribution system analysis and the future smart grid. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 47, n. 6, p. 2343–2350, Nov 2011. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.
- [6] SRIVASTAVA, A.; KUMAR, A.; SCHULZ, N. Impact of distributed generations with energy storage devices on the electric grid. *IEEE Systems Journal*, v. 6, n. 1, p. 110–117, March 2012. Citado na página 15.
- [7] SILVA, A. Leite da et al. Distributed energy resources impact on distribution system reliability under load transfer restrictions. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 4, p. 2048–2055, Dec 2012. Citado na página 15.
- [8] GOMEZ, J. et al. Distributed generation: impact on protections and power quality. *IEEE Latin America Transactions*, v. 11, n. 1, p. 460–465, Feb 2013. Citado na página 15.
- [9] KHUSHALANI, S.; SOLANKI, J.; SCHULZ, N. Development of three-phase unbalanced power flow using pv and pq models for distributed generation and study of the impact of dg models. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 3, p. 1019–1025, Aug 2007. Citado na página 15.
- [10] REZA, M. et al. Investigating impacts of distributed generation on transmission system stability. In: *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*. [S.l.: s.n.], 2003. v. 2, p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 17.
- [11] SUN, H.; ZHANG, B. Global state estimation for whole transmission and distribution networks. *Electric Power Systems Research*, v. 74, n. 2, p. 187 – 195, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.
- [12] SUN, H.; ZHANG, B. Distributed power flow calculation for whole networks including transmission and distribution. In: *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–6. Citado na página 15.
- [13] LI, Z. et al. Transmission contingency analysis based on integrated transmission and distribution power flow in smart grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP, n. 99, p. 1–12, 2015. Citado na página 16.

- [14] MARINHO, J.; TARANTO, G. A hybrid three-phase single-phase power flow formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 3, p. 1063–1070, Aug 2008. Citado 4 vezes nas páginas 16, 56, 57 e 62.
- [15] SOUZA, A. de; CANIZARES, C.; QUINTANA, V. New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 3, p. 1380–1387, Aug 1997. Citado na página 17.
- [16] SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, n. 2, p. 753–762, May 1988. Citado na página 19.
- [17] LUO, G. X.; SEMLYEN, A. Efficient load flow for large weakly meshed networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 4, p. 1309–1316, Nov 1990. Citado na página 19.
- [18] CHENG, C.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 2, p. 671–679, May 1995. Citado na página 19.
- [19] BERG, R.; HAWKINS, E. S.; PLEINES, W. W. Mechanized calculation of unbalanced load flow on radial distribution circuits. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-86, n. 4, p. 415–421, April 1967. Citado na página 19.
- [20] BROADWATER, R. et al. Power flow analysis of unbalanced multiphase radial distribution systems. *Electric Power Systems Research*, v. 14, n. 1, p. 23 – 33, 1988. Citado na página 20.
- [21] SRINIVAS, M. Distribution load flows: a brief review. In: *2000. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 2, p. 942–945. Citado na página 20.
- [22] MONTICELLI, A. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo: Editora Edgard Blücher, 1983. Citado na página 20.
- [23] GARCIA, A. V. et al. Automatização da distribuição de energia elétrica: Simulação utilizando fluxo de carga desacoplado rápido. In: *5º Congresso Brasileiro de Automática*. [S.l.: s.n.], 1984. p. 256–261. Citado na página 20.
- [24] CHEN, T.-H. et al. Distribution system power flow analysis—a rigid approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 6, n. 3, p. 1146–1152, Jul 1991. Citado na página 20.
- [25] COSTA, V. da; MARTINS, N.; PEREIRA, J. L. R. Developments in the newton raphson power flow formulation based on current injections. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 4, p. 1320–1326, Nov 1999. Citado na página 21.
- [26] GARCIA, P. A. N. et al. Three-phase power flow calculations using the current injection method. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 2, p. 508–514, May 2000. Citado na página 21.
- [27] GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L. R.; JR, S. C. Fluxo de potência trifásico por injeção de corrente: Parte 1 - formulação básica. *Controle Automação*, v. 12, p. 178–187, 2001. Citado na página 21.

- [28] GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L. R.; JR, S. C. Fluxo de potência trifásico por injeção de corrente: Parte 2 – controles e dispositivos facts. *Controle Automação*, v. 12, p. 188–196, 2001. Citado 3 vezes nas páginas 21, 31 e 34.
- [29] CHEN, T.-H. et al. Three-phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 6, n. 4, p. 1671–1681, Oct 1991. Citado na página 23.
- [30] PEREIRA H., Q. *Fluxo de Potência Trifásico: Um Estudo Comparativo e Uma Nova Metodologia de Solução*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juíz de Fora, UFJF, Juíz de Fora, 2006. Citado na página 29.
- [31] DZIMANO, B. S. G. *Modeling of Photovoltaic Systems*. Dissertação (Mestrado) — The Ohio State University, USA, 2008. Citado 3 vezes nas páginas 35, 39 e 45.
- [32] MOREIRA, C. C. L. *Identification and Development of Microgrids Emergency Control Procedures*. Tese (Doutorado) — FEUP, Porto – Portugal, 2008. Citado 5 vezes nas páginas 35, 42, 43, 47 e 53.
- [33] VILLALVA, M.; GAZOLI, J.; FILHO, E. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, May 2009. Citado na página 35.
- [34] SERA, D.; TEODORESCU, R.; RODRIGUEZ, P. Pv panel model based on datasheet values. In: *IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 2392–2396. Citado na página 36.
- [35] CHAN, D.; PHANG, J. Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from i-v characteristics. *IEEE Transactions on Electron Devices*, v. 34, n. 2, p. 286–293, Feb 1987. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 39.
- [36] KENNERUD, K. L. Analysis of performance degradation in cds solar cells. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, AES-5, n. 6, p. 912–917, Nov 1969. Citado na página 36.
- [37] KATSANEVAKIS, M. Modelling the photovoltaic module. In: *2011 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1414–1419. Citado na página 36.
- [38] GOW, J.; MANNING, C. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, v. 146, n. 2, p. 193–200, Mar 1999. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 37.
- [39] LASNIER, F.; ANG, T. *Photovoltaic Engineering Handbook*. [S.l.]: Adam Hilger, 1990. Citado na página 36.
- [40] SOTO, W. D.; KLEIN, S.; BECKMAN, W. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, v. 80, n. 1, p. 78 – 88, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 40.
- [41] AZEVEDO, G. M. S. et al. Comparative evaluation of maximum power point tracking methods for photovoltaic systems. *Journal of Solar Energy Engineering*, v. 131, n. 3, p. 031006.1 – 031006.8, 2009. Citado na página 40.

- [42] BP Solar. 2012. Disponível em: <<http://www.partsonsale.com/bpsx120>>. Citado na página 41.
- [43] DEVARAJ, D.; SAKTHIVEL, S.; PUNITHA, K. Modeling of photovoltaic array and simulation of adaptive hysteresis current controlled inverter for solar application. In: *2011 3rd International Conference on Electronics Computer Technology (ICECT)*. [S.l.: s.n.], 2011. v. 6, p. 302–306. Citado na página 43.
- [44] KNOPF, H. *Analysis, simulation, and evaluation of maximum power point tracking (MPPT) methods for a solar powered vehicle*. Dissertação (Mestrado) — Portland State University, USA, 1999. Citado na página 44.
- [45] ZAINUDIN, H. N.; MEKHILEF, S. Comparison study of maximum power point tracker techniques for pv systems. In: *14th International Middle East Power Systems Conference*. Egypt: Cairo University, 2010. Citado na página 44.
- [46] KAR, A.; KAR, A. A new maximum power point tracking algorithm for pv modules under partial shading and rapidly varying illumination. In: *2009 Annual IEEE India Conference (INDICON)*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–4. Citado na página 45.
- [47] LOPES, L. C. G. *Sistema Experimental Fotovoltaico de Geração de Energia Elétrica Operando em Paralelo com a Rede Elétrica CA*. Dissertação (Mestrado) — UFJF, Brasil, 2006. Citado na página 45.
- [48] ALBUQUERQUE, F. L.; MORAES, A. J.; GUIMARÃES, G. C. Análise de sistema solar fotovoltaico operando como gerador de potência ativa e compensador de potência reativa de uma rede elétrica. In: *III Congresso Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.: s.n.], 2010. Citado na página 46.
- [49] CARLETTI, R. L. *Sistema de Geração Dispersa Baseado em Células Fotovoltaicas: Estudo das Estratégias de Chaveamento e de Controle dos Conversores CC-CA*. Dissertação (Mestrado) — UFJF, Brasil, 2005. Citado na página 46.
- [50] ALMEIDA, R. G. *Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados*. Tese (Doutorado) — FEUP, Porto – Portugal, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 52.
- [51] TARNOWSKI, G. C. *Metodologia de Regulação da Potência Ativa para Operação de Sistemas de Geração Eólica com Aerogeradores de Velocidade Variável*. Dissertação (Mestrado) — UFRGS, Porto Alegre – Brasil, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 53.
- [52] ZANCHETTIN, M. G. *Análise da Inserção de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução*. Dissertação (Mestrado) — UNIOESTE, Foz do Iguaçu – Brasil, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 49, 52 e 53.
- [53] PINHEIRO, E. L. R. *Análise do Comportamento Dinâmico de Usinas Eólicas a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw*. Dissertação (Mestrado) — UFMG, Belo Horizonte – Brasil, 2004. Citado na página 52.
- [54] CHI, Y. et al. Voltage stability analysis of wind farm integration into transmission network. In: *2006. PowerCon 2006. International Conference on Power System Technology*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–7. Citado na página 53.

- [55] VITTAL, E.; O'MALLEY, M.; KEANE, A. A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 1, p. 433–442, Feb 2010. Citado na página 53.
- [56] RANGEL, R. D. et al. Voltage stability analysis of wind farm integration into transmission network. In: *XVIII SNPTEE*. Curitiba – Brasil: [s.n.], 2005. Citado na página 53.
- [57] STOTT, B.; ALSAC, O. Fast decoupled load flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93, n. 3, p. 859–869, May 1974. Citado na página 58.
- [58] THE MATHWORKS INC. *MATLAB for Windows User's Guide*. Natick, Massachusetts, U.S.A., 1991. Citado na página 60.
- [59] KERSTING, W. Radial distribution test feeders. In: *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001*. [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p. 908–912. Citado na página 63.
- [60] ALVES, W. F. *Proposição de Sistemas-Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal Fluminense, UFF, Niterói - Brasil, 2007. Citado na página 65.
- [61] IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee. 2010. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>>. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 71.
- [62] POWER Systems Test Case Archive. 1999. Disponível em: <<http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>>. Citado na página 71.
- [63] YAMAKAWA, E. K. *Sistema de Controle Nebuloso para Bancos de Capacitores Automáticos Aplicados em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — UFPR, Curitiba – Brasil, 2006. Citado na página 78.

Apêndices

APÊNDICE A – FORMULAÇÃO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO NO FLUXO DE POTÊNCIA

Devido à complexidade das equações da máquina de indução descritas neste Apêndice, fez-se necessário o auxílio de uma ferramenta computacional para sua determinação. Assim, as equações apresentadas aqui foram obtidas através de um código desenvolvido em MATLAB[®] utilizando algumas de suas funções nativas.

A.1 Formulação da máquina de indução no fluxo de potência monofásico

Na formulação convencional polar do fluxo de potência monofásico, onde se adota as equações de potência ativa e reativa injetadas na barra, é necessário acrescentar uma nova linha e coluna na matriz Jacobiana. A nova linha contém as derivadas da equação (3.31) com relação às variáveis de estado V e θ , a nova coluna as derivadas das equações de potência ativa e reativa com relação à nova variável de estado s . A equação (A.1) mostra a nova estrutura da matriz Jacobiana.

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \\ \Delta \mathbf{P}_{eol} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} & \mathbf{Y} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} & \\ X1 & X2 & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta \mathbf{V} \\ \Delta s \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

Na equação (A.1), $X1$ representa a derivada da equação (3.31) com relação a tensão da barra onde a máquina de indução está conectada, equação (A.2), e $X2$ a derivada da equação (3.31) com relação ao escorregamento da máquina considerada, equação (A.3). Por sua vez, \mathbf{Y} representa as derivadas das equações de injeção de potência ativa e reativa da barra onde está conectada a máquina com relação ao escorregamento, equações (A.4) e (A.5). Dessa forma, \mathbf{Y} é composto por dois elementos, pois a variável de estado s está presente na matriz de admitância nodal, por conseguinte nas equações de $\Delta \mathbf{P}$ e $\Delta \mathbf{Q}$ da barra considerada.

$$\frac{\partial \Delta P_{eol_k}}{\partial V_k} = -(2R_r V_s X_m^2 s(s-1)) / ((X_m X_r s - R_r R_s + X_m X_s s + X_r X_s s)^2 + (R_r X_m + R_r X_s + R_s X_m s + R_s X_r s)^2) \quad (\text{A.2})$$

onde k representa o número da barra que a máquina está conectada, assim V_k é V_s^{pos} do circuito da 3.10.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_{eol_k}}{\partial s_k} = & (R_r V_s^2 X_m^2 s (2(R_s X_m + R_s X_r)(R_r X_m + R_r X_s + R_s X_m s + R_s X_r s) \\ & + 2(X_m X_r + X_m X_s + X_r X_s)(X_m X_r s - R_r R_s + X_m X_s s + X_r X_s s))(s \\ & - 1)) / ((X_m X_r s - R_r R_s + X_m X_s s + X_r X_s s)^2 + (R_r X_m + R_r X_s \\ & + R_s X_m s + R_s X_r s)^2)^2 - (R_r V_s^2 X_m^2 (s - 1)) / ((X_m X_r s - R_r R_s \\ & + X_m X_s s + X_r X_s s)^2 + (R_r X_m + R_r X_s + R_s X_m s + R_s X_r s)^2) \\ & - (R_r V_s^2 X_m^2) / ((X_m X_r s - R_r R_s + X_m X_s s + X_r X_s s)^2 \\ & + (R_r X_m + R_r X_s + R_s X_m s + R_s X_r s)^2) \end{aligned} \quad (A.3)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial s_k} = V_k^2 \frac{\partial G_{th}(s)}{\partial s_k} \quad (A.4)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial s_k} = -V_k^2 \frac{\partial B_{th}(s)}{\partial s_k} \quad (A.5)$$

onde

$$\begin{aligned} \frac{\partial G_{th}(s)}{\partial s_k} = & -(R_r X_m^2 (R_r R_s - R_r X_m - R_r X_s - R_s X_m s - R_s X_r s - X_m X_r s \\ & - X_m X_s s - X_r X_s s)(R_r R_s + R_r X_m + R_r X_s + R_s X_m s + R_s X_r s \\ & - X_m X_r s - X_m X_s s - X_r X_s s)) / (R_r^2 R_s^2 + R_r^2 X_m^2 + R_r^2 X_s^2 \\ & + R_s^2 X_m^2 s^2 + R_s^2 X_r^2 s^2 + X_m^2 X_r^2 s^2 + X_m^2 X_s^2 s^2 + X_r^2 X_s^2 s^2 \\ & + 2R_r^2 X_m X_s + 2R_r R_s X_m^2 s + 2R_s^2 X_m X_r s^2 + 2X_m X_r X_s^2 s^2 \\ & + 2X_m X_r^2 X_s s^2 + 2X_m^2 X_r X_s s^2)^2 \end{aligned} \quad (A.6)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial B_{th}(s)}{\partial s_k} = & (2R_r X_m^2 (R_r R_s - X_m X_r s - X_m X_s s - X_r X_s s)(R_r X_m + R_r X_s \\ & + R_s X_m s + R_s X_r s)) / (R_r^2 R_s^2 + R_r^2 X_m^2 + R_r^2 X_s^2 + R_s^2 X_m^2 s^2 \\ & + R_s^2 X_r^2 s^2 + X_m^2 X_r^2 s^2 + X_m^2 X_s^2 s^2 + X_r^2 X_s^2 s^2 + 2R_r^2 X_m X_s \\ & + 2R_r R_s X_m^2 s + 2R_s^2 X_m X_r s^2 + 2X_m X_r X_s^2 s^2 \\ & + 2X_m X_r^2 X_s s^2 + 2X_m^2 X_r X_s s^2)^2 \end{aligned} \quad (A.7)$$

A cada iteração o valor de s se altera, assim é necessário corrigir o valor do elemento Y_{kk} da matriz de admitância nodal. Dessa forma, ao elemento Y_{kk} é adicionada a admitância

equivalente vista dos terminais da máquina. A equação (A.8) representa tal admitância equivalente.

$$Y_{kkt_h} = (R_r + jX_m s + jX_r s) / (R_r R_s + R_r jX_s + R_s jX_r s - X_m X_r s - X_m X_s s - X_r X_s s + R_s jX_m s + R_r jX_m) \quad (\text{A.8})$$

Antes do início das iterações do fluxo de potência deve-se determinar a condição inicial de s . Como não existe solução direta, o valor de s é encontrado aplicando o método de Newton na equação (A.9).

$$s_k^n = s_k^{n-1} - \left(\Delta P_{eol_k} / \frac{\partial \Delta P_{eol_k}}{\partial s_k} \right)^{n-1} \quad (\text{A.9})$$

onde n é o número da iteração atual, $\frac{\partial \Delta P_{eol_k}}{\partial s_k}$ é dado pela equação (A.3) e ΔP_{eol_k} é dado por:

$$\Delta P_{eol_k} = -P_m - (R_r V_s^2 X_m^2 s(s-1)) / ((X_m X_r s - R_r R_s + X_m X_s s + X_r X_s s)^2 + (R_r X_m + R_r X_s + R_s X_m s + R_s X_r s)^2) \quad (\text{A.10})$$

A máquina de indução pode trabalhar como motor ou gerador, absorvendo ou entregando potência ativa para a rede, de acordo com o sinal de P_m da equação (3.31). Da forma que está formulado com o sinal negativo, a máquina trabalha como gerador.

A.2 Formulação da máquina de indução no fluxo de potência trifásico

A formulação do fluxo de potência trifásico considerada neste trabalho adota sequência de fases ABC e a equação (3.31) está representada através de componentes 012. Assim é necessário transformar V_s^{pos} e V_s^{neg} em sequência de fases. As equações (A.11) e (A.12) mostram tal relação.

$$V_s^{pos} = V_1 = \frac{1}{3} [V_A + aV_B + a^2V_C] \quad (\text{A.11})$$

$$V_s^{neg} = V_2 = \frac{1}{3} [V_A + a^2V_B + aV_C] \quad (\text{A.12})$$

onde a é o operador rotacional dado por $-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$.

Como o fluxo de potência trifásico por injeção de corrente adota coordenadas retangulares, a nova linha da matriz Jacobiana terá as derivadas da equação (3.31) com relação a $V_{r_k}^a$, $V_{r_k}^b$, $V_{r_k}^c$, $V_{i_k}^a$, $V_{i_k}^b$, $V_{i_k}^c$, além de s . Tais derivadas são dadas pelas equações (A.13) a (A.19).

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_{eol_k}}{\partial V_{r_k}^a} = & (4R_r X_m (X_m s (\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci}) + X_m s (V_{br} - 2V_{ar} + V_{cr})) (s \\ & - 1)) / ((6X_m X_r s - 6R_r R_s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m \\ & + 6R_r X_s + 6R_s X_m s + 6R_s X_r s)^2) - (4R_r X_m (X_m (\sqrt{3}V_{bi} \\ & - \sqrt{3}V_{ci})) (s - 2) - X_m (s - 2) (V_{br} - 2V_{ar} + V_{cr})) (s \\ & - 1)) / ((6R_r R_s - 12X_m X_r - 12X_m X_s - 12X_r X_s + 6X_m X_r s \\ & + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 12R_s X_m \\ & + 6R_r X_s + 12R_s X_r - 6R_s X_m s - 6R_s X_r s)^2) \end{aligned} \quad (\text{A.13})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_{eol_k}}{\partial V_{r_k}^b} = & (R_r (2X_m (X_m (\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci})) (s - 2) - X_m (s - 2) (V_{br} - 2V_{ar} \\ & + V_{cr})) (s - 2) - 2\sqrt{3}X_m^2 (s - 2)^2 (V_{bi} - 2V_{ai} + V_{ci} + \sqrt{3}V_{br} \\ & - \sqrt{3}V_{cr})) (s - 1)) / (((6R_r R_s - 12X_m X_r - 12X_m X_s \\ & - 12X_r X_s + 6X_m X_r s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m \\ & + 12R_s X_m + 6R_r X_s + 12R_s X_r - 6R_s X_m s - 6R_s X_r s)^2) (s \\ & - 2)) - (R_r (2X_m s (X_m s (\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci}) + X_m s (V_{br} - 2V_{ar} \\ & + V_{cr})) - 2\sqrt{3}X_m^2 s^2 (V_{bi} - 2V_{ai} + V_{ci} - \sqrt{3}V_{br} + \sqrt{3}V_{cr})) (s \\ & - 1)) / (s ((6X_m X_r s - 6R_r R_s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 \\ & + (6R_r X_m + 6R_r X_s + 6R_s X_m s + 6R_s X_r s)^2)) \end{aligned} \quad (\text{A.14})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_{eol_k}}{\partial V_{r_k}^c} = & (R_r (2X_m (X_m (\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci})) (s - 2) - X_m (s - 2) (V_{br} - 2V_{ar} \\ & + V_{cr})) (s - 2) + 2\sqrt{3}X_m^2 (s - 2)^2 (V_{bi} - 2V_{ai} + V_{ci} + \sqrt{3}V_{br} \\ & - \sqrt{3}V_{cr})) (s - 1)) / (((6R_r R_s - 12X_m X_r - 12X_m X_s - 12X_r X_s \\ & + 6X_m X_r s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 12R_s X_m \\ & + 6R_r X_s + 12R_s X_r - 6R_s X_m s - 6R_s X_r s)^2) (s - 2)) \\ & - (R_r (2X_m s (X_m s (\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci}) + X_m s (V_{br} - 2V_{ar} + V_{cr})) \\ & + 2\sqrt{3}X_m^2 s^2 (V_{bi} - 2V_{ai} + V_{ci} - \sqrt{3}V_{br} + \sqrt{3}V_{cr})) (s \\ & - 1)) / (s ((6X_m X_r s - 6R_r R_s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 \\ & + (6R_r X_m + 6R_r X_s + 6R_s X_m s + 6R_s X_r s)^2)) \end{aligned} \quad (\text{A.15})$$

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Delta P_{eol_k}}{\partial V_{i_k}^a} = & (R_r X_m^2 s(s-1)(4V_{bi} - 8V_{ai} + 4V_{ci} - 4\sqrt{3}V_{br} \\
 & + 4\sqrt{3}V_{cr}))/((6X_m X_r s - 6R_r R_s + 6X_m X_s s \\
 & + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 6R_r X_s + 6R_s X_m s \\
 & + 6R_s X_r s)^2) + (R_r X_m^2 (s-1)(s-2)(4V_{bi} - 8V_{ai} \\
 & + 4V_{ci} + 4\sqrt{3}V_{br} - 4\sqrt{3}V_{cr}))/((6R_r R_s \\
 & - 12X_m X_r - 12X_m X_s - 12X_r X_s + 6X_m X_r s \\
 & + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 12R_s X_m \\
 & + 6R_r X_s + 12R_s X_r - 6R_s X_m s - 6R_s X_r s)^2)
 \end{aligned} \tag{A.16}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Delta P_{eol_k}}{\partial V_{i_k}^b} = & -(R_r (X_m^2 s^2 (2V_{bi} - 4V_{ai} + 2V_{ci} - 2\sqrt{3}V_{br} + 2\sqrt{3}V_{cr}) \\
 & + 2\sqrt{3}X_m s (X_m s (\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci}) + X_m s (V_{br} - 2V_{ar} \\
 & + V_{cr}))(s-1)))/(s((6X_m X_r s - 6R_r R_s + 6X_m X_s s \\
 & + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 6R_r X_s + 6R_s X_m s \\
 & + 6R_s X_r s)^2)) - (R_r (s-1)(X_m^2 (s-2)^2 (2V_{bi} - 4V_{ai} \\
 & + 2V_{ci} + 2\sqrt{3}V_{br} - 2\sqrt{3}V_{cr}) + 2\sqrt{3}X_m (X_m (\sqrt{3}V_{bi} \\
 & - \sqrt{3}V_{ci})(s-2) - X_m (s-2)(V_{br} - 2V_{ar} + V_{cr}))(s \\
 & - 2)))/(((6R_r R_s - 12X_m X_r - 12X_m X_s - 12X_r X_s \\
 & + 6X_m X_r s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m \\
 & + 12R_s X_m + 6R_r X_s + 12R_s X_r \\
 & - 6R_s X_m s - 6R_s X_r s)^2)(s-2))
 \end{aligned} \tag{A.17}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Delta P_{eol_k}}{\partial V_{i_k}^c} = & -(R_r (X_m^2 s^2 (2V_{bi} - 4V_{ai} + 2V_{ci} - 2\sqrt{3}V_{br} + 2\sqrt{3}V_{cr}) \\
 & - 2\sqrt{3}X_m s (X_m s (\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci}) + X_m s (V_{br} \\
 & - 2V_{ar} + V_{cr}))(s-1)))/(s((6X_m X_r s - 6R_r R_s \\
 & + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 6R_r X_s \\
 & + 6R_s X_m s + 6R_s X_r s)^2)) - (R_r (s-1)(X_m^2 (s \\
 & - 2)^2 (2V_{bi} - 4V_{ai} + 2V_{ci} + 2\sqrt{3}V_{br} - 2\sqrt{3}V_{cr}) \\
 & - 2\sqrt{3}X_m (X_m (\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci})(s-2) - X_m (s \\
 & - 2)(V_{br} - 2V_{ar} + V_{cr}))(s-2)))/(((6R_r R_s \\
 & - 12X_m X_r - 12X_m X_s - 12X_r X_s + 6X_m X_r s \\
 & + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 12R_s X_m \\
 & + 6R_r X_s + 12R_s X_r - 6R_s X_m s - 6R_s X_r s)^2)(s-2))
 \end{aligned} \tag{A.18}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Delta P_{eol_k}}{\partial s_k} = & (R_r(s-1)((X_m s(\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci}) + X_m s(V_{br} - 2V_{ar} + V_{cr}))^2 + X_m^2 s^2(V_{bi} \\
 & - 2V_{ai} + V_{ci} - \sqrt{3}V_{br} + \sqrt{3}V_{cr})^2) / (s^2((6X_m X_r s - 6R_r R_s + 6X_m X_s s \\
 & + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 6R_r X_s + 6R_s X_m s + 6R_s X_r s)^2)) \\
 & - (R_r((X_m s(\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci}) + X_m s(V_{br} - 2V_{ar} + V_{cr}))^2 + X_m^2 s^2(V_{bi} \\
 & - 2V_{ai} + V_{ci} - \sqrt{3}V_{br} + \sqrt{3}V_{cr})^2)) / (s((6X_m X_r s - 6R_r R_s + 6X_m X_s s \\
 & + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 6R_r X_s + 6R_s X_m s + 6R_s X_r s)^2)) - (R_r(2(X_m(\sqrt{3}V_{bi} \\
 & - \sqrt{3}V_{ci}) - X_m(V_{br} - 2V_{ar} + V_{cr}))(X_m(\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci})(s-2) - X_m(s-2)(V_{br} \\
 & - 2V_{ar} + V_{cr})) + X_m^2(2s-4)(V_{bi} - 2V_{ai} + V_{ci} + \sqrt{3}V_{br} - \sqrt{3}V_{cr})^2)(s \\
 & - 1)) / (((6R_r R_s - 12X_m X_r - 12X_m X_s - 12X_r X_s + 6X_m X_r s + 6X_m X_s s \\
 & + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 12R_s X_m + 6R_r X_s + 12R_s X_r - 6R_s X_m s \\
 & - 6R_s X_r s)^2)(s-2)) - (R_r((X_m(\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci})(s-2) - X_m(s-2)(V_{br} \\
 & - 2V_{ar} + V_{cr}))^2 + X_m^2(s-2)^2(V_{bi} - 2V_{ai} + V_{ci} + \sqrt{3}V_{br} - \sqrt{3}V_{cr})^2)) / (((6R_r R_s \\
 & - 12X_m X_r - 12X_m X_s - 12X_r X_s + 6X_m X_r s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 \\
 & + (6R_r X_m + 12R_s X_m + 6R_r X_s + 12R_s X_r - 6R_s X_m s - 6R_s X_r s)^2)(s-2)) \\
 & - (R_r(2(X_m s(\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci}) + X_m s(V_{br} - 2V_{ar} + V_{cr}))(X_m(\sqrt{3}V_{bi} \\
 & - \sqrt{3}V_{ci}) + X_m(V_{br} - 2V_{ar} + V_{cr})) + 2X_m^2 s(V_{bi} - 2V_{ai} + V_{ci} - \sqrt{3}V_{br} \\
 & + \sqrt{3}V_{cr})^2)(s-1)) / (s((6X_m X_r s - 6R_r R_s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 \\
 & + (6R_r X_m + 6R_r X_s + 6R_s X_m s + 6R_s X_r s)^2)) + (R_r((X_m(\sqrt{3}V_{bi} \\
 & - \sqrt{3}V_{ci})(s-2) - X_m(s-2)(V_{br} - 2V_{ar} + V_{cr}))^2 + X_m^2(s-2)^2(V_{bi} \\
 & - 2V_{ai} + V_{ci} + \sqrt{3}V_{br} - \sqrt{3}V_{cr})^2)(s-1)) / (((6R_r R_s - 12X_m X_r - 12X_m X_s \\
 & - 12X_r X_s + 6X_m X_r s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 12R_s X_m + 6R_r X_s \\
 & + 12R_s X_r - 6R_s X_m s - 6R_s X_r s)^2)(s-2)^2) + (R_r(2(6R_s X_m + 6R_s X_r)(6R_r X_m \\
 & + 6R_r X_s + 6R_s X_m s + 6R_s X_r s) + 2(6X_m X_r + 6X_m X_s + 6X_r X_s)(6X_m X_r s \\
 & - 6R_r R_s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s))(s-1)((X_m s(\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci}) + X_m s(V_{br} \\
 & - 2V_{ar} + V_{cr}))^2 + X_m^2 s^2(V_{bi} - 2V_{ai} + V_{ci} - \sqrt{3}V_{br} + \sqrt{3}V_{cr})^2) / (s((6X_m X_r s \\
 & - 6R_r R_s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 6R_r X_s + 6R_s X_m s \\
 & + 6R_s X_r s)^2)^2) + (R_r((X_m(\sqrt{3}V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci})(s-2) - X_m(s-2)(V_{br} \\
 & - 2V_{ar} + V_{cr}))^2 + X_m^2(s-2)^2(V_{bi} - 2V_{ai} + V_{ci} + \sqrt{3}V_{br} \\
 & - \sqrt{3}V_{cr})^2)(2(6X_m X_r + 6X_m X_s + 6X_r X_s)(6R_r R_s - 12X_m X_r - 12X_m X_s \\
 & - 12X_r X_s + 6X_m X_r s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s) - 2(6R_s X_m \\
 & + 6R_s X_r)(6R_r X_m + 12R_s X_m + 6R_r X_s + 12R_s X_r - 6R_s X_m s \\
 & - 6R_s X_r s))(s-1)) / (((6R_r R_s - 12X_m X_r - 12X_m X_s - 12X_r X_s \\
 & + 6X_m X_r s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 12R_s X_m \\
 & + 6R_r X_s + 12R_s X_r - 6R_s X_m s - 6R_s X_r s)^2)(s-2))
 \end{aligned} \tag{A.19}$$

A nova coluna terá as derivadas das equações de injeção de corrente $I_{r_k}^a$, $I_{r_k}^b$, $I_{r_k}^c$, $I_{i_k}^a$, $I_{i_k}^b$ e $I_{i_k}^c$ em relação ao escorregamento s . Tais derivadas são dadas pelas equações

(A.20) a (A.25).

$$\frac{\partial I_{r_k}^a}{\partial s_k} = \frac{\partial G_{kk}^{aa}}{\partial s_k} V_{r_k}^a + \frac{\partial G_{kk}^{ab}}{\partial s_k} V_{r_k}^b + \frac{\partial G_{kk}^{ac}}{\partial s_k} V_{r_k}^c - \left(\frac{\partial B_{kk}^{aa}}{\partial s_k} V_{i_k}^a + \frac{\partial B_{kk}^{ab}}{\partial s_k} V_{i_k}^b + \frac{\partial B_{kk}^{ac}}{\partial s_k} V_{i_k}^c \right) \quad (\text{A.20})$$

$$\frac{\partial I_{r_k}^b}{\partial s_k} = \frac{\partial G_{kk}^{ba}}{\partial s_k} V_{r_k}^a + \frac{\partial G_{kk}^{bb}}{\partial s_k} V_{r_k}^b + \frac{\partial G_{kk}^{bc}}{\partial s_k} V_{r_k}^c - \left(\frac{\partial B_{kk}^{ba}}{\partial s_k} V_{i_k}^a + \frac{\partial B_{kk}^{bb}}{\partial s_k} V_{i_k}^b + \frac{\partial B_{kk}^{bc}}{\partial s_k} V_{i_k}^c \right) \quad (\text{A.21})$$

$$\frac{\partial I_{r_k}^c}{\partial s_k} = \frac{\partial G_{kk}^{ca}}{\partial s_k} V_{r_k}^a + \frac{\partial G_{kk}^{cb}}{\partial s_k} V_{r_k}^b + \frac{\partial G_{kk}^{cc}}{\partial s_k} V_{r_k}^c - \left(\frac{\partial B_{kk}^{ca}}{\partial s_k} V_{i_k}^a + \frac{\partial B_{kk}^{cb}}{\partial s_k} V_{i_k}^b + \frac{\partial B_{kk}^{cc}}{\partial s_k} V_{i_k}^c \right) \quad (\text{A.22})$$

$$\frac{\partial I_{i_k}^a}{\partial s_k} = \frac{\partial G_{kk}^{aa}}{\partial s_k} V_{i_k}^a + \frac{\partial G_{kk}^{ab}}{\partial s_k} V_{i_k}^b + \frac{\partial G_{kk}^{ac}}{\partial s_k} V_{i_k}^c + \left(\frac{\partial B_{kk}^{aa}}{\partial s_k} V_{r_k}^a + \frac{\partial B_{kk}^{ab}}{\partial s_k} V_{r_k}^b + \frac{\partial B_{kk}^{ac}}{\partial s_k} V_{r_k}^c \right) \quad (\text{A.23})$$

$$\frac{\partial I_{i_k}^b}{\partial s_k} = \frac{\partial G_{kk}^{ba}}{\partial s_k} V_{i_k}^a + \frac{\partial G_{kk}^{bb}}{\partial s_k} V_{i_k}^b + \frac{\partial G_{kk}^{bc}}{\partial s_k} V_{i_k}^c + \left(\frac{\partial B_{kk}^{ba}}{\partial s_k} V_{r_k}^a + \frac{\partial B_{kk}^{bb}}{\partial s_k} V_{r_k}^b + \frac{\partial B_{kk}^{bc}}{\partial s_k} V_{r_k}^c \right) \quad (\text{A.24})$$

$$\frac{\partial I_{i_k}^c}{\partial s_k} = \frac{\partial G_{kk}^{ca}}{\partial s_k} V_{i_k}^a + \frac{\partial G_{kk}^{cb}}{\partial s_k} V_{i_k}^b + \frac{\partial G_{kk}^{cc}}{\partial s_k} V_{i_k}^c + \left(\frac{\partial B_{kk}^{ca}}{\partial s_k} V_{r_k}^a + \frac{\partial B_{kk}^{cb}}{\partial s_k} V_{r_k}^b + \frac{\partial B_{kk}^{cc}}{\partial s_k} V_{r_k}^c \right) \quad (\text{A.25})$$

onde:

$$\frac{\partial \mathbf{G}_{kk}^{abc}}{\partial s_k} = \frac{\partial}{\partial s_k} \begin{bmatrix} G_{kk}^{aa} & G_{kk}^{ab} & G_{kk}^{ac} \\ G_{kk}^{ba} & G_{kk}^{bb} & G_{kk}^{bc} \\ G_{kk}^{ca} & G_{kk}^{cb} & G_{kk}^{cc} \end{bmatrix} = \Re \left(\frac{\partial \mathbf{Y}_{ABC_{kk}}}{\partial s_k} \right) \quad (\text{A.26})$$

$$\frac{\partial \mathbf{B}_{kk}^{abc}}{\partial s_k} = \frac{\partial}{\partial s_k} \begin{bmatrix} B_{kk}^{aa} & B_{kk}^{ab} & B_{kk}^{ac} \\ B_{kk}^{ba} & B_{kk}^{bb} & B_{kk}^{bc} \\ B_{kk}^{ca} & B_{kk}^{cb} & B_{kk}^{cc} \end{bmatrix} = \Im \left(\frac{\partial \mathbf{Y}_{ABC_{kk}}}{\partial s_k} \right) \quad (\text{A.27})$$

$$\frac{\partial \mathbf{Y}_{ABC_{kk}}}{\partial s_k} = \mathbf{A} \frac{\partial \mathbf{Y}_{012_{kk}}}{\partial s_k} \mathbf{A}^{-1} \quad (\text{A.28})$$

$$\frac{\partial \mathbf{Y}_{012_{kk}}}{\partial s_k} = \begin{bmatrix} 0 & & \\ & \frac{\partial Y_1}{\partial s_k} & \\ & & \frac{\partial Y_2}{\partial s_k} \end{bmatrix} \quad (\text{A.29})$$

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial Y_1}{\partial s_k} = & -(R_r/s - (R_r(s-1))/s^2)/((R_s + X_s i)(R_r + X_r i - (R_r(s-1))/s \\
 & + X_m i) + X_m(R_r - (R_r(s-1))/s + X_r i)i) + (((R_r/s - (R_r(s-1))/s^2)(R_s + X_s i) + X_m(R_r/s - (R_r(s-1))/s^2)i)(R_r + X_r i \\
 & - (R_r(s-1))/s + X_m i))/((R_s + X_s i)(R_r + X_r i - (R_r(s-1))/s \\
 & + X_m i) + X_m(R_r - (R_r(s-1))/s + X_r i)i)^2
 \end{aligned} \tag{A.30}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial Y_2}{\partial s_k} = & -(R_r/(s-2) - (R_r(s-1))/(s-2)^2)/((R_s + X_s i)(R_r + X_r i - (R_r(s-1))/(s-2) + X_m i) + X_m(R_r - (R_r(s-1))/(s-2) + X_r i)i) \\
 & + ((X_m(R_r/(s-2) - (R_r(s-1))/(s-2)^2)i + (R_s + X_s i)(R_r/(s-2) - (R_r(s-1))/(s-2)^2))(R_r + X_r i - (R_r(s-1))/(s-2) \\
 & + X_m i))/((R_s + X_s i)(R_r + X_r i - (R_r(s-1))/(s-2) + X_m i) \\
 & + X_m(R_r - (R_r(s-1))/(s-2) + X_r i)i)^2
 \end{aligned} \tag{A.31}$$

Os elementos \mathbf{Y}_{kk}^{abc} da matriz de admitância nodal trifásica precisam ser atualizados a cada iteração, uma vez que estes dependem de s . Assim, a admitância equivalente vista dos terminais da máquina deve ser adicionada a \mathbf{Y}_{kk}^{abc} , equação (A.32).

$$\mathbf{Y}_{ABC_{kkth}} = \mathbf{A}\mathbf{Y}_{012_{kk}}\mathbf{A}^{-1} \tag{A.32}$$

onde:

$$\mathbf{Y}_{012_{kk}} = \begin{bmatrix} 0 & & \\ & Y_1 & \\ & & Y_2 \end{bmatrix} \tag{A.33}$$

$$\begin{aligned}
 Y_1 = & (R_r + X_r i - (R_r(s-1))/s + X_m i)/((R_s \\
 & + X_s i)(R_r + X_r i - (R_r(s-1))/s + X_m i) \\
 & + X_m(R_r - (R_r(s-1))/s + X_r i)i)
 \end{aligned} \tag{A.34}$$

$$\begin{aligned}
 Y_2 = & (R_r + X_r i - (R_r(s-1))/(s-2) + X_m i)/((R_s \\
 & + X_s i)(R_r + X_r i - (R_r(s-1))/(s-2) + X_m i) \\
 & + X_m(R_r - (R_r(s-1))/(s-2) + X_r i)i)
 \end{aligned} \tag{A.35}$$

Para determinar o valor inicial de s , assim como no fluxo de potência monofásico, aplica-se a equação (A.9), no entanto, tal equação considera também o circuito de sequência

negativa da Figura 3.11, uma vez que o sistema é trifásico. Assim, $\frac{\partial \Delta P_{eol_k}}{\partial s_k}$ é dado pela equação (A.19) e ΔP_{eol_k} é dado por:

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{eol_k} = & -P_m - (R_r(s-1)((X_m s(\sqrt{3})V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci}) + X_m s(V_{br} \\
 & - 2V_{ar} + V_{cr}))^2 + X_m^2 s^2(V_{bi} - 2V_{ai} + V_{ci} - \sqrt{3}V_{br} \\
 & + \sqrt{3}V_{cr})^2) / (s((6X_m X_r s - 6R_r R_s + 6X_m X_s s \\
 & + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m + 6R_r X_s + 6R_s X_m s \\
 & + 6R_s X_r s)^2)) - (R_r((X_m(\sqrt{3})V_{bi} - \sqrt{3}V_{ci})(s \\
 & - 2) - X_m(s-2)(V_{br} - 2V_{ar} + V_{cr}))^2 + X_m^2(s \\
 & - 2)^2(V_{bi} - 2V_{ai} + V_{ci} + \sqrt{3}V_{br} - \sqrt{3}V_{cr})^2)(s \\
 & - 1)) / (((6R_r R_s - 12X_m X_r - 12X_m X_s - 12X_r X_s \\
 & + 6X_m X_r s + 6X_m X_s s + 6X_r X_s s)^2 + (6R_r X_m \\
 & + 12R_s X_m + 6R_r X_s + 12R_s X_r - 6R_s X_m s \\
 & - 6R_s X_r s)^2)(s-2))
 \end{aligned} \tag{A.36}$$

Anexos

ANEXO A – Dados do Sistema - Teste Brasileiro 16 Barras

As Tabelas A.1, A.2 e A.3 apresentam os dados de barras, transformadores e linhas do Sistema - Teste Brasileiro 16 Barras, respectivamente.

Tabela A.1 – Dados de barras do Sistema - Teste Brasileiro 16 Barras.

Barra	Tipo	Tensão (p.u.)	Ângulo graus	P_g (MW)	Q_g (Mvar)	P_{gmin} (Mvar)	Q_{gmax} (Mvar)	P_l (MW)	Q_l (Mvar)	Shunt (p.u.)
1	PV	1,030	2,2	350,0	-75,6	180	-180	0,0	0,0	
2	PQ	1,057	-3,4					0,0	0,0	
3	PQ	1,057	-7,9					47,0	31,0	-0,9
4	PQ	1,028	-9,8					106,0	70,0	
5	PQ	1,037	-8,4					31,0	20,0	
6	PQ	1,044	-5,5					17,0	12,0	
7	PQ	1,035	-8,4					15,0	14,0	
8	PQ	1,027	-10,4					39,0	24,0	
9	PV	1,010	-10,4		-13,4	70	-50	0,0	0,0	
10	PV	1,080	-12,0					42,0	30,0	0,2
11	PV	1,076	-11,9					40,0	28,0	-0,3
12	PV	1,067	-10,7					101,0	56,0	
13	PV	1,064	-11,1					59,0	34,0	-0,3
14	PV	0,994	-10,4					57,0	39,0	
15	PV	1,059	-8,6					0,0	0,0	
16	V θ	1,050	0,0	209,0	22,8	180	-180	0,0	0,0	

Tabela A.2 – Dados de transformador do Sistema - Teste Brasileiro 16 Barras.

Transformador	Reatância (%)	Tap
1-2	3,00	1,0000
3-14	8,33	0,9709
4-15	6,67	1,0150
6-16	5,00	1,0000
8-9	12,50	1,0000
10-8	10,00	0,9665

Tabela A.3 – Dados de linha do Sistema - Teste Brasileiro 16 Barras.

Linha	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (Mvar)
2-3	0,45	4,96	84,8
2-3	0,45	4,96	84,8
3-12	0,24	2,64	45,05
3-15	0,79	8,38	30,63
3-15	0,79	8,38	30,63
4-5	0,69	7,37	26,95
4-5	0,69	7,37	26,95
5-6	0,5	5,36	19,6
6-7	0,6	6,37	23,28
7-8	0,47	5,03	18,38
10-11	0,34	3,72	63,6
11-12	0,39	4,34	74,2
12-13	0,22	2,48	42,4
12-13	0,22	2,48	42,4

ANEXO B – Dados do Módulo PV BP SX 120

As duas próximas páginas apresentam os dados fornecidos pelo fabricante do Módulo Fotovoltaico BP SX 120.



BP Solar's SX series provides cost-effective photovoltaic power for general use, operating DC loads directly or, in an inverter-equipped system, AC loads. The SX 120's 72 cells in series charge 24V batteries (or multiples of 24V) efficiently. With 120 watts of nominal maximum power, it is used primarily in utility grid-supplemental systems, telecommunications, remote villages and clinics, pumping, and land-based aids to navigation.

Proven Materials and Construction

BP Solar's quarter-century of field experience shows in every aspect of this module's construction and materials:

- Frame strength exceeds requirements of certifying agencies;
- 72 multicrystalline silicon solar cells in series with bypass diodes installed;
- Cells are laminated between sheets of ethylene vinyl acetate (EVA) and high-transmissivity low-iron 3mm tempered glass.



Clear Anodized Universal Frame

Limited Warranties

- Power output for 20 years;
- Freedom from defects in materials and workmanship for 1 year.

See our website or your local representative for full terms of these warranties.

High-Capacity Versatile Junction Box

The junction box is raintight (IP54 rated) and accepts PG13.5 or 1/2" nominal conduit or cable fittings. Its volume (411cc, 25 cubic inches) and 6-terminal connection block enable most system array connections (putting modules in series or parallel) to be made right in the junction box. Options include:

- an oversize terminal block which accepts conductors up to 25mm² (AWG #4); standard terminals accept up to 6mm² (AWG #10);
- a Solarstate™ charge regulator.

Quality and Safety

- Manufactured in ISO 9001-certified factories;
- Listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating);
- Certified by TÜV Rheinland as Class II equipment for use in systems with voltage up to 1000 VDC;
- Approved by Factory Mutual Research for application in NEC Class 1, Division 2, Groups C & D hazardous locations;
- Compliant with the requirements of IEC 61215 including:
 - repetitive cycling between -40°C and 85°C at 85% relative humidity;
 - simulated impact of 25mm (one-inch) hail at terminal velocity;
 - a "damp heat" test, consisting of 1000 hours of exposure to 85°C and 85% relative humidity;
 - a "hot-spot" test, which determines a module's ability to tolerate localized shadowing (which can cause reverse-biased operation and localized heating);
 - static loading, front and back, of 2400 pascals (50 psf); front loading (e.g. snow) of 5400 pascals (113 psf).



BP SX 120



Electrical Characteristics¹

	BP SX 110	BP SX 120
Maximum power (P_{max})	110W	120W
Voltage at P_{max} (V_{mp})	32.9V	33.7V
Current at P_{max} (I_{mp})	3.34A	3.56A
Warranted minimum P_{max}	100W	110W
Short-circuit current (I_{sc})	3.69A	3.87A
Open-circuit voltage (V_{oc})	41.2V	42.1V
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065±0.015)%/°C	
Temperature coefficient of V_{oc}	-(160±10)mV/°C	
Approximate effect of temperature on power	-(0.5±0.05)%/°C	
NOCT ³	47±2°C	
Maximum system voltage ⁴	600V	

Notes

- These data represent the performance of typical modules as measured at their output terminals, and do not include the effect of such additional equipment as diodes or cables. The data are based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (Standard Reporting Conditions, also known as STC or Standard Test Conditions), which are:
 - illumination of 1 kW/m² (1 sun) at spectral distribution of AM 1.5 (ASTM E892 global spectral irradiance);
 - cell temperature of 25°C.
- During the stabilization process which occurs during the first few months of deployment, module power may decrease approximately 3% from typical P_{max} .
- The cells in an illuminated module operate hotter than the ambient temperature. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) is an indicator of this temperature differential, and is the cell temperature under Standard Operating Conditions: ambient temperature of 20°C, solar irradiation of 0.8 kW/m², and wind speed of 1m/s.
- U.S. NEC rating.

BP SX 120 I-V Curves

