



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Comparação de Modelos que Representam Aerogeradores Conectados em Redes de Distribuição Considerando a Incerteza do Vento

Filipe Henrique Oliveira Nunes

João Monlevade, MG
2022

Filipe Henrique Oliveira Nunes

**Comparação de Modelos que Representam
Aerogeradores Conectados em Redes de
Distribuição Considerando a Incerteza do Vento**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso

**Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2022**

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

N972c Nunes, Filipe Henrique Oliveira.
Comparação de modelos que representam aerogeradores conectados em redes de distribuição considerando a incerteza do vento. [manuscrito] / Filipe Henrique Oliveira Nunes. - 2022.
70 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso.
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Energia Eólica. 3. Fator de potência. 4. Geração distribuída de energia elétrica. I. Manso, Juan Carlos Galvis. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.31

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



FOLHA DE APROVAÇÃO

Filipe Henrique Oliveira Nunes

Comparação de modelos que representam aerogeradores conectados em redes de distribuição considerando a incerteza do vento

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Aprovada em 02 de novembro de 2022

Membros da banca

Dr. Juan Carlos Galvis Manso - Orientador - Universidade Federal de Ouro Preto
Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa - Universidade Federal de Ouro Preto
Dr. Welbert Alves Rodrigues - Universidade Federal de Ouro Preto

Juan Carlos Galvis Manso, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 30/11/2022



Documento assinado eletronicamente por **Juan Carlos Galvis Manso, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 30/11/2022, às 09:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0434384** e o código CRC **5719FC7D**.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por ter permitido que eu tivesse saúde determinação para não desanimar durante a realização deste trabalho. A meus pais Neide e Rogério e a minha irmã Bruna por sempre estarem do meu lado, por viverem os meus sonhos ao extremo e por jamais desistirem de mim. Obrigado família, vocês são incríveis!

Agradeço e reverencio o Professor Dr. Juan Carlos Galvis Manso por todos os ensinamentos e orientações desde as salas de aulas e laboratórios até a orientação deste trabalho. Juan, você foi fundamental. Obrigado!

Agradeço aos irmãos da República Pentágono por terem sido minha família em João Monlevade, por todo o aprendizado, histórias, bons e maus momentos. Viver em república foi fundamental, e assim como os sete dias da nossa semana, esses anos voaram.

Agradeço especialmente minha irmã de coração Fernanda Falcão por ter sido a melhor companheira em minha jornada acadêmica. Agradeço aos meus amigos da UFOP por todo apoio, amizade e aprendizado. Esses anos foram árduos mas foram certamente os melhores de nossas vidas. À Universidade Federal de Ouro Preto, em especial aos professores e técnicos que foram essenciais no meu processo de formação profissional, pela dedicação, e por tudo o que aprendi ao longo dos anos do curso.

Por fim, sou grato à Vanessa (*in memoriam*) que foi fundamental na evolução e na continuidade deste trabalho.

Resumo

A utilização do potencial eólico para a geração de energia elétrica tem se tornado cada vez mais comum ao longo dos anos. A crescente preocupação ambiental, aliada a fatores socioeconômicos e ao desenvolvimento de tecnologias utilizadas em aerogeradores fez, com que a inserção de parques eólicos no sistema elétrico se tornasse cada vez mais significativa. Essa inserção pode apresentar pontos positivos e negativos, como por exemplo a redução das perdas de potência ativa no sistema e o consumo excessivo de potência reativa. Portanto, torna-se interessante analisar o fluxo de potência da rede mediante a inserção dos aerogeradores considerando as incertezas do vento. Foram implementados no *MATLAB* os modelos I, II, PQ e RX que representam o aerogerador inserido em um sistema de distribuição composto por 4 barras para análise do fluxo de determinístico. As respostas entregues pela solução do fluxo de potência foram comparadas com uma simulação no domínio do tempo construída no *SIMULINK*. A comparação realizada evidenciou que o maior desvio das respostas dos modelos em relação a simulação foi inferior a 10%. Por fim, os modelos I, II, PQ, RX e E-33 foram utilizados para representar o aerogerador inserido em um sistema de distribuição de 33 barras pra análise do fluxo de potência probabilístico considerando a incerteza do vento. As medições de velocidade do vento foram descritas em uma função de distribuição de probabilidade e então entregues a solução do fluxo de potência por meio da simulação de Monte Carlo. Durante essa análise evidenciou-se que um modelo pode ser mais adequado que o outro em um determinado cenário, como por exemplo o interesse em considerar as perdas, a disponibilidade da curva de potência do aerogerador, ou mesmo os parâmetros da turbina e do gerador utilizados. Portanto, a utilização destes para representar o aerogerador inserido em um sistema de distribuição são de grande valia, uma vez que o comportamento da rede em regime permanente pode ser prevista pela análise do fluxo de potência.

Palavras-chave: Energia Eólica, Modelos, Aerogeradores, Fluxo de Potência Determinístico, Fluxo de Potência Probabilístico, Monte Carlo, Sistemas de Distribuição.

Abstract

The use of wind power potential to generate electricity has become increasingly common over the years. more and more common over the years. The growing environmental concern, combined with socioeconomic factors and the development of technologies used in wind turbines has made the insertion of the insertion of wind farms in the electrical system has become increasingly significant. significant. This insertion can present positive and negative points, such as the reduction of active power losses in the system and the excessive consumption of reactive power. reactive power. Therefore, it becomes interesting to analyze the flow of power in the grid with the insertion of wind turbines considering the uncertainties of the wind. Models I, II, III and IV were implemented in implemented in MATLAB the models I, II, PQ and RX that represent the wind turbine inserted in a distribution system distribution system composed of 4 bars for deterministic flow analysis. The responses delivered by the power flow solution were compared with a time domain simulation domain simulation built in SIMULINK. The comparison showed that the model responses in relation to the simulation was less than 10the models I, II, PQ, RX and E-33 were used to represent the wind turbine inserted in a 33-bar distribution system for probabilistic power flow analysis considering considering wind uncertainty. The wind speed measurements were described in a probability distribution function and then delivered to the power flow solution using Monte Carlo simulation. power flow solution by means of Monte Carlo simulation. During this analysis it became evident that one model may be more suitable than the other in a given scenario, such as the interest in considering losses, the availability of the power curve of the power curve, or even the parameters of the turbine and generator used. Therefore, the Therefore, the use of these to represent the wind turbine inserted in a distribution system distribution system is of great value, since the behavior of the grid on a permanent basis can be can be predicted by power flow analysis.

Keywords: Wind Energy, Models, Wind Turbines, Deterministic Power Flow, Probabilistic Power Flow, Monte Carlo, Distribution Systems.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Capacidade instalada de geração eólica no mundo	1
Figura 2 – Capacidade instalada de geração por tipo de fonte no Brasil	2
Figura 3 – Representação de um sistema elétrico.	6
Figura 4 – Sistema de distribuição com geradores distribuídos.	7
Figura 5 – Circuito equivalente da linha de distribuição.	8
Figura 6 – Trecho de um Sistema de Distribuição	11
Figura 7 – Sazonalidade observada na região Nordeste	14
Figura 8 – Coeficiente de potência versus velocidade do vento	16
Figura 9 – Características das unidades eólicas de velocidade fixa e variável	18
Figura 10 – Esquemático dos tipos de unidades eólicas	19
Figura 11 – Circuito equivalente monofásico da máquina de indução	20
Figura 12 – Conjugado versus velocidade.	22
Figura 13 – Método da Bisseção.	32
Figura 14 – Inserção de aerogeradores no fluxo de potência	38
Figura 15 – Distribuição de Weibull	40
Figura 16 – Inserção de aerogeradores no fluxo de potência probabilístico	42
Figura 17 – Validação das turbinas.	46
Figura 18 – Potência de saída da turbina.	46
Figura 19 – Coeficiente de potência das turbinas.	47
Figura 20 – Validação dos modelos teóricos.	48
Figura 21 – Potência ativa em terminais dos modelos e simulação.	49
Figura 22 – Diferença percentual da potência ativa	49
Figura 23 – Curva de potência ativa Enercon E33.	51
Figura 24 – Sistema de 4 barras utilizado.	52
Figura 25 – Implementação no <i>SIMULINK</i> do sistema de 4 barras	53
Figura 26 – Comparação percentual da potências ativa - <i>WTGS</i>	55
Figura 27 – Sistema IEEE 33 barras	56
Figura 28 – Histograma das medições de velocidade do vento cidade de Natal - RN	57
Figura 29 – Distribuição de Weibull das amostras de velocidade do vento	58
Figura 30 – Potência ativa injetada no sistema pelo <i>WTGS</i>	59
Figura 31 – Tensão máxima dos modelos e caso base	61
Figura 32 – Densidade de probabilidade acumulada da tensão na barra 18	63
Figura 33 – Variância dos modelos na MCS	64
Figura 34 – Diagrama sugerido para a seleção dos modelos	65

Lista de tabelas

Tabela 1 – Coeficientes	16
Tabela 2 – Sistemas de controle aerodinâmico	17
Tabela 3 – Perdas da máquina de indução	23
Tabela 4 – Perdas da máquina de indução	24
Tabela 5 – Modelo I.	27
Tabela 6 – Modelo II.	28
Tabela 7 – Modelo PQ.	29
Tabela 8 – Modelo RX.	30
Tabela 9 – Modelo E-33.	34
Tabela 10 – Parâmetros da turbina eólica teórica	45
Tabela 11 – Parâmetros do gerador de Indução	45
Tabela 12 – Parâmetros do Aerogerador Enercon E-33	45
Tabela 13 – Dados do sistema de 4 barras	52
Tabela 14 – Resultados do fluxo de potência e simulação	54
Tabela 15 – Desvios entre os resultados do fluxo de potência e simulação	55
Tabela 16 – Parâmetros do Regime Eólico	57
Tabela 17 – Tensão nas barras do sistema IEEE 33 barras adaptado.	60
Tabela 18 – Elevação percentual da tensão em relação ao caso base	62
Tabela 19 – Perdas de potência ativa e reativa	64
Tabela 20 – Cargas instaladas e impedância das linhas do sistema	70

Lista de abreviaturas e siglas

WTGS	Wind Turbine Generating System
FSWT	Fixed Speed Wind Turbine
VSWT	Variable Speed Wind Turbine
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator
WRIG	Wound Rotor Induction Generator
SG	Synchronous Generator
MCS	Simulação de Monte Carlo
SEP	Sistema Elétrico de Potência
MIT	Motor de Indução Trifásico
P_v	Potência do vento na área varrida pelas pás
P_m	Potência mecânica
U	Velocidade do Vento
A	Área varrida pelas pás
c_p	Coefficiente de potência
λ	Velocidade relativa
R	Raio das pás
ϑ	Ângulo de ataque
ρ	Densidade do ar
η_{sinc}	Velocidade síncrona
η	Velocidade angular
$P_{3\phi}$	Potência ativa trifásica em terminas do gerador
$Q_{3\phi}$	Potência reativa trifásica em terminas do gerador
V_1	Tensão em terminais da máquina de indução
R_1	Resistência do estator

X_1	Reatância de dispersão do estator
X_m	Reatância de magnetização
R_m	Resistência do núcleo
X_2	Reatância de dispersão do rotor
R_2	Resistência do rotor
s	Escorregamento
V_k	Tensão da barra k
I_k	Corrente da barra k
S_k	Potência aparente da barra k
P_k	Potência ativa da barra k
jQ_k	Potência reativa da barra k
I_{km}	Corrente entre as barras k e m
Z_{km}	Impedância da linha km
P_{kmp}	Perdas de potência ativa da linha km
Q_{kmp}	Perdas de potência reativa da linha km
P_{PT}	Perda total de potência ativa
Q_{QT}	Perda total de potência reativa
ΔP_{per}	Variação de perdas

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Justificativa	3
1.2	Revisão bibliográfica	3
1.3	Objetivos	5
2	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	6
2.1	Rede de distribuição	6
2.2	Modelagem dos elementos	8
2.2.1	Linhas	8
2.2.2	Cargas	9
2.3	Fluxo de potência em sistemas de distribuição	10
2.3.1	Algoritmo backward/forward	10
3	MODELAGEM DA GERAÇÃO EÓLICA	14
3.1	Potência extraída do vento	15
3.2	Sistemas de controle aerodinâmico	16
3.3	Unidades eólicas de velocidade fixa e variável	17
3.4	Modelagem do gerador de indução	20
3.4.1	Circuito equivalente da máquina de indução	20
3.4.2	Potência ativa gerada e potência reativa consumida	23
4	MODELAGEM DE AEROGERADORES PARA ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA	26
4.1	Modelo I	26
4.2	Modelo II	27
4.3	Modelo PQ	28
4.4	Modelo RX	29
4.4.1	Cálculo do escorregamento	31
4.4.1.1	Métodos abertos e de confinamento	31
4.4.1.2	Método da Bisseção aplicado ao modelo RX	32
4.5	Modelo E-33	33
5	METODOLOGIA	35
5.1	Validação dos modelos utilizados	35
5.1.1	Validação das Turbinas teóricas	36
5.1.2	Validação dos Modelos I, II, PQ e RX	36

5.1.3	Validação do modelo Enercon E-33	37
5.2	Inserção de aerogeradores em sistemas de distribuição para análise do fluxo de potência determinístico	37
5.3	Inserção de aerogeradores em sistemas de distribuição para análise do fluxo de potência probabilístico	39
5.3.1	Distribuição de Weibull	39
5.3.2	Simulação de Monte Carlo	41
5.3.3	Fluxo de potência probabilístico	42
6	RESULTADOS	44
6.1	Validação da turbina e modelos utilizados	44
6.1.1	Validação da turbina utilizada nos modelos I, II, PQ e RX	45
6.1.2	Validação dos modelos I, II, PQ e RX	47
6.1.3	Validação do Aerogerador Enercon E33	51
6.2	Fluxo de potência determinístico	52
6.2.1	Resultado do WTGS tipo A inserido no sistema de 4 barras	53
6.3	Fluxo de potência probabilístico	56
6.3.1	Análise estatística do vento	56
6.3.2	Fluxo de potência probabilístico considerando a inserção de WTGS	58
7	CONCLUSÃO	66
	REFERÊNCIAS	68
A	PARÂMETROS DO SISTEMA IEEE 33 BARRAS ADAPTADO	70

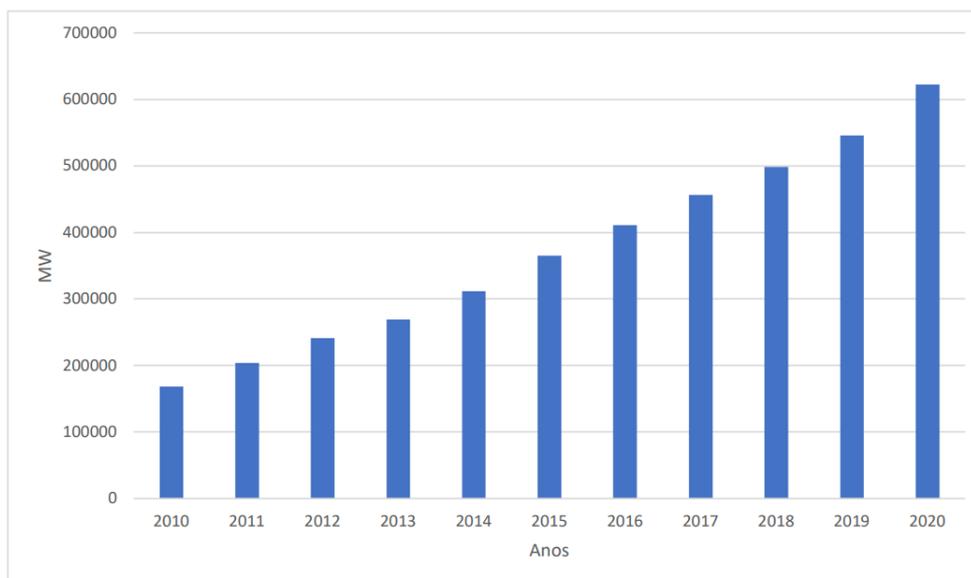
1 Introdução

A contínua expansão populacional e avanços tecnológicos trazem à tona novos desafios para a humanidade. Evitar o colapso energético causado por um possível esgotamento dos combustíveis fósseis se tornou um desses desafios. Fato que impulsiona diversas pesquisas sobre fontes de energia renovável, como as fontes eólicas. Do ponto de vista socioeconômico e ambiental, a energia renovável aumenta a segurança do fornecimento, minimiza os impactos ambientais e permite soluções locais, oferecendo desenvolvimento sustentável em todo mundo (FARRET; SIMOES, 2006).

O potencial eólico começou a ser aproveitado há pelo menos três mil anos e foi fundamental para o avanço da sociedade. Inicialmente, foi utilizada para moagem de grãos e bombeamento de água através dos moinhos e também em embarcações, através dos barcos a vela. Apenas no século XIX, a energia eólica passou a ser utilizada para gerar energia elétrica, devido à construção do aerogerador de eixo vertical por James Blyth (SOHN, 2014).

A energia eólica deriva da energia solar, visto que o aquecimento irregular do planeta provoca o deslocamento de massas de ar dessa forma, o vento passa a ser fonte de energia mecânica para os aerogeradores (FARRET; SIMOES, 2006). A associação entre fatores geográficos e econômicos aliados a um regime eólico adequado impulsionaram a difusão dos sistemas de geração eólica ao redor do mundo, tornando possível a expansão da capacidade instalada ao longo dos anos, conforme observado na Figura 1 .

Figura 1 – Capacidade instalada de geração eólica no mundo

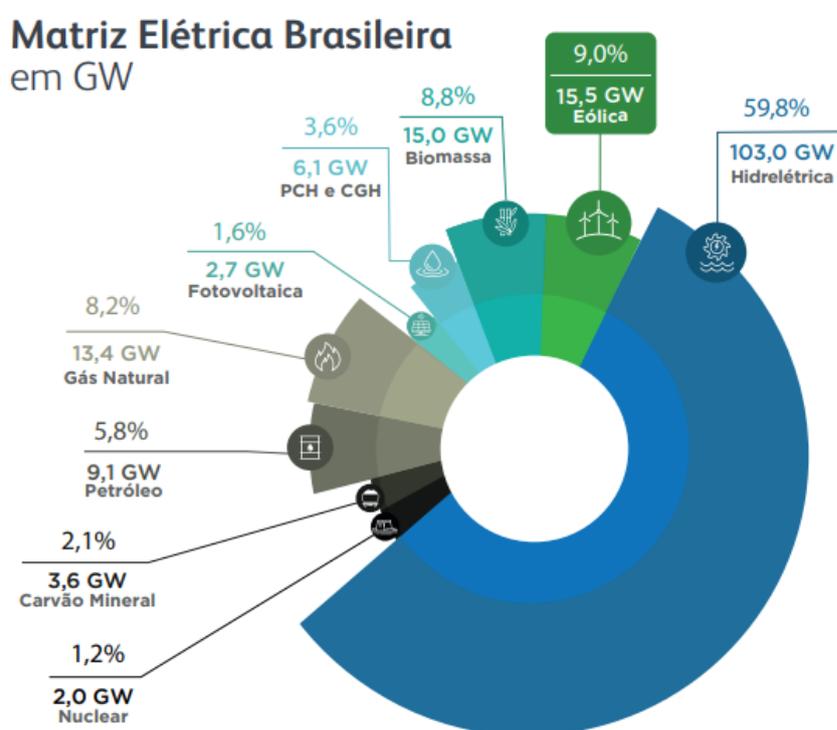


Fonte: Adaptado de GWEC (2021)

Apesar da geração eólica no Brasil ter menos de trinta anos, o país é destaque na América do Sul. O primeiro aerogerador instalado em território nacional entrou em operação no ano de 1992, no arquipélago de Fernando de Noronha, resultado da parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica, a Companhia Energética de Pernambuco e o Instituto Folkcenter (ABEEOLICA, 2018). Ao longo dos anos, foram criados programas de incentivo a empreendimentos de geração eólica, o que impulsionou o desenvolvimento e instalação de sistemas de geração eólica ao longo dos anos (ABEEOLICA, 2018).

O crescimento da fonte eólica no Brasil é evidente, uma vez que passou a ter papel fundamental na matriz energética brasileira, ocupando atualmente o posto de segunda fonte da matriz energética, fato evidenciado na Figura 2.

Figura 2 – Capacidade instalada de geração por tipo de fonte no Brasil



Fonte: ABEEolica (2020)

Este avanço é justificado por uma união de fatores, como as particularidades dos ventos nacionais, que proporcionam um fator de capacidade de quase duas vezes a média mundial, grande potencial de expansão da geração e atração de investimentos (ABEEOLICA, 2018).

De acordo com a Figura 1, nota-se que a crescente inclusão de parques eólicos no sistema de potência continua a aumentar. Tornando necessário investigar os efeitos causados por essa inserção. Uma das formas de analisar os sistemas de geração eólica é mediante o uso de modelos computacionais. Estes são representações matemáticas dos sistemas de geração de energia eólica (WTGS), do inglês Wind Turbine Generation

Systems, que possibilitam realizar análise e planejamento antes mesmo da instalação de novos aerogeradores em um parque eólico já existente, ou mesmo a instalação de novos parques eólicos (FEIJOO; CIDRAS, 2000).

1.1 Justificativa

O aproveitamento do regime eólico para a geração de energia elétrica por meio de turbinas eólicas apresenta crescimento em diversos países. Dado que a fonte é renovável, gratuita e limpa. Portanto, a geração eólica pode suprir a escassez de outros recursos energéticos em uma dada região (EMINOGLU, 2009b).

Contudo, a constante expansão dos sistemas de geração eólica evidencia algumas preocupações. Em pouco tempo, os sistemas de geração de energia eólica poderão começar a influenciar o comportamento dos sistemas de energia elétrica (SOHN, 2014). A inserção de grandes aerogeradores tem como revés (SILVA et al., 2003):

- Consumo excessivo de potência reativa.
- Variação no perfil da tensão fornecida aos consumidores mais próximos.
- Flutuações de tensão.
- Injeção de harmônicos.
- Elevação de tensão e frequência em situação de ilhamento.

Todavia, o aproveitamento de fontes renováveis, tal como a fonte eólica, faz-se necessário para a diversificação da matriz energética. Fato que proporciona maior competitividade econômico-energética e elevação da confiabilidade e segurança do abastecimento (LUIZ, 2012). Compreender as diferenças bem como as considerações de uso de cada modelo é fundamental para estes possam ser devidamente aplicados. Tornando possível prever o comportamento e os impactos causados pelos aerogeradores no sistema elétrico mesmo antes da sua instalação.

1.2 Revisão bibliográfica

Questões ambientais, econômicas e geográficas impulsionam o crescimento dos sistemas de geração eólica no Brasil e no mundo. Por consequência, a participação dessa fonte de energia na matriz energética torna-se cada vez mais importante. Em Farret e Simoes (2006), os autores abordam as fontes alternativas de energia, dentre elas a energia eólica. Os autores abordam questões como os requisitos do local para instalação dos aerogeradores, sua classificação e o cálculo da energia absorvida pelas pás da turbina.

Além de contextualizar a evolução e discorrer sobre o estado da arte dos aerogeradores integrados aos sistemas elétricos, em Ackermann (2005), o autor aborda com riqueza de detalhes os tipos de unidades aerogeneradoras, os controles empregados, questões referentes à qualidade de energia em sistemas com presença de aerogeradores, dados e aspectos operacionais a respeito de fazendas eólicas em alguns países.

A análise do fluxo de potência considerando a geração eólica na rede é fundamental para entender os impactos dessa fonte renovável. Para tal, a partir de conceitos a respeito das turbinas eólicas e da máquina de indução operando como gerador, foram propostos diferentes modelos que representam o aerogerador inserido na rede elétrica para análise do fluxo de carga.

Em Eminoglu (2009a), são apresentados os modelos I e II. As equações do primeiro modelo partem da análise do circuito equivalente da máquina de indução trifásica, porém, as perdas no núcleo são desprezadas. A partir dessa análise, foram propostas equações que fornecem a potência ativa injetada na rede e a reativa consumida, sendo que estas dependem apenas dos parâmetros do circuito interno, tensão terminal e potência de entrada. Assim como o primeiro, o modelo II também parte da análise do circuito equivalente da máquina de indução. Entretanto, diferentes considerações em termos de equação convergem em uma solução quadrática, com dois resultados possíveis para cada termo da potência complexa. Ambos não utilizam o escorregamento em seu equacionamento, o que possibilita a obtenção da potência real e imaginária de forma direta.

Em Feijoo e Cidras (2000), são propostos dois modelos que representam o aerogerador para análise do fluxo de potência. O modelo PQ se apresenta como uma opção de rápida implementação, visto que não são consideradas as perdas internas do gerador, e que a potência reativa pode ser calculada a partir dos parâmetros do circuito equivalente, tensão em terminais e potência mecânica entregue ao eixo do gerador. O modelo RX considera, dentre outros parâmetros, o escorregamento do gerador dessa forma, o modelo leva em consideração as perdas internas da máquina. Porém, diferente dos modelos supracitados, a solução do modelo RX não pode ser obtida de forma direta, tendo em vista que o escorregamento é obtido por meio de um processo iterativo.

Os impactos causados pela inserção de aerogeradores em sistemas elétricos de potência são abordados em Thapar, Agnihotri e Sethi (2011). Os autores abordam diferentes modelos que representam aerogeradores conectados a rede elétrica, sendo estes divididos em duas categorias:

- modelos baseados nas equações fundamentais considerando a potência mecânica entregue pela turbina ao gerador;
- modelos baseados na curva de potência dos aerogeradores.

A representação dos aerogeradores em modelos matemáticos torna possível a inserção dos mesmos na análise do fluxo de potência determinístico e também probabilístico

em sistemas de distribuição. Em Shirmohammadi et al. (1988) é proposto um método para calcular o fluxo de potência nas redes de distribuição, sendo que este método apresenta maior eficácia do que o já conhecido *Newton-Raphson* devido a impedância das linhas de distribuição apresentarem maior parcela resistiva do que reativa. O método apresentado no trabalho supracitado pode ser utilizado para a análise do fluxo de potência determinístico e probabilístico. Todavia, no caso probabilístico são realizadas etapas adicionais, como pode ser visto em Pareja (2009).

1.3 Objetivos

Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo principal realizar a comparação entre diferentes modelos que representam o aerogerador conectado à rede de distribuição para análise do fluxo de potência determinístico e probabilístico com o propósito de compreender as diferenças entre cada modelo, bem como os cenários de aplicação de cada um.

Objetivos Específicos

1. **Pesquisar** as considerações para a inserção do aerogerador no fluxo de potência em sistemas de distribuição.
2. **Estudar e compreender** os modelos I, II, PQ, RX e E-33 para a inserção do aerogerador no fluxo de potência.
3. **Programar** os modelos I, II, PQ e RX de aerogeradores via *MATLAB* para análise do fluxo de potência determinístico e **validar** os resultados com uma simulação do sistema no *SIMULINK*.
4. **Programar** fluxo de potência radial utilizando o método de varredura Backward Forward.
5. **Simular** a aleatoriedade dos ventos por meio da simulação de Monte Carlo.
6. **Programar** cinco modelos de aerogeradores e inseri-los na análise do fluxo de potência probabilístico considerando a incerteza dos ventos.

2 Sistema de Distribuição

A energia elétrica é transmitida por longas distâncias até estar disponível aos consumidores, conforme mostra a Figura 3. O sistema elétrico de potência (SEP) é formado pelo conjunto de elementos que torna possível o fornecimento de energia por meio da geração, transmissão e distribuição de energia (STEVENSON, 1974) (CARVALHO, 2006).

Os sistemas de geração são responsáveis pela transformação de uma fonte de energia, seja ela renovável ou não, em energia elétrica. Grande parte da geração ocorre de forma centralizada, em grandes usinas geradoras, que em sua maioria são localizadas longe dos centros urbanos portanto, os sistemas de transmissão são encarregados de transportar a energia gerada por longas distâncias, até as subestações de distribuição. Os sistemas de distribuição tem como uma de suas atribuições reduzir os níveis da tensão entregue pelos sistemas de transmissão, e então distribuir a energia para os consumidores finais, sejam eles industriais, comerciais, residenciais e afins (DIEFENTHALER, 2019) (CARVALHO, 2006).

Figura 3 – Representação de um sistema elétrico.



Fonte:(DIEFENTHALER, 2019).

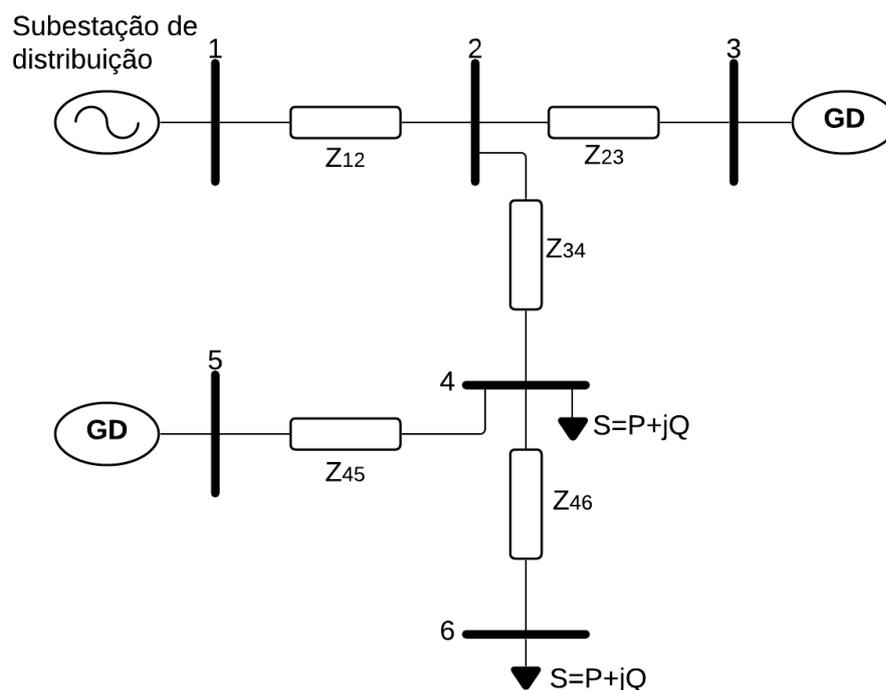
2.1 Rede de distribuição

As redes de distribuição podem ser divididas em redes de distribuição primária e secundária. A primeira delas é responsável por fornecer energia a consumidores primários como por exemplo as indústrias de médio porte, shoppings centers e transformadores de distribuição. As redes secundárias tem como atribuição o fornecimento de energia a consumidores residenciais e pequenas indústrias e comércios (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBIA, 2005).

Tradicionalmente, o sistema de distribuição recebe a energia oriunda da geração por meio das linhas de transmissão e então a distribui para os consumidores, sejam eles primários ou secundários. Dessa forma, o fluxo de potência na rede flui das grandes usinas geradoras para os consumidores. Uma característica desse sistema tradicional é o fato de que geralmente os sistemas de geração de energia estão longe dos grandes centros consumidores o que pode provocar por exemplo perdas significativas de potência ativa e reativa nas linhas e elevação do custo de operação (STEVENSON, 1974).

Em contraponto ao sistema de geração tradicional, a geração distribuída (GD) é localizada próxima aos centros consumidores. Os geradores distribuídos podem operar isolados da rede (off grid), suprindo a demanda local, ou podem operar conectados à rede de distribuição (on grid). Portanto a energia excedente é enviada à rede elétrica, o que eleva a confiabilidade do sistema e diminui as perdas na rede (DIEFENTHALER, 2019). A Figura 4 apresenta um pequeno sistema de distribuição com presença de geradores distribuídos.

Figura 4 – Sistema de distribuição com geradores distribuídos.



Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 4 representa um sistema de distribuição de 6 barras, contendo duas cargas e dois geradores distribuídos. Os elementos da rede são conectados pelas barras, também conhecidas como nós, que por definição, realizam a conexão entre dois ou mais elementos de uma rede. Por exemplo, a barra 1 é responsável por conectar a subestação de distribuição

à barra 2. Entre elas, nota-se uma impedância denominada de Z_{12} que representa a linha de distribuição que conecta os nós 1 e 2.

O conceito de nó é fundamental para compreensão do método de varredura utilizado neste trabalho para o cálculo do fluxo de potência, que será apresentado no Capítulo 5. Mais detalhes a respeito dos componentes do sistema de distribuição utilizados nesta monografia podem ser vistos no Capítulo 3.

2.2 Modelagem dos elementos

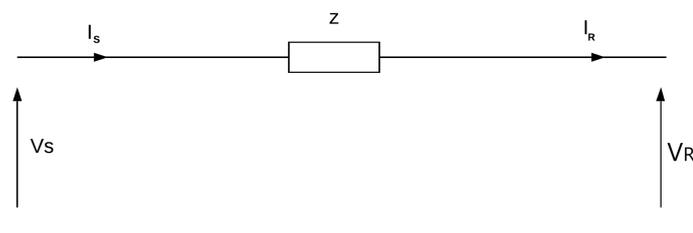
As Seções 2.2.1 e 2.2.2 descrevem a modelagem das linhas, transformadores e cargas presentes nos sistemas de distribuição de energia.

2.2.1 Linhas

As linhas de transmissão podem ser classificadas em três tipos de acordo com seu comprimento. As linhas longas apresentam comprimento superior a 240 Km , as linhas médias possuem comprimento entre 80 Km e 240 Km , e as linhas curtas apresentam comprimento inferior a 80 Km (DIEFENTHALER, 2019).

As linhas da rede de distribuição usualmente apresentam menor comprimento quando comparadas as linhas do sistema de transmissão. Portanto neste trabalho será considerado apenas o modelo de linha curta, que pode ser vista na Figura 5. O comportamento resistivo indutivo da linha é representado através de uma impedância Z (CARVALHO, 2006)(DIEFENTHALER, 2019).

Figura 5 – Circuito equivalente da linha de distribuição.



Fonte: Adaptado de (STEVENSON, 1974)

As variáveis exibidas na figura podem ser calculadas de acordo com as equações a seguir.

$$Z = (r + j\omega L)l \quad (2.1)$$

$$V_S = V_R + ZI_R \quad (2.2)$$

$$V_R = V_S - ZI_R \quad (2.3)$$

$$I_S = I_R \quad (2.4)$$

Sendo:

- Z - impedância da linha;
- r - resistência da linha;
- L - indutância da linha;
- ω - velocidade angular;
- l - comprimento da linha;
- V_S - tensão do nó S;
- V_R - tensão do nó R;
- I_S - Corrente sai do nó S;
- I_R - Corrente que entra no nó R.

2.2.2 Cargas

A modelagem das cargas de um sistema elétrico geralmente apresenta maior complexidade quando comparada à modelagem de geradores e linhas, visto que o comportamento delas nem sempre é previsível. Os modelos descritos abaixo, bem como as equações utilizadas nesta subseção podem ser encontrados em Kagan, Oliveira e Robba (2005).

Alguns modelos representam o comportamento da carga em função da tensão aplicada, sendo eles:

- Potência constante com a tensão.
- Corrente constante com a tensão.
- Impedância constante com a tensão.
- Qualquer combinação acima.

As cargas aqui utilizadas apresentam potência complexa nominal independente da tensão fornecida às mesmas. Considerando o equivalente monofásico, para este tipo de carga temos que sua potência aparente é dada pela soma das potências ativa e reativa, conforme mostra a equação 2.5.

$$\bar{S}_{NF} = S_{NF} \angle \varphi = P_{NF} + jQ_{NF} \quad (2.5)$$

Considerando uma tensão qualquer $\dot{V}_F = V_F \angle \theta_1$, a corrente absorvida pela carga é dada pela equação 2.6, onde nota-se que a corrente absorvida para uma carga de potência constante é inversamente proporcional à tensão fornecida a carga.

$$I_F = \frac{\overline{S}_{NF}^*}{\dot{V}_F^*} = \frac{S_{NF} \angle -\varphi}{V_F \angle -\theta_1} = \frac{S_{NF}}{V_F} \angle \theta_1 - \varphi \quad (2.6)$$

Este comportamento pode ser observado em motores de indução. Nesses motores a potência ativa absorvida da rede deve ser igual a potência demandada pela carga acoplada em seu eixo somada as perdas elétricas e mecânicas. Considerando um MIT (Motor de Indução Trifásico) em funcionamento, a potência ativa absorvida da rede deve ser praticamente constante independente da tensão aplicada nos terminais de seu estator.

2.3 Fluxo de potência em sistemas de distribuição

Estudos sobre o fluxo de potência em sistemas de distribuição evidenciam que algoritmos tradicionais podem ser ineficientes devido às características desses sistemas. Tem-se como exemplo os algoritmos de Newton - Raphson e Gauss - Seidell, que perderam espaço para outros algoritmos, devido a topologia radial e relação resistência/reatância mais elevada das redes de distribuição, além da presença de cargas desbalanceadas. (EMINOGLU, 2009a) (DIVYA; RAO, 2006).

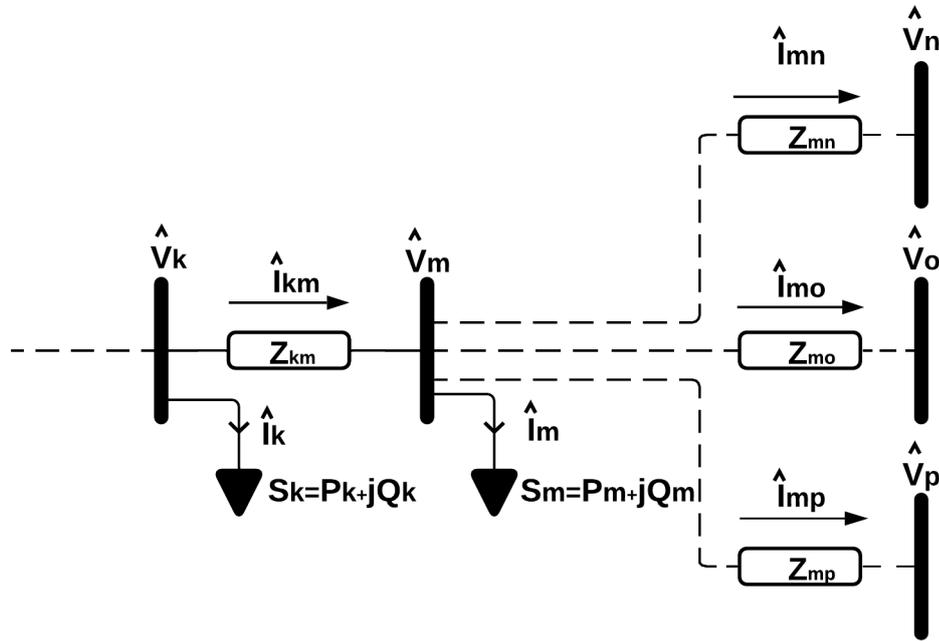
O fluxo de potência é uma ferramenta de grande valia no que tange a análise e o planejamento de sistemas elétricos. O fluxo de carga determinístico parte do princípio em que dados de geração e consumo são constantes, e não sofrem alteração durante o processo. Todavia, sistemas reais não apresentam essa característica. Variações no processo de geração devido à natureza desta e no perfil de consumo das cargas acopladas a rede impõe limitações a este método (PAREJA, 2009).

Em contra partida, o fluxo de potência probabilístico trata esses dados incertos. Por exemplo, a geração de energia eólica depende diretamente da velocidade do vento, que é variável devido a diversos fatores climáticos. Além de fatores de ordem natural, eventos como contingências e manutenções também contribuem com as incertezas intrínsecas ao sistema. Neste trabalho, o algoritmo utilizado para a solução do fluxo de potência, seja ele determinístico ou probabilístico é o de varredura backward/forward. O passo a passo deste pode ser visto na seção abaixo.

2.3.1 Algoritmo backward/forward

O passo a passo do algoritmo descrito a seguir, bem como as equações aqui utilizadas podem ser encontradas em Shirmohammadi et al. (1988) e Carvalho (2006). A Figura 6 mostra um trecho de um sistema de distribuição. As variáveis descritas nas equações abaixo fazem referência a figura que é utilizado para auxiliar na explicação do algoritmo.

Figura 6 – Trecho de um Sistema de Distribuição



Fonte: Elaboração Própria.

1. Inicializar os parâmetros da rede e a tensão de todas as barras do sistema $V_1, \dots, V_k, V_m, V_n, V_o, V_p, \dots, V_n$.
2. Calcular as correntes de carga em cada barra. A carga utilizada neste trabalho é do tipo potência constante, dessa forma a corrente da carga pode ser calculada de acordo com a Equação 2.6. A exemplo, a corrente da barra **k** pode ser obtida ao aplicar a referida equação, como pode ser visto a seguir:

$$I_k = \left(\frac{S_k}{V_k} \right)^* \quad (2.7)$$

sendo:

- I_k a corrente de carga da barra **k**;
 - S_k a potência aparente da barra **k**;
 - V_k a tensão nodal da barra **k**;
3. Iniciar varredura backward. Calcular a corrente dos ramos, da barra mais extrema até a subestação. A corrente em cada ramo I_{km} pode ser calculada por meio da Equação 2.8, note que esta equação representa a Lei de Kirchoff das correntes, onde a soma das correntes que entram em um nó é igual à soma das correntes que saem

desse mesmo nó.

$$I_{km} = I_m + \sum_{j \in F_m} I_{mj} \quad (2.8)$$

Onde, F_m é o conjunto das barras conectadas à barra m .

4. As perdas de potência ativa e reativa de um determinado ramo podem ser calculadas de acordo com as equações abaixo:

$$P_{kmp} = r_{km} I_{km}^2 \quad (2.9)$$

$$Q_{kmp} = x_{km} I_{km}^2 \quad (2.10)$$

sendo:

- r_{km} a resistência do ramo km ;
- x_{km} a reatância do ramo km .

Note que essas equações podem ser generalizadas para todo sistema, portanto, as perdas totais são representadas pelas Equações 2.11 e 2.12, onde Ω representa o conjunto de todos os ramos do sistema.

$$P_{PT} = \sum_{(k,m) \in \Omega} r_{km} I_{km}^2 \quad (2.11)$$

$$Q_{PT} = \sum_{(k,m) \in \Omega} x_{km} I_{km}^2 \quad (2.12)$$

5. Caso a variação das perdas ativas seja menor que a tolerância especificada, o processo para, caso contrário é iniciada a varredura forward. A variação das perdas de potência ativa é dada por:

$$\Delta P_{per} = |P_{per1} - P_{per2}| \leq \xi \quad (2.13)$$

onde:

- P_{per1} são as perdas de potência ativa da iteração anterior;
 - P_{per2} são as perdas de potência ativa da iteração atual;
 - ξ é a tolerância especificada.
6. Iniciar varredura forward. Calcular as tensões nodais, partindo da subestação (nó raiz) em direção a barra mais extrema. Como mencionado anteriormente neste trabalho, as linhas de distribuição podem ser modeladas como linhas curtas, portanto, a tensão em uma barra a jusante de uma outra barra pode ser calculada por meio da Equação

2.3. Logo, nota-se que essa é uma aplicação direta da Lei de Kirchoff das Tensões, ou seja, a soma algébrica das tensões em um caminho fechado é igual a zero. Após realizar esse passo, retornar ao passo 2. A exemplo, a tensão da barra **m** pode ser calculada por meio da aplicação da Equação 2.3:

$$V_m = V_k - Z_{km}I_{km} \quad (2.14)$$

$$Z_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (2.15)$$

Em que:

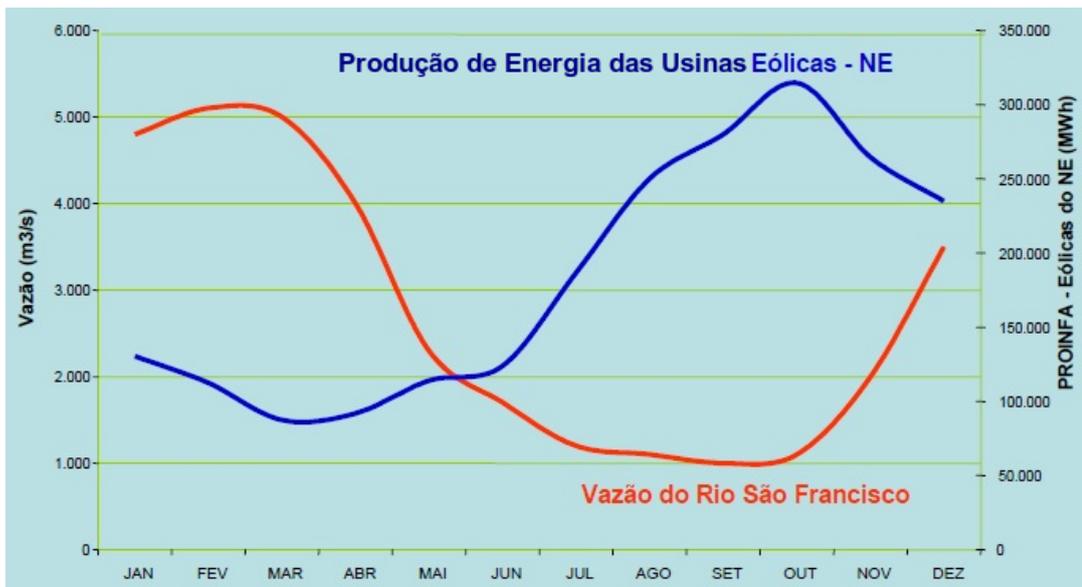
- V_m é a tensão da barra m.
- V_k é a tensão da barra k.
- Z_{km} é impedância da linha entre as barras k e m.

3 Modelagem da Geração Eólica

Uma das fontes de energia mais valorizadas no que tange a geração distribuída é a fonte eólica. A presença dos ventos no Brasil possui média duas vezes superior a média mundial, além do vento apresentar um perfil de pouca variação de velocidade, cerca de 5%, fato que possibilita melhores previsões do volume de produção energética (SOHN, 2014).

Outro aspecto relevante sobre o regime eólico brasileiro é que geralmente em períodos de estiagem os ventos apresentam maior velocidade, o que pode resultar em um aumento na produção de energia. Esse fato possibilita a operação em regime de complementaridade com as usinas hidrelétricas (SOHN, 2014). A Figura 7 ilustra a sazonalidade entre as usinas eólicas da região Nordeste e a vazão do rio São Francisco.

Figura 7 – Sazonalidade observada na região Nordeste



Fonte: Adaptado de (SOHN, 2014)

Este capítulo apresenta conceitos e equações a respeito dos sistemas de geração eólica. A seção 3.1 aborda os conceitos e equações referentes a potência que a turbina eólica extrai do vento e converte em potência mecânica. O controle aerodinâmico dos aerogeradores atua sobre as pás da turbina e influencia diretamente na absorção da potência do vento. Conceitos a respeito destes sistemas podem ser vistos na Seção 3.2 onde também são apresentados as vantagens e desvantagens de cada sistema de controle aerodinâmico empregado nos aerogeradores. Sendo estes divididos em dois grupos, sendo eles velocidade fixa e velocidade variável, como mostra a Seção 3.3. Por fim, na Seção 3.4 é apresentada a modelagem do gerador de indução, responsável por transformar a energia mecânica fornecida pela turbina em energia elétrica.

3.1 Potência extraída do vento

Os aerogeradores são máquinas que convertem parte da energia eólica absorvida em energia mecânica, e então, em energia elétrica, por meio de um gerador elétrico acoplado a seu eixo. A interceptação do vento pelas pás da turbina cria o efeito de alavanca, que por sua vez, fornece torque ao rotor. A potência total do vento na área varrida pelas pás é dada pela Equação 3.1:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.1)$$

sendo P_v a potência do vento na área varrida pelas pás, ρ a densidade do ar, A a área varrida pelas pás e v a velocidade do vento. As equações utilizadas nessa seção podem ser encontradas em (HEIER, 2014). Entretanto, o aerogerador não absorve toda a energia dos ventos, em condições ideais, o potencial aproveitado seria de no máximo 59,26%, este fator de aproveitamento é conhecido como coeficiente de potência (SOHN, 2014). Logo a potência mecânica disponível no eixo do aerogerador é dada pela Equação 3.2:

$$P_m = C_p P_v \quad (3.2)$$

onde P_m é a potência mecânica entregue ao eixo do aerogerador e C_p é o coeficiente de potência. Atualmente, turbinas modernas apresentam coeficiente de potência máximo entre 52% e 55%. A curva do coeficiente de potência geralmente é obtida de forma experimental e varia de acordo com as características do aerogerador, contudo, uma forma de calcular esse coeficiente foi sugerido em Heier (2014), através das Equações 3.3, 3.4 e 3.5.

$$C_p(\lambda, \vartheta) = c_1(c_2 - c_3\vartheta - c_4\vartheta^x - c_5)e^{c_6(\lambda, \vartheta)} \quad (3.3)$$

$$\lambda = \frac{\omega R \eta}{v} \quad (3.4)$$

$$\frac{1}{\Lambda} = \frac{1}{\lambda + 0.08\vartheta} - \frac{0,035}{\vartheta^3 + 1} \quad (3.5)$$

Sendo:

- λ - relação entre a velocidade das pás e do rotor;
- ω - velocidade angular da turbina;
- R - raio da turbina;
- η - relação de transformação;
- v - velocidade do vento;
- ϑ - ângulo das pás.

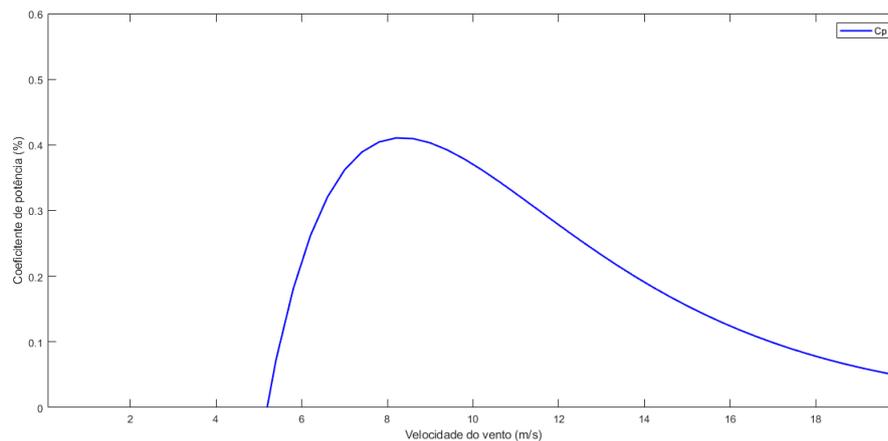
Os coeficientes x e c_1 a c_6 variam de acordo com as características aerodinâmicas da turbina e os valores usados neste trabalho estão presentes na Tabela 1. A Figura 8 apresenta a curva do coeficiente de potência, que pode ser obtida por meio da variação da velocidade do vento aplicada a Equação 3.3.

Tabela 1 – Coeficientes

c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	x
0,5	$\frac{116}{\Lambda}$	0,4	0	5	$\frac{21}{\Lambda}$	1,5

Fonte: (HEIER, 2014).

Figura 8 – Coeficiente de potência versus velocidade do vento



Fonte: Elaboração Própria.

Considerando as Equações 3.3, 3.4 e 3.5, a potência mecânica entregue ao eixo do aerogerador pode ser calculada através da Equação 3.6.

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \vartheta) v^3 \quad (3.6)$$

Portanto, por meio das equações supracitadas, é possível trabalhar com aerogeradores em ambiente computacional, de forma a suprir dados obtidos experimentalmente.

3.2 Sistemas de controle aerodinâmico

Diferentes tipos de controle aerodinâmico são utilizados nos aerogeradores. Estes tem como objetivo garantir a operação segura deste equipamento mesmo em situações de fortes rajadas de vento, bem como limitar potência mecânica e velocidade da turbina,

além de manter o balanço entre as potências elétrica e mecânica. Três tipos diferentes de controle podem ser utilizados, são eles o controle estol (stall), o controle de ângulo de passo (pitch) e o controle de estol ativo (stall ativo) (ACKERMANN, 2005) (SOHN, 2014). A Tabela 2 evidencia as vantagens e desvantagens desse sistema.

Tabela 2 – Sistemas de controle aerodinâmico

Tipo	Vantagens	Desvantagens
Stall	Simple e robusto.	Potência elétrica instável quando a velocidade do vento excede a nominal. Alto estresse mecânico sofrido pelas pás.
Pitch	Controle de potência simples. Maximização da energia capturada. Menor estresse mecânico	Menor confiabilidade; Maior custo devido ao sistema de controle; Maior vulnerabilidade a mudanças bruscas na velocidade do vento.
Stall ativo	O acoplamento flexível dos sistemas que compõe o rotor facilitam paradas de emergência.	Preço elevado devido ao controlador, mecanismo aplicado e características construtivas das pás.

Fonte:(ACKERMANN, 2005).

3.3 Unidades eólicas de velocidade fixa e variável

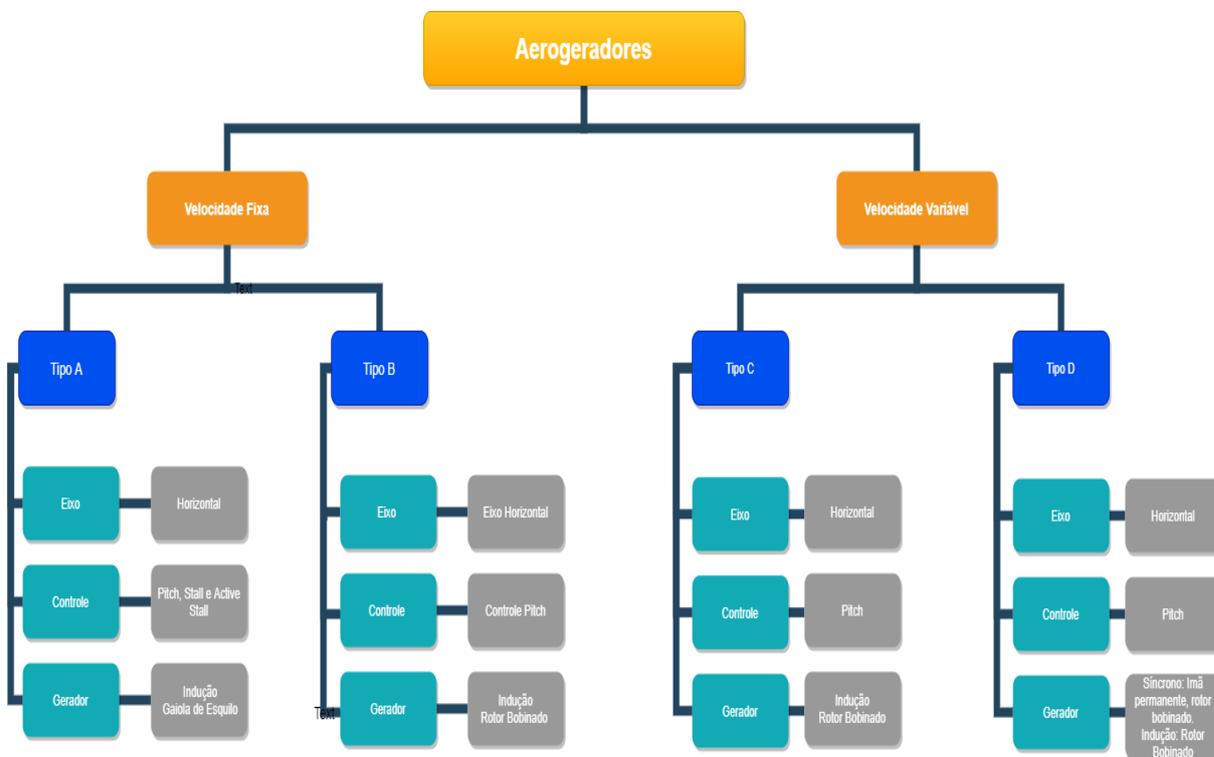
Os aerogeradores podem ser divididos em dois grupos: aerogeradores de velocidade fixa (FSWT - Fixed Speed Wind Turbine) e aerogeradores de velocidade variável (VSWT - Variable Speed Wind Turbine).

Os FSWT operam com velocidade fixa no rotor da turbina e do gerador, independente da velocidade do vento. Essa categoria pode ser dividida em aerogeradores do Tipo A e do Tipo B. As unidades do Tipo A operam em regime permanente com variações de velocidade em torno de 1%, enquanto as unidades do Tipo B podem operar com variação de velocidade de até 10%.

Já os VSWT trabalham com diferentes velocidades no rotor da turbina de modo a extrair a potência máxima para uma diferentes velocidades do vento. Este grupo pode ser subdivididos em unidades dos Tipos C e D. Seu modo de operação é possível devido a topologia construtiva do aerogerador, que alia controle aerodinâmico, gerador e conversores

de potência. A Figura 9 evidencia os dois grupos de unidades eólicas bem como os quatro tipos que estas englobam.

Figura 9 – Características das unidades eólicas de velocidade fixa e variável



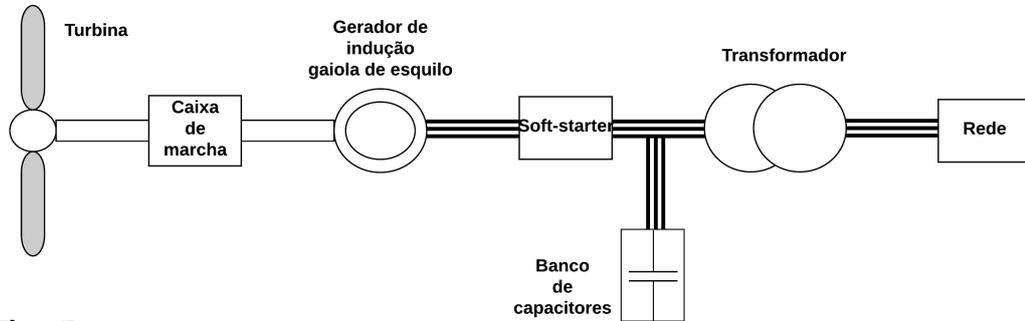
Fonte: Elaboração Própria.

É notório então, que os tipos de unidades eólicas são diferenciados de acordo com seus aspectos construtivos. A seguir, a Figura 10 exhibe um diagrama esquemático, contendo o esquema de conexão dos diferentes tipos de unidades eólicas ao sistema elétrico.

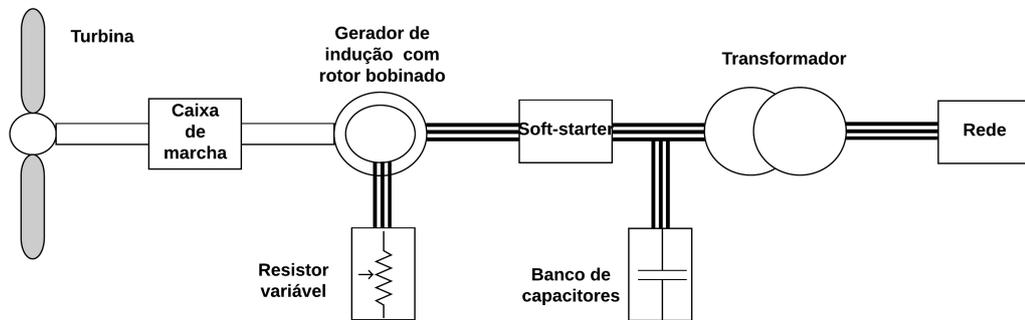
As vantagens e desvantagens de um tipo de unidade eólica em relação ao outro, bem como maiores detalhes em relação aos geradores, tipos de controle e conexões empregados em cada um deles pode ser encontrado em Ackermann (2005).

Figura 10 – Esquemático dos tipos de unidades eólicas

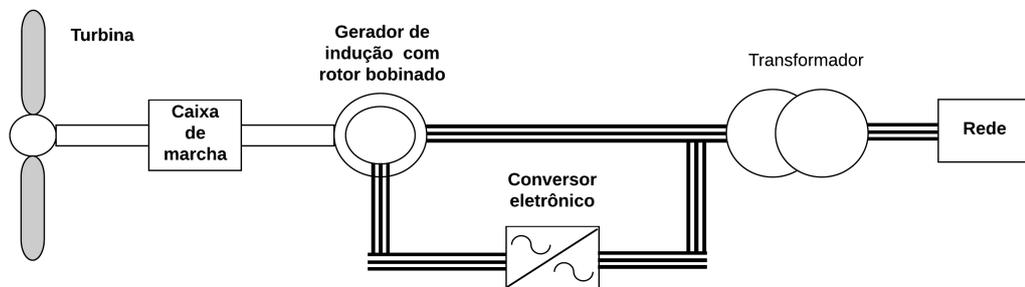
Tipo A



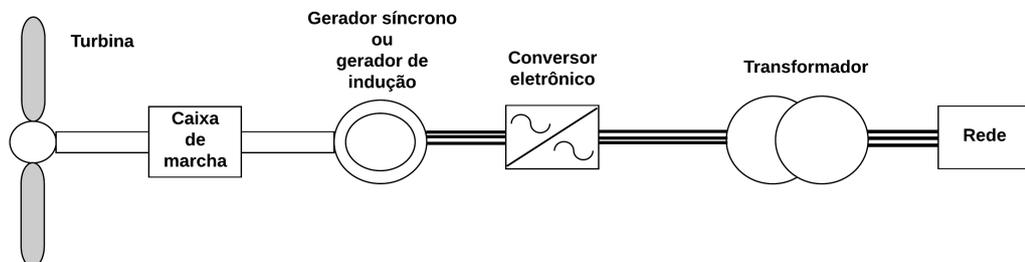
Tipo B



Tipo C



Tipo D



Fonte: Adaptado de (ACKERMANN, 2005).

3.4 Modelagem do gerador de indução

Os sistemas de energia eólica são amplamente difundidos no que diz respeito a sistemas de geração distribuída. Os avanços tecnológicos possibilitaram a redução dos preços e a evolução da eficiência dos equipamentos empregados neste sistema (FARRET; SIMOES, 2006). Um dos principais elementos dos WTGS é o gerador de indução. Essa máquina é utilizada nas unidades eólicas do tipo A, B e C e também pode ser utilizado em unidades do tipo D, conforme mostra a Figura 10. O estudo realizado neste trabalho considera o gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo (SCIG), detalhes a respeito dos demais geradores empregados em WTGS como o gerador de indução com rotor bobinado (WRIG) ou gerador síncrono (GS) podem ser encontrados em Ackermann (2005) e (SOHN, 2014).

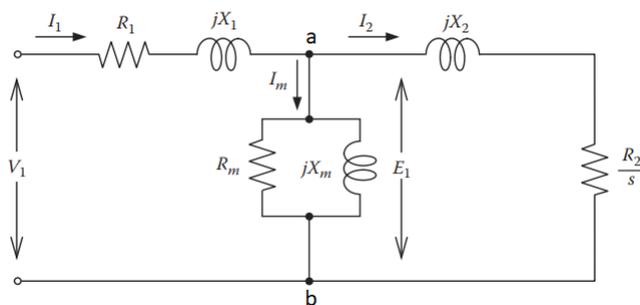
O gerador de indução apresenta diversas vantagens como por exemplo a simplicidade mecânica em termos construtivos e de manutenção, robustez, preço baixo e alta disponibilidade de mercado, uma vez que essa máquina é produzida em larga escala. Todavia, seu principal revés é alheio a sua simplicidade. A ausência de circuito de campo ou mesmo de ímãs permanentes faz com que a corrente de magnetização deste gerador seja consumida de outra fonte, como: rede elétrica, sistema eletrônico de potência, banco capacitivo (ACKERMANN, 2005).

As seções abaixo apresentam o circuito equivalente e as equações necessárias para calcular o torque assim como as potências ativa e reativa do gerador de indução.

3.4.1 Circuito equivalente da máquina de indução

A análise em regime permanente da máquina de indução por meio de seu circuito equivalente monofásico torna possível determinar características de operação e desempenho de acordo com os aspectos da carga e conjugado, como: variações de corrente, velocidade e perdas (UMANS, 2014) (CHAPMAN, 2013). A Figura 11 exhibe o circuito equivalente da máquina de indução.

Figura 11 – Circuito equivalente monofásico da máquina de indução



Fonte: Adaptado de (SIMÕES; FARRET, 2014)

O conjugado induzido pode ser determinado por meio da aplicação do teorema de Thévenin ao circuito equivalente monofásico da máquina de indução. Ao aplicar o teorema torna-se possível calcular a impedância e a tensão de Thévenin nos terminais a-b indicados na Figura 11, bem como a corrente do rotor e por consequência, o torque induzido (CHAPMAN, 2013) (UMANS, 2014). As Equações 3.7 a 3.10 expressam a afirmação anterior.

$$Z_{TH} = \frac{jX_m(R_1 + jX_1)}{R_1 + j(X_1 + X_m)} \quad (3.7)$$

$$V_{TH} = V_1 \frac{X_m}{\sqrt{R_1^2 + (X_1 + X_m)^2}} \quad (3.8)$$

$$I_2 = \frac{V_{TH}}{\sqrt{(R_{TH} + R_2/s) + (X_{TH} + X_2)^2}} \quad (3.9)$$

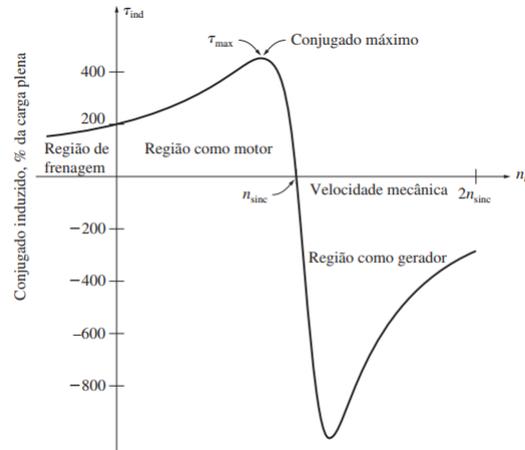
$$\tau_{ind} = \frac{3V_{TH}R_2/s}{\omega_{sinc}[(R_{TH} + R_2/s)^2 + (X_{TH} + X_2)^2]} \quad (3.10)$$

Sendo:

- Z_{TH} - impedância de Thévenin nos terminais a-b;
- V_{TH} - tensão de Thévenin nos terminais a-b;
- R_{TH} - resistência de Thévenin nos terminais a-b;
- V_1 - tensão aplicada ao estator do equivalente monofásico;
- I_2 - corrente do rotor;
- τ_{ind} - conjugado induzido;
- X_m - reatância de magnetização;
- R_1 - resistência do estator;
- X_1 - reatância de dispersão do estator;
- R_2 - resistência do rotor;
- X_2 - reatância de dispersão do rotor;
- ω_{sinc} - velocidade síncrona;
- s - escorregamento.

Considerando que o torque induzido e a velocidade do rotor são conhecidos torna-se possível construir a curva de conjugado versus velocidade da máquina de indução, ilustrada na Figura 12.

Figura 12 – Conjugado versus velocidade.



Fonte: (CHAPMAN, 2013)

Ao ser acionado por uma máquina primária, como por exemplo, uma turbina eólica, a máquina de indução conectada a rede elétrica passa a operar como gerador desde que a velocidade em seu eixo passe a ser maior que a velocidade síncrona (CHAPMAN, 2013). As Equações 3.11 e 3.12 expressam respectivamente a velocidade síncrona e a velocidade do gerador.

$$n_{sinc} = \frac{120f_{se}}{P} \quad (3.11)$$

$$n_m = (1 - s)n_{sinc} \quad (3.12)$$

Em que:

- P - número de polos;
- f_{se} - frequência da rede elétrica;
- s - escorregamento.

Outros dados da máquina como por exemplo a corrente no estator também podem ser calculados por meio da análise do circuito equivalente da máquina de indução, que pode ser vista na Figura 11. Inicialmente é determinada a impedância equivalente entre impedância do rotor e da impedância do ramo de magnetização. Como as perdas no núcleo da máquina são mínimas quando comparada a potência absorvida ou fornecida pela mesma, o elemento resistivo que representa o núcleo será desprezado. A impedância total

do MIT pode ser obtida ao somar a impedância do estator com a impedância equivalente do ramo de magnetização e do rotor. A corrente no estator da máquina pode ser calculada por meio da tensão monofásica aplicada a impedância total da máquina. A Tabela 3 apresenta as equações utilizadas para calcular a corrente e as impedâncias supracitadas bem como a descrição de cada variável utilizada. A formulação matemática utilizada bem como conceitos adicionais podem ser encontrados em Umans (2014).

Tabela 3 – Perdas da máquina de indução

Variáveis	Descrição
Z_1	Impedância do estator
Z_2	Impedância do rotor
Z_m	Impedância de magnetização
Z_{eq}	Impedância equivalente
Z_{tot}	Impedância total

Equações	
Z_1	$= R_1 + jX_1$ (3.13)
Z_2	$= R_2 + jX_2$ (3.14)
Z_m	$= jX_m$ (3.15)
Z_{eq}	$= \frac{Z_m Z_2}{Z_m + Z_2}$ (3.16)
Z_{tot}	$= Z_1 + Z_{eq}$ (3.17)
I_1	$= \frac{V_1}{Z_{tot}}$ (3.18)

Fonte: (UMANS, 2014).

3.4.2 Potência ativa gerada e potência reativa consumida

A energia mecânica entregue ao eixo do gerador de indução não é convertida em energia elétrica em sua totalidade devido as perdas internas do gerador. De modo geral, a potência elétrica disponível no estator da máquina é dada pela Equação 3.19, onde P_{out} é a potência de saída, P_{in} a potência de entrada e P_{loss} as perdas da máquina. As equações utilizadas nessa subseção bem como conceitos teóricos podem ser vistos em Simões e Farret (2014).

$$P_{out} = P_{in} - P_{loss} \quad (3.19)$$

Considerando um sistema elétrico com tensões e correntes balanceadas, a potência ativa trifásica entregue a rede também pode ser escrita como:

$$P_{out} = \sqrt{3}V_L I_1 \cos\theta \quad (3.20)$$

Considerando um sistema em equilíbrio, a potência ativa trifásica pode ser obtida por meio da potência ativa monofásica, conforme as equações abaixo:

$$P_{1\phi} = \text{Real} \{V_1 I_1\} \quad (3.21)$$

$$P_{3\phi} = 3P_{1\phi} \quad (3.22)$$

$$P_{out} = P_{3\phi} \quad (3.23)$$

sendo:

V_L - tensão linha linha;

V_1 - tensão de fase;

I_1 - corrente do estator;

θ - ângulo entre o fasor de tensão e corrente;

P_{out} - Potência trifásica entregue a rede;

$P_{1\phi}$ - Potência ativa monofásica.

A potência fornecida ao sistema elétrico também pode ser obtida por meio das perdas internas da máquina, ou seja, a potência em terminais é fruto da subtração da potência entregue ao eixo do gerador com suas perdas internas. A Tabela 4 demonstra o tipo das perdas bem como as expressões utilizadas para calculá-las.

Tabela 4 – Perdas da máquina de indução

Variáveis	Tipo de perda
P_{loss}	Perdas totais
$P_{ftict+air}$	Perdas por atrito e ventilação
P_{stray}	Perdas suplementares
$P_{statorCu}$	Perdas no cobre do estator
$P_{rotorCu}$	Perdas no cobre do rotor
P_{iron}	Perdas no núcleo
Equações	
$P_{loss} = P_{statorCu} + P_{iron} + P_{rotorCu} + P_{ftict+air} + P_{stray}$	(3.24)
$P_{ftict+air} = P_{loss} - P_{statorCu} - P_{iron} - P_{rotorCu} - P_{stray}$	(3.25)
$P_{stray} = P_{loss} - P_{statorCu} - P_{iron} - P_{rotorCu} - P_{ftict+air}$	(3.26)
$P_{statorCu} = I_1^2 R_1$	(3.27)
$P_{rotorCu} = I_2^2 R_2$	(3.28)
$P_{iron} = \frac{3E_1^2}{R_m}$	(3.29)

Fonte: (SIMÕES; FARRET, 2014).

A ausência de circuito de campo faz com que a máquina de indução absorva potência reativa da rede. A partir da consideração de um sistema equilibrado, a potência reativa trifásica pode ser calculada de acordo com a seguinte equação.

$$Q_{3\phi} = \sqrt{3}V_L I_1 \text{sen}(\theta) \quad (3.30)$$

Adicionalmente, a potência imaginária consumida pela máquina também pode ser obtida a partir do seu valor monofásico, conforme as equações abaixo.

$$Q_{1\phi} = \text{Imag} \{V_1 I_1\} \quad (3.31)$$

$$Q_{3\phi} = 3Q_{1\phi} \quad (3.32)$$

Outras formas de calcular a potência complexa da máquina de indução podem ser encontradas em (CHAPMAN, 2013), (UMANS, 2014).

4 Modelagem de aerogeradores para análise do fluxo de potência

A crescente presença dos aerogeradores nos sistemas de distribuição de energia implica em efeitos que podem ser investigados por meio da análise do fluxo de potência (EMINOGLU, 2009a). Para entender esses efeitos nos sistemas de distribuição, modelos que representam o comportamento dessas máquinas foram propostos. Neste trabalho foram abordados os modelos I e II propostos em Eminoglu (2009a), os modelos PQ e RX propostos em Feijoo e Cidras (2000) e o modelo E-33 proposto em Thapar, Agnihotri e Sethi (2011).

As potências ativa e reativa dos modelos I, II e PQ são calculadas a partir dos parâmetros do circuito equivalente monofásico do gerador de indução, para uma dada tensão terminal, velocidade do vento e potência mecânica fornecida ao eixo, sem levar em consideração o escorregamento da máquina. Já no modelo RX, além dos parâmetros citados acima, o escorregamento da máquina também é levado em consideração para realizar os cálculos das potências supracitadas. O modelo E-33 representa a curva de potência ativa em terminais do aerogerador Enercon E-33 de 330 kW de potência. A potência reativa é calculada em função do fator de potência pré-estabelecido. As seções abaixo descrevem os princípios, as considerações e as equações de cada modelo.

4.1 Modelo I

O Modelo I proposto em Eminoglu (2009a) parte do pressuposto que o gerador utilizado é uma máquina de indução, considerando seu circuito equivalente referido ao estator, como mostra a Figura 11. Entretanto não especifica se é uma máquina de indução a gaiola de esquilo ou com rotor bobinado. A Tabela 5 exibe o equacionamento utilizado no modelo bem como as variáveis utilizadas.

Nota-se que as Equações 4.2 e 4.3 são soluções diretas, dependem apenas da tensão terminal, da potência mecânica e dos parâmetros do circuito interno, exceto o escorregamento. Esse fato facilita a computação das variáveis calculadas, visto que não é necessário o cálculo do escorregamento, que normalmente seria obtido por meio de processos iterativos. Apesar da não utilização do escorregamento da máquina, este modelo considera as perdas internas do gerador de indução.

Tabela 5 – Modelo I.

Referência: (EMINOGLU, 2009a)	
Modelo: I	
Dados de entrada	Variáveis calculadas
P_m - Potência mecânica.	V_r - Tensão do rotor.
V_s - Tensão terminal no estator.	P_s - Potência ativa nos terminais do estator.
X_{sc} - Reatância de curto-circuito.	Q_s - Potência reativa nos terminais do estator.
X_m - Reatância de magnetização.	
R_{sc} - Resistência de curto-circuito.	

Equações utilizadas

$$V_r = \sqrt{\frac{V_s - 2P_m R_{sc} V_s^2 + P_m^2 (R_{sc}^2 + X_{sc}^2)}{V_s^2}} \quad (4.1)$$

$$P_s = P_m + R_{sc} \frac{P_m^2}{V_r^2} + \frac{V_s^2}{R_m} \quad (4.2)$$

$$Q_s = X_{sc} \frac{P_m^2}{V_r^2} + \frac{V_s^2}{X_m} \quad (4.3)$$

Fonte: Adaptado de (EMINOGLU, 2009a).

4.2 Modelo II

Assim como o modelo anterior, este considera as perdas internas do gerador, não utiliza o escorregamento em suas equações e também apresenta solução direta para o cálculo da potência ativa fornecida e potência reativa demandada. Suas equações partem da consideração do circuito equivalente da máquina de indução, conforme mostra a Figura 11.

Como particularidade, este modelo apresenta duas soluções possíveis para as potências real e imaginária, entretanto, apenas uma resposta para cada potência é condizente com os parâmetros do sistema. Essas respostas são obtidas através das Equações 4.8 e 4.6. A Tabela 6 exibe os dados necessário para cálculo.

Tabela 6 – Modelo II.

Referência: (EMINOGLU, 2009a)	
Modelo: II	
Dados de entrada	Variáveis calculadas
P_m - Potência mecânica;	V_r - Tensão do rotor;
V_s - Tensão terminal;	P_s - Potência ativa nos terminais do estator;
X_{sc} - Reatância de curto-circuito;	Q_s - Potência reativa nos terminais do estator;
X_m - Reatância de magnetização;	K - Constante.
R_{sc} - Resistência de curto-circuito.	

Equações utilizadas

$$K = V_s^2 - 2P_r R \quad (4.4)$$

$$V_r = \sqrt{\frac{k \pm \sqrt{k^2 - 4(R^2 + X^2)P_r^2}}{2}} \quad (4.5)$$

$$Q_s = \frac{V_s^2}{X_m} + \frac{2X_{sc}P_m^2}{V_s^2 - 2P_m R_{sc} + \sqrt{V_s^4 - 4P_m R_{sc} V_s^2 - 4X_{sc}P_m^2}} \quad (4.6)$$

$$Q_s = \frac{V_s^2}{X_m} + \frac{2X_{sc}P_m^2}{V_s^2 - 2P_m R_{sc} - \sqrt{V_s^4 - 4P_m R_{sc} V_s^2 - 4X_{sc}P_m^2}} \quad (4.7)$$

$$P_s = P_m + \frac{V_s^2}{R_m} + \frac{2R_{sc}P_m^2}{V_s^4 - 2P_m R_{sc} + \sqrt{V_s^4 - 4P_m R_{sc} V_s^2 - 4X_{sc}P_m^2}} \quad (4.8)$$

$$P_s = P_m + \frac{V_s^2}{R_m} + \frac{2R_{sc}P_m^2}{V_s^4 - 2P_m R_{sc} - \sqrt{V_s^4 - 4P_m R_{sc} V_s^2 - 4X_{sc}P_m^2}} \quad (4.9)$$

Fonte: Adaptado de (EMINOGLU, 2009a).

4.3 Modelo PQ

O modelo PQ proposto em Feijoo e Cidras (2000) considera a potência injetada na rede igual à potência mecânica fornecida ao eixo do gerador, desprezando as perdas

internas da máquina de indução. As equações utilizadas podem ser vistas na Tabela 7.

Diferente do modelo PQ mais conhecido na literatura, o modelo que representa o aerogerador inserido na análise do fluxo de potência apresenta valores constantes para a potência ativa e reativa em uma dada iteração. Porém, este valor é atualizado a cada iteração do algoritmo utilizado para obter o fluxo de potência, podendo ou não sofrer alterações.

Tabela 7 – Modelo PQ.

Referência: (FEIJOO; CIDRAS, 2000)	
Modelo: PQ	
Dados de entrada	Variáveis calculadas
P_m - Potência Mecânica;	P - Potência Ativa nos terminais do estator;
V - Tensão terminal;	Q - Potência Reativa nos terminais do estator;
X - Soma das reatâncias estator-rotor;	
X_m - Reatância de magnetização;	
X_c - Reatância do banco de capacitores;	
R - Soma das resistências estator-rotor.	
Equações utilizadas:	
$P = P_m$	(4.10)
$Q \approx V^2 \frac{X_c - X_m}{X_c X_m} + \frac{X}{V^2} P^2$	(4.11)

Fonte: Adaptado de (FEIJOO; CIDRAS, 2000).

4.4 Modelo RX

Assim como nos modelos anteriores, o modelo RX, proposto em Feijoo e Cidras (2000), descreve a operação do sistema WTGS em regime permanente. Sua principal diferença em relação aos modelos acima é o uso do escorregamento para calcular as potências ativa e reativa. O escorregamento do gerador não é obtido de forma direta, ele pode ser obtido por meio de um processo iterativo, onde são realizadas comparações entre a potência extraída do vento e potência mecânica do gerador. Quando estas são iguais, ou aproximadamente iguais dentro de uma determinada tolerância, o escorregamento pode ser obtido e então utilizado para calcular as potências ativa e reativa da máquina. As equações podem ser vistas na Tabela 8, abaixo desta, destacam-se as explicações a respeito do processo iterativo utilizado.

Tabela 8 – Modelo RX.

Referência: (FEIJOO; CIDRAS, 2000)	
Modelo: RX	
Dados de entrada	Variáveis calculadas
P_m - Potência mecânica.	V_r - Tensão do rotor.
V - Tensão de fase.	P_g - Potência ativa nos terminais do estator.
X_1 - Reatância do estator.	Q_g - Potência reativa nos terminais do estator.
X_m - Reatância de magnetização.	S - Potência aparente nos terminais do estator.
X_2 - Reatância do rotor.	s_k - Novo escorregamento.
R_R - Resistência do rotor.	ΔP - Diferença entre potências.
s_{k-i} - Escorregamento atual.	
Z - Impedância da máquina	

Equações utilizadas

$$P_{mgi} = I_R^2 R_R \frac{1-s}{s} \quad (4.12)$$

$$I_R = \frac{jX_m}{R_R} + j(X_2 + X_m)I_s \quad (4.13)$$

$$S_k = S_{k-1} + \Delta s \quad (4.14)$$

$$\Delta s = J^{-1} \Delta P_m \quad (4.15)$$

$$J = R_R \frac{S^2}{V} \frac{A+B}{s^2 \frac{R_R^2}{s} + (X_2 + X_m)^2} \quad (4.16)$$

$$A = -\frac{2X_m R_R}{s} \frac{R_R^2}{s} (X_2 + X_m)^2 \quad (4.17)$$

$$B = -(X_m(X_2 + X_m))^2 + \frac{X_m R_R^2}{s} - \frac{R_R}{s} + \frac{R_R^2}{s} + (X_2 + X_m)^2 \quad (4.18)$$

$$S = \sqrt{P_g^2 + Q_c^2} \quad (4.19)$$

$$P_g = -\frac{V^2}{Z^2} \text{Real} \bar{Z} \quad (4.20)$$

$$Q_c = \frac{V^2}{Z^2} \text{Imag} \bar{Z} \quad (4.21)$$

Fonte: Adaptado de (FEIJOO; CIDRAS, 2000).

Como mencionado na Seção 4.4, o escorregamento deste modelo é obtido por meio de um processo iterativo. As etapas para encontrar o escorregamento e então calcular as potências ativa e reativa da máquina são:

1. Calcula-se a potência extraída do vento por meio da equação 3.6.
2. O escorregamento do gerador de indução é iniciado com valor nominal, então, a potência eletromagnética desenvolvida pelo gerador é calculada por meio da Equação 4.12.
3. A potência extraída do vento é comparada com a potência eletromagnética do gerador de indução. Se a diferença entre essas duas potências obedece um dado valor de erro, as potências aparente, ativa e reativa podem ser calculadas utilizando as equações 4.19, 4.20, 4.21.
4. Caso a diferença entre as potências seja superior ao erro pré estabelecido, se inicia um processo iterativo para calcular o valor do escorregamento que possibilite que a condição acima seja satisfeita. O valor do escorregamento obtido a cada iteração é dado pela equação 4.14.
5. Ao fim de cada iteração o processo retorna ao item 3.

4.4.1 Cálculo do escorregamento

Dentre os quatro modelos apresentados no Capítulo 4 apenas o modelo RX utiliza o escorregamento de forma direta em suas equações. Em Feijoo e Cidras (2000), o autor apresenta um processo iterativo para realizar o cálculo do escorregamento, entretanto, o escorregamento do gerador de indução normalmente varia dentro de um limite conhecido (ACKERMANN, 2005). Dessa forma, torna-se possível calcular o escorregamento por meio de métodos iterativos de confinamento.

4.4.1.1 Métodos abertos e de confinamento

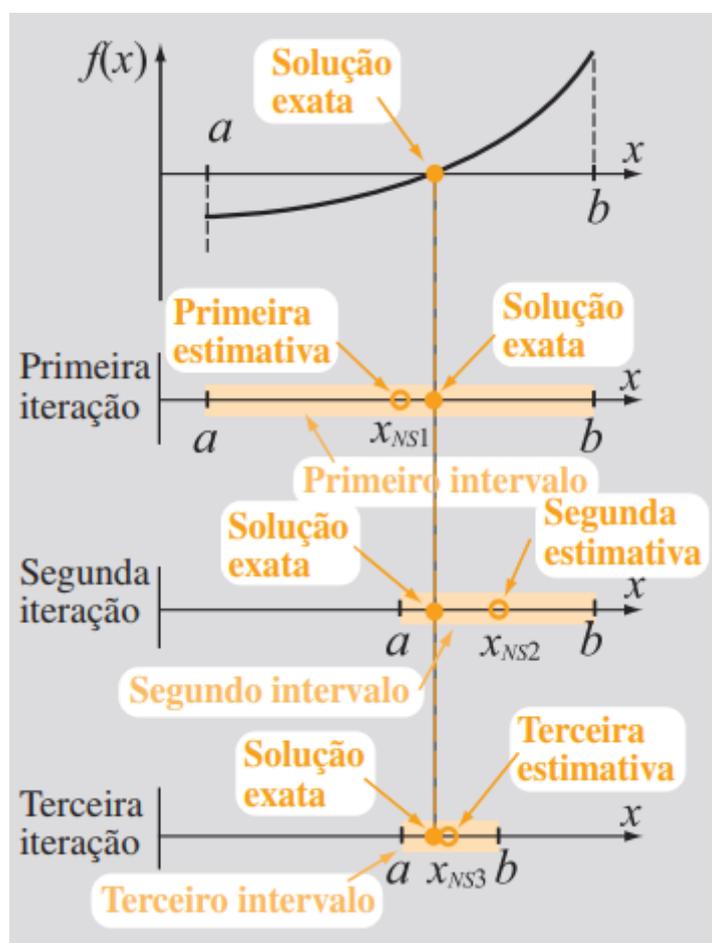
A engenharia apresenta problemas que muitas vezes não podem ser resolvidos de forma analítica, uma vez que grande parte dos problemas da vida real podem ser representados por equações não lineares. Uma solução interessante para esses problemas consiste no uso de métodos numéricos, que podem ser divididos em dois grupos: métodos abertos e métodos de confinamento. Os métodos abertos necessitam de uma boa estimativa inicial, ou seja, o ponto escolhido deve ser próximo à solução real. Portanto, valores mais precisos de resposta podem ser calculados por meio de esquemas numéricos. Os métodos de confinamento necessitam de um intervalo que contenha a solução do problema. Sua aplicação em um determinado problema promove a redução sucessiva do intervalo de

respostas, até que a resposta do último intervalo obtido atenda uma dada tolerância (GILAT; SUBRAMANIAM, 2009).

4.4.1.2 Método da Bisseção aplicado ao modelo RX

No modelo RX temos que o escorregamento da máquina não é obtido de forma direta, sendo obtido de forma iterativa. Entretanto, segundo Ackermann (2005), o escorregamento da máquina de indução operando como gerador varia entre 2% e 7%. Dessa forma, uma vez que o intervalo que contém a resposta é conhecido, torna-se possível calcular o escorregamento do gerador utilizando um método numérico de confinamento, que neste trabalho será o método da bisseção. A Figura 13 demonstra o método de forma gráfica.

Figura 13 – Método da Bisseção.



Fonte: (GILAT; SUBRAMANIAM, 2009)

A lista a seguir apresenta os passos para a obtenção do escorregamento por meio do método da bisseção. Maiores detalhes a respeito deste método matemático pode ser encontrado em Gilat e Subramaniam (2009).

1. Identifique a equação a ser resolvida pelo método. Neste caso, ela consiste na diferença entre a potência extraída do vento e a potência eletromagnética do gerador, ou seja $P_m - P_{mgi} = 0$.
2. Escolha o intervalo em que provavelmente exista solução para o problema do escorregamento do modelo RX. Neste caso temos $a = -0,02$ e $b = -0,07$.
3. Calcule a primeira estimativa da solução numérica $X_{NS1} = \frac{a+b}{2}$.
4. Verifique se a solução exata está entre a e a primeira estimativa ou entre a primeira estimativa e b . Se $f(a)f(X_{NS1}) < 0$, significa que a solução está entre a e X_{NS1} . Se $f(a)f(X_{NS1}) > 0$, significa que a solução está entre X_{NS1} e b .
5. Selecione o subintervalo que contém a solução exata e retorne ao item 3.
6. Os itens 3 a 5 são repetidos até que $P_m - P_{mgi}$ seja menor ou igual ao erro especificado.

4.5 Modelo E-33

O modelo E-33 proposto em Thapar, Agnihotri e Sethi (2011) para representar o Aerogerador Enercon E-33 não utiliza a potência mecânica entregue ao eixo do gerador para calcular a potência ativa em terminais. Neste modelo, a potência real em função da velocidade do vento foi obtida por meio das equações apresentadas na Tabela 9, tendo como base a curva de potência fornecida pela fabricante Enercon, enquanto a potência reativa é calculada a partir do fator de potência desejado. A abordagem utilizada pelos autores supracitados torna possível conhecer o valor da potência entregue pelo aerogerador para valores não inteiros de velocidade do vento. O modelo apresenta oito equações para calcular a potência ativa em terminais em função do intervalo de velocidades do vento.

Tabela 9 – Modelo E-33.

Referência: (THAPAR; AGNIHOTRI; SETHI, 2011)	
Modelo: E-33	
Dados de entrada	Variáveis calculadas
v - Velocidade do vento	P_e - Potência ativa em terminais;
Equações utilizadas:	
$P_e = 0$ (Para $v < 3$)	(4.22)
$P_e = 3.8v^2 - 17.9v + 24.5$ (Para $3 \leq v \leq 5$)	(4.23)
$P_e = 6v^2 - 41v + 85$ (Para $5 \leq v \leq 7$)	(4.24)
$P_e = 6v^2 - 44v + 106$ (Para $7 \leq v \leq 9$)	(4.25)
$P_e = -5.6v^2 + 160.4v - 794$ (Para $9 \leq v \leq 11$)	(4.26)
$P_e = -6.1v^2 + 167.5v - 811.6$ (Para $11 \leq v \leq 13$)	(4.27)
$P_e = 335$ (Para $13 \leq v \leq 25$)	(4.28)
$P_e = 0$ (Para $v \geq 25$)	(4.29)

Fonte: Adaptado de (THAPAR; AGNIHOTRI; SETHI, 2011).

5 Metodologia

Este capítulo apresenta os métodos utilizados para a obtenção dos resultados descritos no Capítulo 6. A primeira etapa consiste na validação das turbinas e modelos utilizados. A segunda etapa consiste na apresentação do fluxo de potência determinístico em um sistema de distribuição considerando a inserção do aerogerador. Por fim é exibido o fluxo de potência probabilístico. Etapa onde a distribuição de Weibull foi utilizada para representar o comportamento das medições de velocidade do vento. A partir dessa distribuição de probabilidade foram geradas amostras de velocidade do vento utilizadas na Simulação de Monte Carlo para análise do fluxo de potência probabilístico em um sistema de distribuição mediante a inserção de aerogeradores.

5.1 Validação dos modelos utilizados

Os modelos I, II, PQ e RX foram implementados em um algoritmo no *MATLAB*, por meio das equações apresentadas no capítulo 4 e então, suas respostas foram comparadas com as respostas de uma simulação no *SIMULINK*. Neste ponto, não foi considerada a análise do fluxo de carga, e sim a resposta em termos de potência em terminais. A primeira etapa do processo de validação consiste na comparação entre as respostas das turbinas utilizadas em termos de potência mecânica nas duas ferramentas computacionais supracitadas. A última etapa desse processo é baseada na comparação entre as respostas de potência ativa dos modelos implementados em um algoritmo com o aerogerador construído em simulação, considerando o mesmo fator de potência.

Dessa forma é possível observar o comportamento dos modelos programados via *MATLAB* frente aos resultados obtidos em uma simulação construída no *Simulink*. Ainda que fora do fluxo de carga, os resultados obtidos na validação são extremamente úteis, uma vez que a potência mecânica entregue a máquina não é alterada, dessa forma, torna-se possível ter uma ideia sobre a proximidade do modelo com a simulação utilizada, e por fim correlacionar essa informação à futura análise do fluxo de carga. O modelo matemático obtido por meio do método dos mínimos quadrados foi comparado com a curva de potência ativa em terminais em função da velocidade do vento do aerogerador Enercon E-33.

Os pseudocódigos a seguir apresentam a metodologia utilizada para validar turbina e modelos utilizados neste trabalho. Os dados dos elementos utilizados na validação bem como resultados nesta etapa podem ser vistos no capítulo 6.

5.1.1 Validação das Turbinas teóricas

1 Validação das turbinas

- 1: Definir os parâmetros da turbina e do gerador na simulação ▷ *SIMULINK*
 - 2: Conectar o aerogerador ao SEP.
 - 3: Criar vetor de velocidade do vento (U [m/s]), $U = 0:0.5:25$;
 - 4: Calcular c_p (Eq.: 3.3) para toda a variação de velocidade do vento e verificar se este não ultrapassa 59.26%.
 - 5: Calcular P_m para cada velocidade do vento presente no vetor U , (Eq.:3.6)
 - 6: Armazenar o vetor P_m
 - 7: Armazenar a velocidade no eixo do gerador (ω_r) quando $U = 16$ [m/s]
 - 8: Plotar P_m entregue ao gerador em função da velocidade do vento.
-
- 9: Definir os parâmetros da turbina ▷ Código *MATLAB*
 - 10: Definir velocidade constante no eixo do gerador, neste caso (ω_r) quando $U = 16$ [m/s].
 - 11: Criar vetor de velocidade do vento (U [m/s]), $U = 0:0.5:25$;
 - 12: Calcular c_p (Eq.: 3.3) para toda a variação de velocidade do vento e verificar se este não ultrapassa 59.26%.
 - 13: Calcular P_m para cada velocidade do vento presente no vetor U , (Eq.:3.6)
 - 14: Armazenar o vetor de P_m .
 - 15: Plotar P_m entregue ao gerador em função da velocidade do vento.
 - 16: Realizar o mesmo procedimento das linhas 9 a 15 com a velocidade ω_r sendo atualizada para cada valor de velocidade do vento.
-

5.1.2 Validação dos Modelos I, II, PQ e RX

2 Validação dos modelos

- 1: Definir os parâmetros da turbina e do gerador na simulação ▷ *SIMULINK*
 - 2: Conectar o aerogerador ao SEP.
 - 3: Aplicar banco capacitivo para obter fator de potência unitário.
 - 4: Definir as cargas do sistema como PQ.
 - 5: Criar vetor de velocidade do vento (U [m/s]), $U = 0:0.5:25$;
 - 6: Medir as potências ativa e reativa (trifásicas) para cada valor de velocidade do vento.
 - 7: Armazenar os valores medidos.
-
- 8: Definir os parâmetros da turbina e do gerador ▷ Código *MATLAB*
 - 9: Definir tensão do sistema.
 - 10: Criar vetor de velocidade do vento (U [m/s]), $U = 0:0.5:25$;
 - 11: Construir as equações dos modelos (capítulo 4)
 - 12: Calcular as potências ativa e reativa (trifásicas) nos terminais do gerador por meio das equações de cada modelo para a variação de velocidade do vento imposta.
 - 13: Aplicar banco capacitivo para obter fator de potência unitário.
 - 14: Calcular o novo valor de potência reativa.
 - 15: Realizar comparação entre os resultados dos modelos com os resultados obtidos no *SIMULINK*.
 - 16: Plotar resultados.
-

5.1.3 Validação do modelo Enercon E-33

3 Validação do modelo E-33

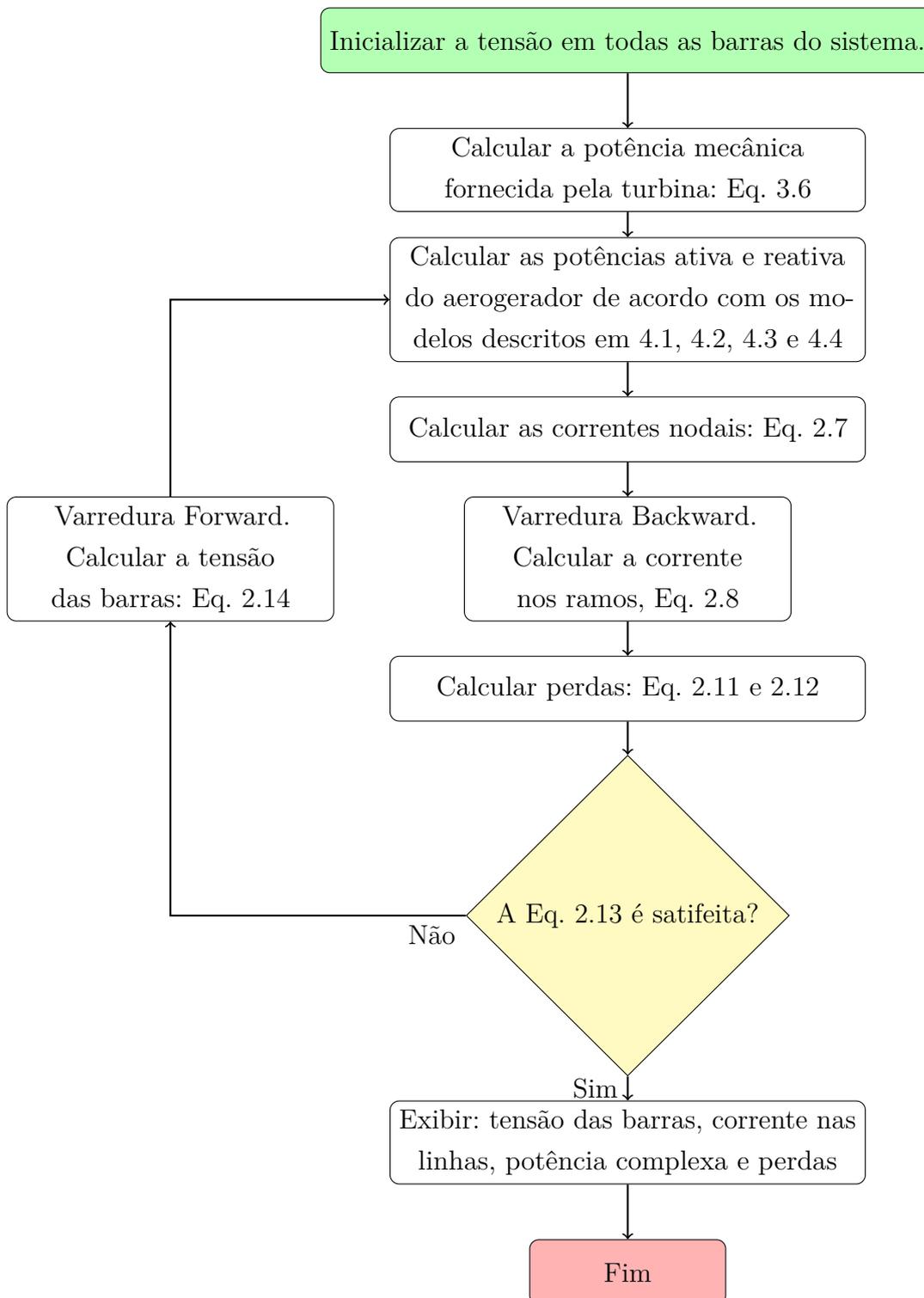
- 1: Entrar com os valores de potência ativa disponibilizados pelo fabricante. ▷ *MATLAB*
 - 2: Criar vetor de velocidade do vento (U [m/s]), $U = 0:1:26$;
 - 3: Entrar com as equações obtidas pelo método dos mínimos quadrados.
 - 4: Plotar a curva de potência ativa do aerogerador;
-

5.2 Inserção de aerogeradores em sistemas de distribuição para análise do fluxo de potência determinístico

Alguns trabalhos como os de Eminoglu (2009a), Feijoo e Cidras (2000) e Divya e Rao (2006) apresentam modelos que descrevem especificamente o aerogerador inserido em um sistema de distribuição para a análise do fluxo de potência determinístico. No que diz respeito à análise deste tipo de fluxo de carga foram utilizados os modelos I, II, PQ e RX, descritos no capítulo 4. A Figura 14 exibe um fluxograma com os passos utilizados para a inserção do aerogerador no fluxo de potência determinístico por meio dos modelos supracitados.

Em resumo, após a inicialização da tensão nas barras do sistema, deve-se calcular a potência mecânica entregue pela turbina eólica ao gerador acoplado, uma vez que todos os modelos aqui citados utilizam a potência mecânica como parâmetro de entrada em suas equações. Posteriormente, são calculadas as potências em terminais do aerogerador de acordo com o modelo escolhido, estes dados são utilizados para calcular a corrente em cada barra e posteriormente em cada linha, sendo este processo realizado na Varredura Backward. Em seguida, as perdas são calculadas para verificar a convergência do fluxo de carga. Se esta for atingida o processo iterativo é encerrado, caso contrário, as tensões em cada barra são calculadas durante a Varredura Forward e então, inicia-se uma nova iteração. Este processo se repete até que a convergência seja atingida.

Figura 14 – Inserção de aerogeradores no fluxo de potência



Fonte: Elaboração Própria.

A inserção dos aerogeradores nos sistemas de distribuição apresenta algumas particularidades. O fluxo de potência no sistema de distribuição passa a ser bidirecional, a potência ativa injetada na rede pelo aerogerador apresenta sinal negativo, a potência

reativa consumida apresenta sinal positivo. Além disso o barramento do aerogerador pode ser visto como PQ, entretanto apresenta características que fogem da definição padrão, visto que as potências ativa e reativa devem ser calculadas a cada iteração, uma vez que estas variam de acordo com o nível de tensão do barramento do aerogerador ou mesmo a velocidade do vento (DIVYA; RAO, 2006) (EMINOGLU, 2009a).

5.3 Inserção de aerogeradores em sistemas de distribuição para análise do fluxo de potência probabilístico

Além de todas as particularidades descritas na Seção 5.2, a inserção de aerogeradores no fluxo de potência probabilístico apresenta novas características, justificadas pela natureza incerta de alguns fatores como geração, carga ou mesmo estado de operação do sistema. Este trabalho considera as cargas constantes, o estado do sistema sem a presença de contingências ou eventos de interrupção de fornecimento, todavia, foi considerada a natureza incerta da geração eólica, uma vez que a velocidade dos ventos depende diretamente de fatores como clima e geografia da região.

A velocidade do vento é um fator determinante para a geração eólica, uma vez que seu valor está diretamente relacionado aos níveis de potência ativa injetada na rede. Portanto, torna-se necessário compreender a natureza probabilística dos ventos. Para tal, foi utilizada a distribuição de Weibull bem como a Simulação de Monte Carlo aplicada ao fluxo de potência, desta forma, este passa a ter características probabilísticas. A seção 5.3.1 apresenta conceitos importantes a respeito da distribuição de Weibull, a seção 5.3.2 aborda os conceitos e as considerações utilizadas neste trabalho no que diz respeito a Simulação de Monte Carlo. Por fim, a seção 5.3.3 exhibe os passos utilizados para a análise do fluxo de potência probabilístico utilizado neste trabalho.

5.3.1 Distribuição de Weibull

Como visto no Capítulo 3, a potência ativa gerada pelo aerogerador varia com o cubo da velocidade do vento. Dessa forma, nota-se que o perfil da velocidade do vento onde o *WTGS* é instalado é um fator fundamental no que diz respeito a geração de energia elétrica. A velocidade dos ventos varia em função do tempo de acordo com fatores naturais que não podem ser controlados. Portanto, compreender essa variação é fundamental para que o sistema possa ter alguma previsibilidade (THAPAR; AGNIHOTRI; SETHI, 2011).

Diversos estudos apontam que a melhor alternativa para representar a distribuição da velocidade do vento é a distribuição de Weibull, mesmo que em algumas circunstâncias esta não seja a mais adequada (MARQUES, 2019).

A função Weibull se caracteriza por ser uma função de probabilidade contínua com possibilidade de representação por dois ou três parâmetros. Todavia, neste trabalho foi

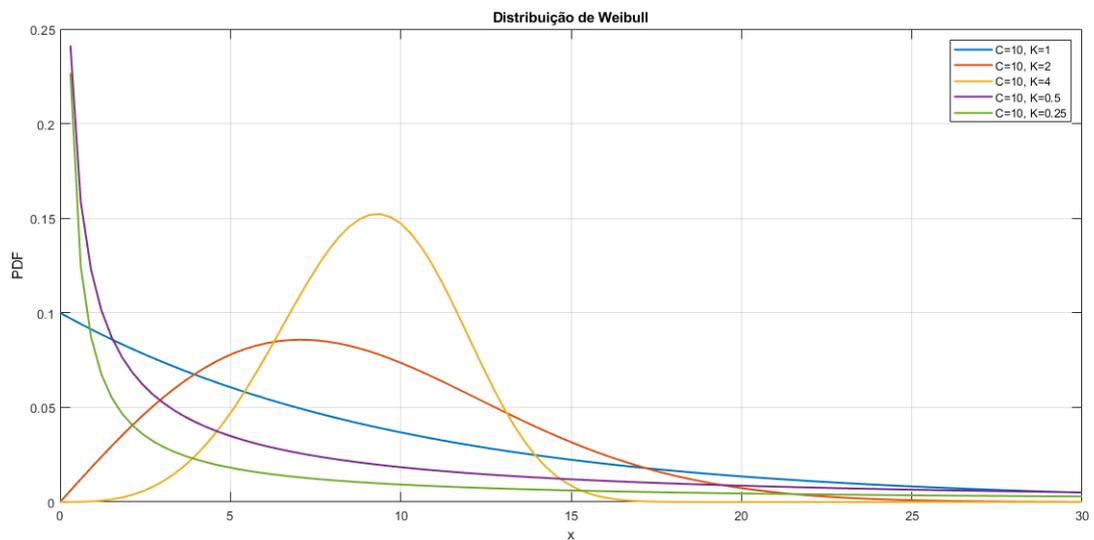
utilizada a abordagem de dois parâmetros, sendo estes os fatores de forma (k) e escala (c).

A função densidade de probabilidade de uma distribuição de Weibull da velocidade do vento é dada por:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (\text{para } k > 0, v > 0, c > 1) \quad (5.1)$$

Sendo a variável v substituída pela velocidade do vento. De acordo com as características dos ventos da região em análise, os parâmetros de forma (k) e escala (c) da distribuição de Weibull podem mudar. A Figura 15 apresenta o comportamento da Distribuição de Weibull diante da variação do fator de forma.

Figura 15 – Distribuição de Weibull



Fonte: Elaboração Própria.

Como mencionado acima, o valor dos parâmetros de forma e escala que mais se adequam a medição da série temporal de velocidade do vento variam de acordo com as características da mesma. Dessa forma, a partir de uma série temporal composta por medições de velocidade do vento torna-se possível calcular os parâmetros de forma e escala de Weibull. Para tal, é necessário obter o valor de velocidade média, desvio padrão e também da função gama, como pode ser observado nas equações 5.2 e 5.3 (CAMELO et al., 2008). Mais detalhes a respeito dos conceitos estatísticos envolvidos na distribuição de Weibull podem ser vistos em Lun e Lam (2000).

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{(-1,086)} \quad (1 \leq k \leq 10) \quad (5.2)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})} \quad (5.3)$$

A velocidade média ($\bar{\nu}$) e o desvio padrão (σ) podem ser calculados de acordo com as equações 5.4 e 5.5 enquanto a função gamma pode ser representada pela equação 5.6.

$$\bar{\nu} = \frac{1}{T} \left(\sum_{i=0}^T \nu_i \right) \quad (5.4)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (\nu_i - \bar{\nu})^2 dt} \quad (5.5)$$

$$\Gamma(y) = \int_0^{\infty} x^{y-1} e^{-x} dx \quad (5.6)$$

5.3.2 Simulação de Monte Carlo

Criada por Jhon Von Neuman e Stanislaw Ulan em meio a segunda grande guerra, a simulação de Monte Carlo teve como objetivo inicial aprimorar a tomada de decisão em um cenário de caos repleto de incertezas, onde bombardeios e operações surpresa se faziam rotina e condenavam a população ao medo e ao desastre. Seu nome deriva de um famoso distrito da cidade de Mônaco, conhecido por seus grandes cassinos, visto que o acaso, assim como nos jogos de roleta é o principal elemento da abordagem deste método. Em linhas gerais, a *MCS*, do inglês "Monte Carlo Simulation" retorna possíveis resultados de um evento incerto (PAREJA, 2009).

Em termos matemáticos a *MCS* consiste na aplicação de números aleatórios gerados por meio de uma distribuição de probabilidade com o objetivo de verificar o comportamento de um processo ou sistema que contempla variáveis estocásticas, seja de forma direta, artificial ou numérica. A partir da determinação de um número aleatório U , torna-se possível criar uma observação da variável aleatória em questão de acordo com os passos abaixo:

1. Todas as distribuições de probabilidade avaliadas em qualquer valor de x são iguais a um número ente 0 e 1, sendo sua representação da seguinte forma:

$$F_x(X) = U \quad (5.7)$$

2. A observação da variável x pode ser feita por meio da inversa da função de distribuição de probabilidade.

$$X = F_x^{-1}(U) \quad (5.8)$$

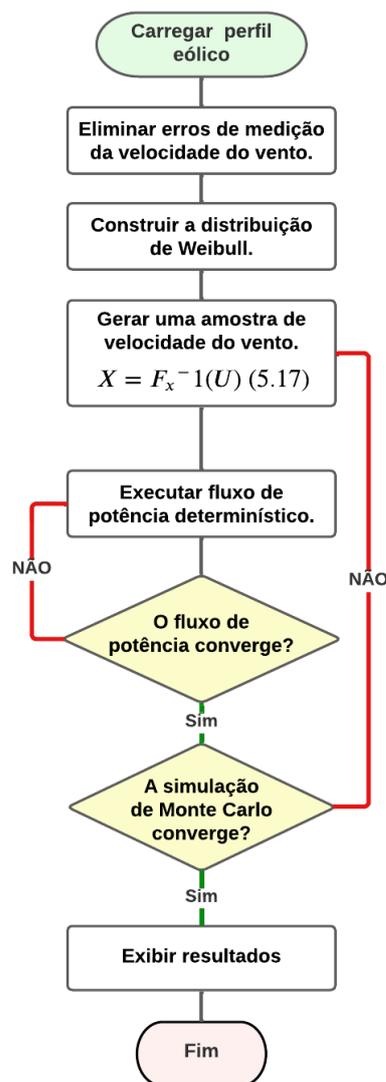
Existem diversos critérios de parada no método de Monte Carlo. Uma das formas de interromper a simulação seria pela utilização do coeficiente de variação estatístico de uma variável de interesse, onde o coeficiente é comparado com um valor pré estabelecido, caso a condição seja satisfeita o procedimento é interrompido (PAREJA, 2009). Todavia, neste trabalho o critério de parada consiste na comparação da variância das perdas de

potência ativa do sistema da iteração atual com o valor obtido na iteração passada dentro da *MCS*. Quando este coeficiente é menor que o valor pré estabelecido a simulação para e os resultados são exibidos.

5.3.3 Fluxo de potência probabilístico

O fluxograma da Figura 16 descreve a inserção do aerogerador no fluxo de potência probabilístico. Neste ponto, foram utilizados os modelos I, II, PQ, RX e E-33. De modo geral, os quatro primeiros modelos são teóricos. Nestes é possível adequar os parâmetros referentes à aerodinâmica do aerogerador para diferentes níveis de potência. O modelo E-33 representa de forma direta um modelo específico de aerogerador, sendo suas equações construídas a partir dos dados fornecidos pelo fabricante.

Figura 16 – Inserção de aerogeradores no fluxo de potência probabilístico



Fonte: Elaboração Própria.

Em suma, o perfil eólico da região deve ser carregado, para que os erros de medição da velocidade do vento possam ser eliminados. Estes erros consistem em valores muito elevados em relação as demais medições ou mesmo valores negativos. Após o tratamento dos dados, estes são utilizados para construir a distribuição de Weibull, caracterizando de forma probabilística a ocorrência das velocidades do vento daquela região. A partir de então, é iniciada a Simulação de Monte Carlo, onde uma amostra de velocidade do vento é gerada de acordo com a distribuição de probabilidade utilizada e então entregue ao modelo utilizado para representar o aerogerador para inciar o fluxo de carga determinístico. Todavia, o processo como um todo é caracterizado como fluxo de carga probabilístico, uma vez que o fluxo determinístico é executado diversas vezes, com diferentes amostras de velocidade do vento até que a diferença da variância da iteração atual com a variância das iterações passadas das perdas de potência ativa do sistema seja inferior a uma tolerância, neste caso o valor utilizado foi de $0,00001e^{-9}$.

6 Resultados

Este capítulo apresenta a validação das turbinas e modelos, bem como os resultados da inserção do aerogerador no fluxo de potência determinístico no sistema de 4 barras, além disso, também apresenta os resultados oriundos da inserção do aerogerador em um sistema de distribuição, composto por 33 barras para análise do fluxo de potência considerando incertezas. Visando a melhor organização e apresentação dos resultados obtidos, o presente capítulo foi dividido da seguinte forma:

- Validação da turbina eólica e dos modelos utilizados - Seção 6.1;
- Inserção do aerogerador para análise do fluxo de potência determinístico em um sistema de 4 barras - Seção 6.2.
- Inserção do aerogerador para análise do fluxo de potência probabilístico em um sistema de 33 barras - Seção 6.3.

Em suma, o primeiro item apresenta os resultados oriundos da aplicação do processo de validação descrito no capítulo 5. O segundo item, exibe os resultados obtidos por meio da inserção de um aerogerador representado pelos modelos I, II, PQ e RX em um sistema de distribuição para análise do fluxo de potência determinístico. Neste ponto, o sistema utilizado é composto por 4 barras, e opera em níveis de baixa tensão. Outrossim, foi construída uma simulação deste mesmo sistema no Simulink, com o objetivo de estabelecer uma referência para a comparação dos resultados entregues pelos modelos supracitados.

Por fim, o terceiro item apresenta os resultados obtidos por meio da inserção de um *WTGS*, representado pelos quatro modelos citados anteriormente e também pelo modelo E33, na análise do fluxo de potência probabilístico no sistema IEEE 33 barras. Os modelos I, II, PQ e RX foram utilizados para representar um aerogerador teórico, enquanto o modelo E33 representa o aerogerador Enercon E-33. Todavia, estes aerogeradores apresentam características diferentes, tais como: potência nominal, velocidade do vento nominal, velocidade de cut-in e cut-out, conforme descrito no item em questão.

6.1 Validação da turbina e modelos utilizados

A turbina eólica e os modelos utilizados foram validados de acordo com a metodologia descrita no capítulo 5. As tabelas 10 e 11 apresentam os parâmetros utilizados na turbina eólica e no gerador de indução utilizados nos modelos I, II, PQ e RX e a Tabela 12 apresenta as configurações do aerogerador *Enercon E-33*.

Tabela 10 – Parâmetros da turbina eólica teórica

Raio	Área	ρ	c1	c2	c3	c4	c5	c6	X	β
3,5 m	76,97 m ²	1,2754 kg/m ³	0,5	116/ λ_i	0	0	0	21/ λ_i	1,5	0

Fonte: Adaptado de (HEIER, 2014).

Tabela 11 – Parâmetros do gerador de Indução

Tensão	Potência	Polos	Frequência	R1	X1	R2	X2	Xm
460V	25 hp	4	60 Hz	0,641 Ω	1,106 Ω	0,332 Ω	0,464 Ω	26,3 Ω

Fonte: (CHAPMAN, 2013).

Tabela 12 – Parâmetros do Aerogerador Enercon E-33

Elemento	Descrição
Potência Nominal	330 kW
Velocidade de rotação	18 a 45 rpm
Velocidade cut-in	3 m/s
Velocidade nominal	12 m/s
Velocidade cut-out	28-34 m/s
Área varrida pelas pás	876 m ²

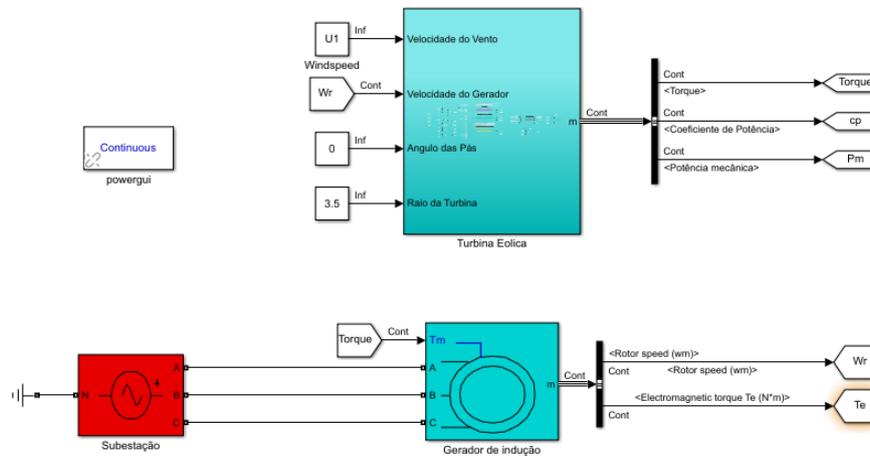
Fonte: (THAPAR; AGNIHOTRI; SETHI, 2011).

6.1.1 Validação da turbina utilizada nos modelos I, II, PQ e RX

Neste teste, foi imposta uma variação de velocidade do vento de 0 a 25 m/s. No código construído no *MATLAB*, a velocidade do eixo do gerador de indução foi considerada constante, com o valor de 192,2795 rad/s. A velocidade angular imposta ao gerador equivale àquela obtida em simulação quando a velocidade do vento atinge 16 (m/s). A escolha deste valor se justifica em decorrência da análise do fluxo de potência determinístico apresentada na seção 6.2.1 considerar $U = 16(m/s)$. A mesma variação de velocidade do vento foi imposta a simulação construída no *SIMULINK*, que pode ser vista na Figura 17. Nessa simulação, foram extraídos os valores de potência mecânica e coeficiente de potência da turbina para cada valor de velocidade do vento empregado.

A modelagem da turbina eólica utilizada, segue os conceitos e as equações descritas no Capítulo 3, onde a potência mecânica entregue pela turbina é dada pela equação 3.6. Os parâmetros da turbina utilizada podem ser vistos na Tabela 10.

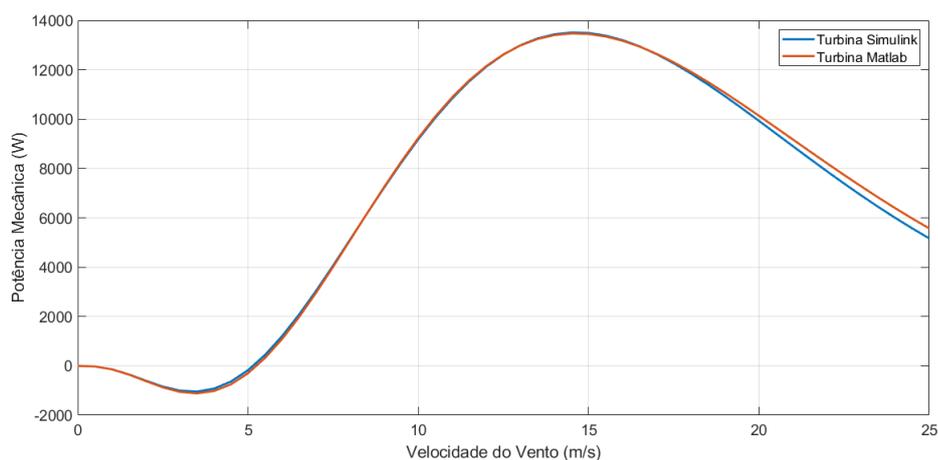
Figura 17 – Validação das turbinas.



Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 18 apresenta a comparação entre a turbina da simulação e do algoritmo, em termos da potência fornecida em relação a velocidade do vento. De acordo com o gráfico, nota-se que a potência fornecida por ambas as turbinas tem valor aproximado para velocidades do vento de 0 a 18 m/s. Entretanto, para velocidades do vento de 18 a 25m/s é possível notar uma certa distinção entre os valores das duas curvas.

Figura 18 – Potência de saída da turbina.

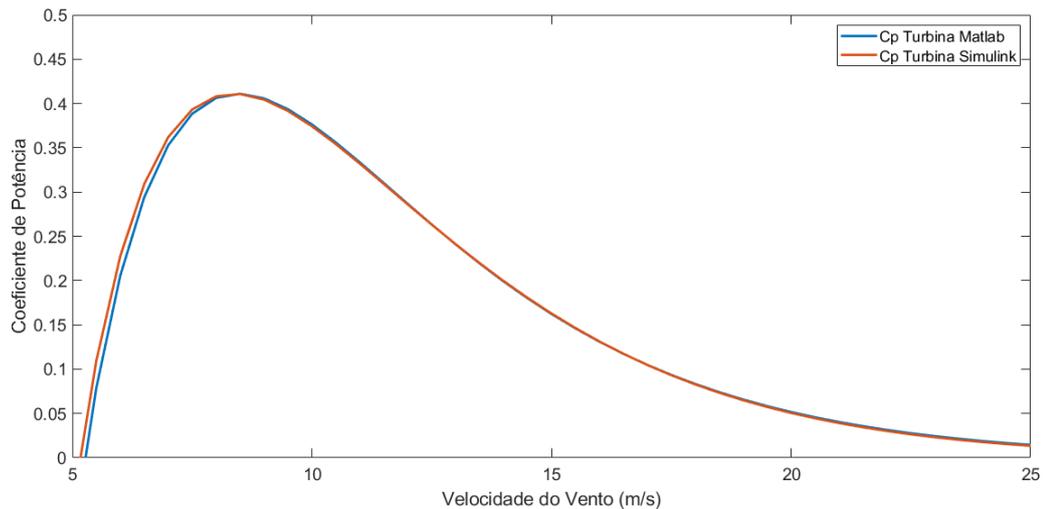


Fonte: Elaboração Própria.

Essa diferença ocorre devido a dinâmica dos blocos utilizados em simulação, uma vez que estes levam em consideração alguns fatores, como por exemplo a conexão entre a turbina e o gerador.

Como mencionado na seção 5.1, o coeficiente de potência das turbinas teóricas, implementadas no *MATLAB* e *SIMULINK*, foi calculado para toda a variação de velocidade do vento que foi imposta. A Figura 19 apresenta o c_p das duas turbinas diante da condição citada acima. Nota-se que o coeficiente de potência das turbinas não ultrapassa o valor limite de 0,5926.

Figura 19 – Coeficiente de potência das turbinas.



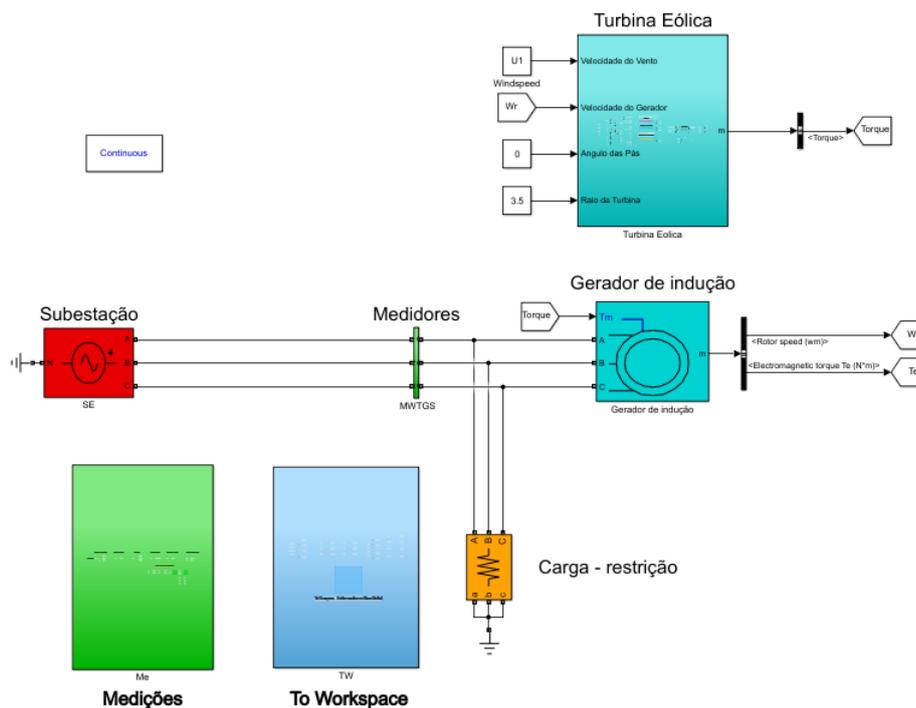
Fonte: Elaboração Própria.

6.1.2 Validação dos modelos I, II, PQ e RX

Os modelos aqui expostos utilizam a turbina apresentada na seção anterior e um gerador de indução com rotor gaiola de esquilo, cujos parâmetros podem ser observados na Tabela 11. Neste procedimento de validação, a turbina eólica foi acoplada a um gerador de indução conectado à rede e então exposta a diferentes velocidades do vento. A validação consiste na comparação entre a potência em terminais dos modelos com a potência em terminais do sistema desenvolvido no *SIMULINK*, que pode ser visto na Figura 20. Nesse procedimento, foram feitas as seguintes considerações:

- Fator de potência unitário para todos os modelos.
- Velocidade do vento de 0 a 25 m/s.
- Velocidade do eixo do gerador é fixa na implementação em algoritmo no *MATLAB*.
- Velocidade do eixo do gerador varia de acordo com a dinâmica do sistema na simulação no *SIMULINK*.

Figura 20 – Validação dos modelos teóricos.

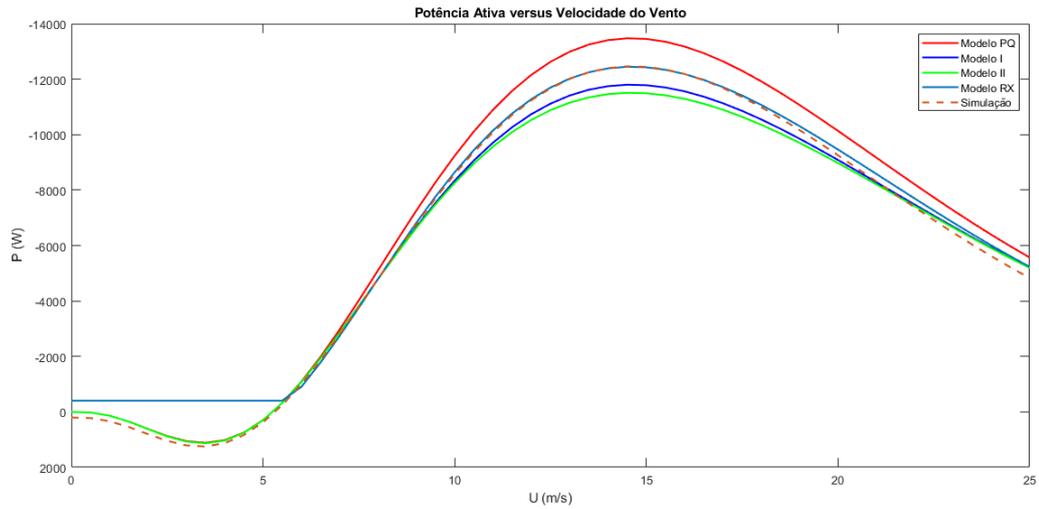


Fonte: Elaboração Própria.

Ao analisar o gráfico da Figura 21, é possível observar que para velocidades do vento de 0 a 5,5 m/s, a máquina de indução dos modelos e também da simulação opera como motor, consumindo potência ativa da rede. Nota-se que neste mesmo intervalo o modelo RX não segue o mesmo padrão de comportamento dos demais, isso ocorre pois o escorregamento do modelo foi obtido por meio de um processo iterativo de confinamento, onde seus limites indicam a região de operação como gerador.

Entre 5,5 e 25 m/s a máquina opera como gerador e o formato das curvas segue o padrão da curva de potência mecânica fornecida pela turbina. No intervalo de 14,5 a 25 m/s de velocidade do vento, nota-se que todos os elementos do gráfico apresentam queda. Este fato é justificado pela redução da potência fornecida pela turbina. O modelo de turbina utilizado neste trabalho possui controle aerodinâmico de estol, ou seja, para velocidades do vento acima de um determinado limite, a absorção da energia dos ventos diminui devido as características aerodinâmicas das pás. A abordagem completa sobre este assunto pode ser encontrada em Ackermann (2005).

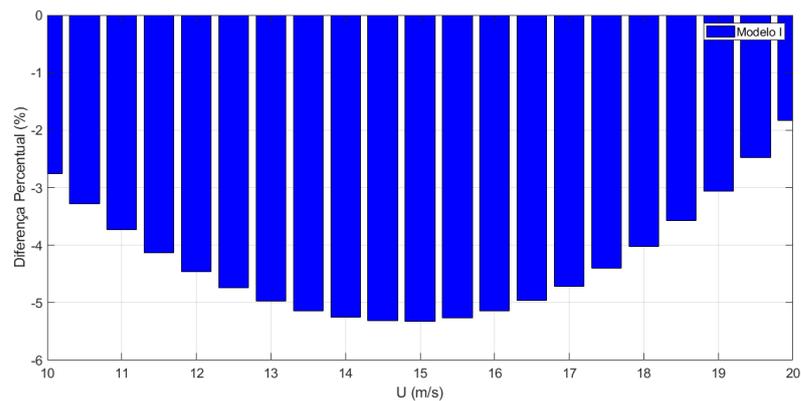
Figura 21 – Potência ativa em terminais dos modelos e simulação.



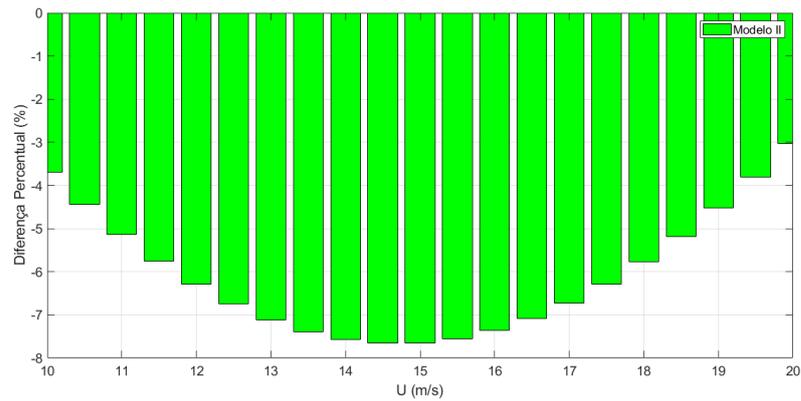
Fonte: Elaboração Própria.

Nota-se na Figura 21 que o comportamento da curva de potência ativa de cada modelo, bem como daquelas obtidas por meio da simulação construída no *SIMULINK* é bem semelhante. Dessa forma, foi mensurada a diferença percentual de potência ativa de cada modelo em relação a simulação, como pode ser observado na Figura 22.

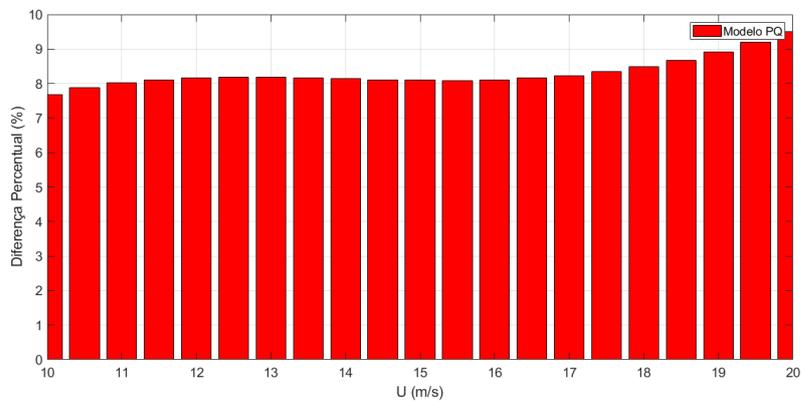
Figura 22 – Diferença percentual da potência ativa



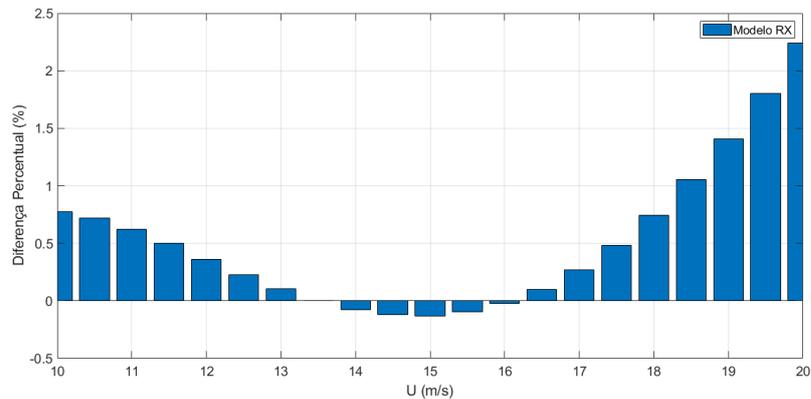
(a) Modelo I



(b) Modelo II



(c) Modelo PQ



(d) Modelo RX

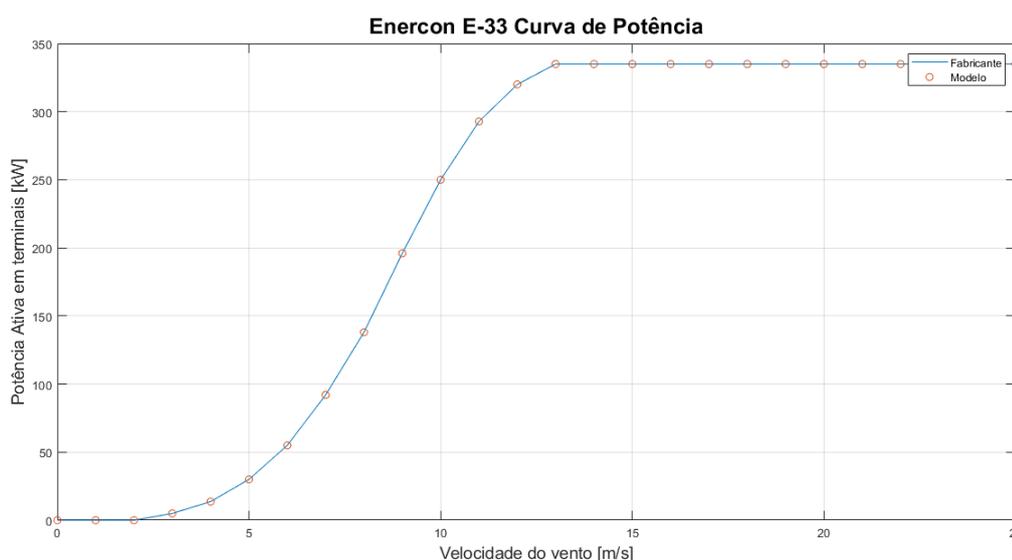
Fonte: Elaboração Própria.

O modelo RX apresenta a menor diferença percentual, fato que era esperado, uma vez que sua modelagem inclui o escorregamento da máquina. O modelo PQ não considera as perdas internas da gerador, o que justifica apresentar a maior diferença percentual dentre todos os modelos. A consideração de perdas ainda que sem utilizar o escorregamento da máquina torna os modelos I e II mais precisos que o modelo PQ, entretanto sua diferença percentual em relação ao sistema construído em simulação é maior que a do modelo RX.

6.1.3 Validação do Aerogerador Enercon E33

Diferente dos modelos teóricos exibidos na Seção 6.1.2, o modelo matemático que representa o aerogerador Enercon E-33 foi baseado em sua curva de potência ativa em função da velocidade do vento. Dessa forma, este modelo não aborda a turbina eólica e gerador de indução de forma individual, mas sim em conjunto. A curva de potência ativa fornecida pelo fabricante, representa a potência ativa nos terminais do aerogerador, ou seja, os impactos do conjunto mecânico foram considerados para gerar esta curva. Dessa forma, o modelo proposto em Thapar, Agnihotri e Sethi (2011), descrito na seção 4.5, faz o ajuste dessa curva por meio do método dos mínimos quadrados, tornando possível calcular a potência ativa em terminais em velocidades do vento com valor decimal que não estão presentes na curva do fabricante. A imagem abaixo apresenta a curva de potência em questão e a comparação com a curva obtida pelo método citado acima.

Figura 23 – Curva de potência ativa Enercon E33.



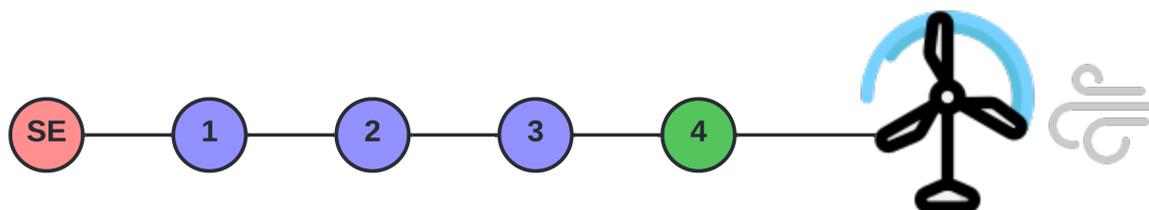
Fonte: Adaptado de (THAPAR; AGNIHOTRI; SETHI, 2011).

O modelo E33 não apresenta equações próprias para o cálculo da potência reativa, uma vez que esta é calculada em função do fator de potência desejado para o aerogerador. Nota-se que a curva de potência ativa obtida por meio das equações disponíveis na Tabela 12, é coerente com aquela fornecida pela Enercon. Todavia, apresenta a possibilidade de estratificar o valor da potência ativa gerada para um maior número de amostras de velocidades do vento dentro do seu intervalo de operação, ou seja, valores entre as velocidades de cut-in e cut-out.

6.2 Fluxo de potência determinístico

O sistema de distribuição no qual o aerogerador foi inserido é de elaboração própria, sendo este inspirado no sistema de 4 barras da IEEE disponível em González-Morán et al. (2018). O sistema utilizado neste ponto, considera o nível de tensão de 460 V, carga alocada na barra dois e o aerogerador instalado na barra quatro. Como mencionado, o alimentador entrega energia em níveis de baixa tensão, dessa forma, o comprimento das linhas foi reduzido. A Figura 24 apresenta o sistema de 4 barras com as adaptações descritas acima e a Tabela 13 mostra os respectivos parâmetros.

Figura 24 – Sistema de 4 barras utilizado.



Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 13 – Dados do sistema de 4 barras

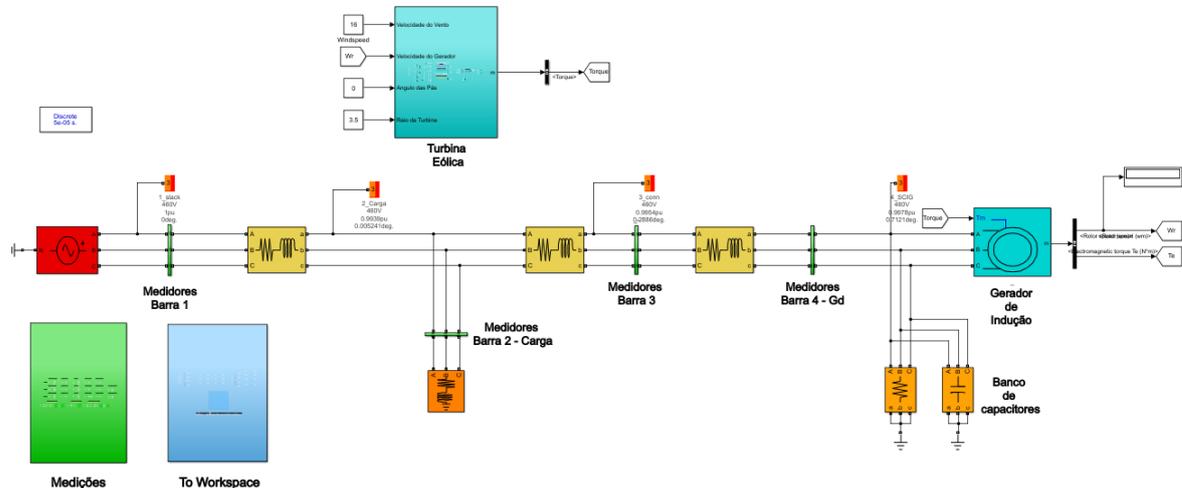
Parâmetros do Sistema	
Tensão	460 V
Frequência	60 Hz
Potência ativa da carga	25 kW
Potência reativa da carga	25 kVAr
Z_L	$0,1902 + j0,3896 \Omega/km$
l_{12}	0,1 km
l_{23}	0,2 km
l_{34}	0,3 km
Z_{12}	$Z_L \cdot l_{12} \Omega/km$
Z_{23}	$Z_L \cdot l_{23} \Omega/km$
Z_{34}	$Z_L \cdot l_{34} \Omega/km$

Fonte: Elaboração Própria.

Sendo:

- Z_L - Impedância do condutor.
- l_{12} , l_{23} e l_{34} - Comprimento das linhas entre as barras 1-2, 2-3 e 3-4.

- Z_{12} , Z_{23} e Z_{34} Impedância das linhas entre as barras 1-2, 2-3 e 3-4.

Figura 25 – Implementação no *SIMULINK* do sistema de 4 barras

Fonte: Elaboração Própria.

Observa-se na imagem acima, a simulação construída no *SIMULINK* de modo a representar o sistema de distribuição de baixa tensão da Figura 24. A turbina eólica, bem como o gerador de indução presentes na simulação são os mesmos utilizados na seção 6.1. O banco capacitivo inserido nos terminais do gerador é o responsável pela correção do fator de potência. As barras da cor verde, além de pontos de conexão, são compostas por medidores de tensão, corrente e potência.

6.2.1 Resultado do WTGS tipo A inserido no sistema de 4 barras

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos no fluxo de potência considerando a inserção do *WTGS* do tipo A, ou seja, uma turbina eólica de velocidade fixa, com controle aerodinâmico de estol que utiliza o gerador de indução com rotor a gaiola de esquilo no sistema de distribuição de 4 barras por meio dos modelos supracitados. A Tabela 14 exhibe os valores de tensão de linha nas barras do sistema, potência ativa gerada, corrente nas linhas e as perdas de potência ativa e reativa obtidos como resultado da simulação construída no *SIMULINK* e da implementação em código dos modelos I, II, PQ e RX no fluxo de potência.

Tabela 14 – Resultados do fluxo de potência e simulação

Dados	Modelos				Simulação
	I	II	PQ	RX	
V_{barra1} (V)	460,00	460,00	460,00	460,00	460,00
V_{barra2} (V)	457,15	457,15	457,18	457,17	457,20
V_{barra3} (V)	457,81	457,79	457,89	457,87	457,90
V_{barra4} <i>WTGS</i> (V)	458,83	458,78	458,99	458,93	458,90
P_{gerada} <i>WTGS</i> (kW)	- 11,60	- 11,32	- 13,23	- 12,23	- 12,18
$I_{linha\ 12}$ (A)	37,85	37,95	37,54	37,62	37,61
$I_{linha\ 23}$ (A)	14,74	14,39	16,85	15,54	15,47
$I_{linha\ 34}$ (A)	14,74	14,39	16,85	15,54	15,47
$P_{perdas,linha\ 12}$ (W)	81,75	82,21	80,41	80,76	80,68
$P_{perdas,linha\ 23}$ (W)	24,81	23,64	32,42	27,58	27,42
$P_{perdas,linha\ 34}$ (W)	37,22	35,47	48,63	41,37	41,13
$Q_{perdas,linha\ 12}$ (VAr)	167,46	168,41	164,71	165,43	165,3
$Q_{perdas,linha\ 23}$ (VAr)	50,83	48,43	66,40	56,49	56,00
$Q_{perdas,linha\ 34}$ (VAr)	76,25	72,65	99,61	84,74	83,99

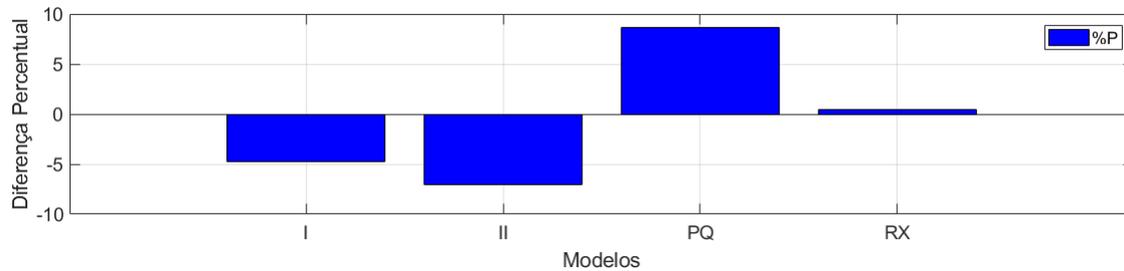
Fonte: Elaboração Própria.

A solução do fluxo de potência dos modelos implementados em algoritmo ou mesmo nas medições realizadas no *SIMULINK*, apontam que a barra onde o aerogerador foi inserido não se comporta como uma barra PQ ou PV tradicional, uma vez que assim como mencionado no capítulo 5, a potência ativa depende da velocidade do vento. Além disso, o fluxo de potência no sistema é bidirecional, este fato pode ser comprovado ao observar os dados de potência ativa da barra do *WTGS* na Tabela 14. A potência real apresenta valor negativo, indicando que esta é injetada na rede.

Ao analisar os valores de tensão e potência ativa na barra 4 evidencia-se que assim como visto na seção 6.1.2, o modelo RX apresentou a menor diferença destes resultados em relação a simulação construída no *SIMULINK*. Sua abordagem matemática no que diz respeito ao uso do escorregamento da máquina de indução, tornou as respostas da quarta barra bem próximas àquelas obtidas na implementação no *SIMULINK*. Diferente dos demais modelos, o RX calcula o escorregamento do gerador de forma iterativa por meio do método da bisseção para que seja possível determinar a potência complexa da máquina. A figura abaixo apresenta a diferença percentual da potência ativa na barra do

WTGS de cada modelo em relação às medições realizadas em simulação.

Figura 26 – Comparação percentual da potências ativa - *WTGS*



Fonte: Elaboração Própria.

Assim como o modelo RX, os modelos I, II e PQ apresentaram comportamento similar aos testes realizados na seção 6.1, no que diz respeito a barra em que o aerogerador está inserido. Apesar da diferença percentual entre os modelos e a simulação não ser a mesma apresentada na Figura 22 quando $U = 16$ (m/s), o comportamento destes foi análogo, ou seja, o padrão de proximidade de resultados foi mantido.

Nota-se na tabela 14 que os modelos I e II tem respostas próximas entre si, e também em relação aos valores de referência obtidos por meio da simulação. Apesar de não considerar o escorregamento em sua formulação, estes modelos consideram as perdas internas da máquina, como pode ser observado nas Tabelas 5 e 6. O modelo PQ não considera as perdas internas da máquina, dessa forma, a potência ativa em terminais é igual a potência mecânica fornecida pela turbina eólica, portanto a potência em terminais é a maior dentre todas as respostas obtidas. O uso do escorregamento na formulação matemática do modelo RX fez com que este apresentasse os resultados mais próximos em relação a simulação construída no *SIMULINK*. Todavia, o fato do cálculo do escorregamento ocorrer por meio de processo iterativo, faz com que este modelo possa demandar maior tempo de processamento. A tabela abaixo apresenta os maiores desvios observados na solução do fluxo de potência determinístico considerando a inserção da geração eólica.

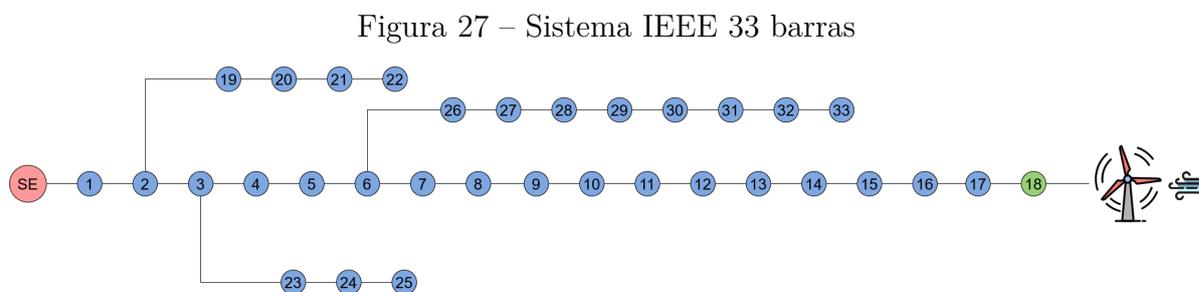
Tabela 15 – Desvios entre os resultados do fluxo de potência e simulação

	Desvio %
Tensão	X
Correntes nas linhas	8,920 - $I_{linha23}$
Perdas de potência ativa	18,230 - $I_{linha23}$
Perdas de potência reativa	18,590 - $I_{linha34}$

Fonte: Elaboração Própria.

6.3 Fluxo de potência probabilístico

Nesta etapa, foi realizado o fluxo de potência probabilístico no sistema IEEE 33 barras. Todavia, foram realizadas algumas modificações, como a substituição da carga alocada na barra 18 por um WTGS, conforme mostra a Figura 28. Os dados do sistema utilizado podem ser vistos no apêndice A. Para tal, foram consideradas as medições de velocidade do vento referentes aos trinta e um dias do mês de janeiro de 2019 na cidade de Natal-RN, com uma medição realizada por minuto. Estes dados foram obtidos por meio do Sistema de Organização Nacional de Dados (SONDA). As incertezas utilizadas na solução deste fluxo de carga dizem respeito apenas à velocidade do vento entregue as pás do aerogerador, as cargas em cada barra e o estado do sistema permanecem sem alteração. Os resultados aqui exibidos foram obtidos por meio do processo descrito no fluxograma da Figura 16.



Fonte: Elaboração Própria.

Conforme pode ser observado na Figura 27, um aerogerador foi inserido na barra de número 18. Neste ponto, foram considerados 5 modelos diferentes para análise do fluxo de potência probabilístico, sendo estes apresentados nas seções 4.1 a 4.5. Ademais, a seção 6.3.1 apresenta as análises realizadas nos dados obtidos por meio do SONDA e a seção 6.3.2, apresenta os resultados obtidos por meio da inserção do WTGS no fluxo de potência probabilístico.

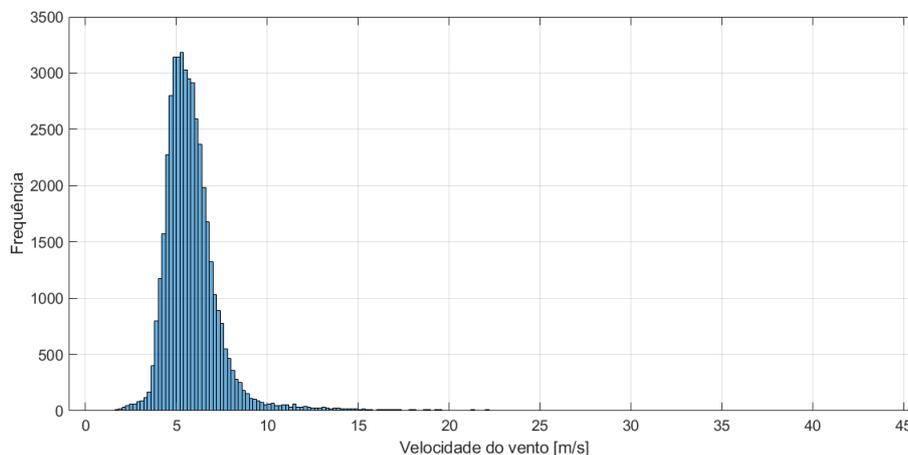
6.3.1 Análise estatística do vento

Conforme mencionado anteriormente, os dados eólicos utilizados foram medidos em uma estação meteorológica na cidade de Natal-RN ¹. A estação informa o valor da velocidade do vento por meio de medições realizadas a cada minuto. Portanto, durante os 31 dias do mês de janeiro de 2019, foram contabilizadas 44.640,00 medições (SONDA, 2022). De modo a garantir a coerência dos dados, foi aplicado um filtro, com o objetivo de eliminar medições com valor de velocidade do vento negativa ou com valores muito

¹ <http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/natal.html>

elevados em relação ao perfil eólico fornecido pelas demais medições. O histograma da Figura 28 apresenta as medições de velocidade do vento conforme citado acima.

Figura 28 – Histograma das medições de velocidade do vento cidade de Natal - RN



Fonte: Elaboração Própria.

A partir do tratamento dos dados, foram traçados o valor mínimo, médio, máximo, desvio padrão e variância das amostras disponíveis, conforme exibe a Tabela 16. Dessa forma, nota-se que entre todas as amostras obtidas o valor que mais se repete é de $7,100(m/s)$. A média das velocidades foi igual a $5,9262(m/s)$ que apesar de não ser a velocidade do vento nominal do aerogerador, possibilita a geração de energia, visto que a velocidade de cut-in é de $3(m/s)$ no caso do aerogerador Enercon E-33 e $5,5(m/s)$ no caso dos modelos teóricos.

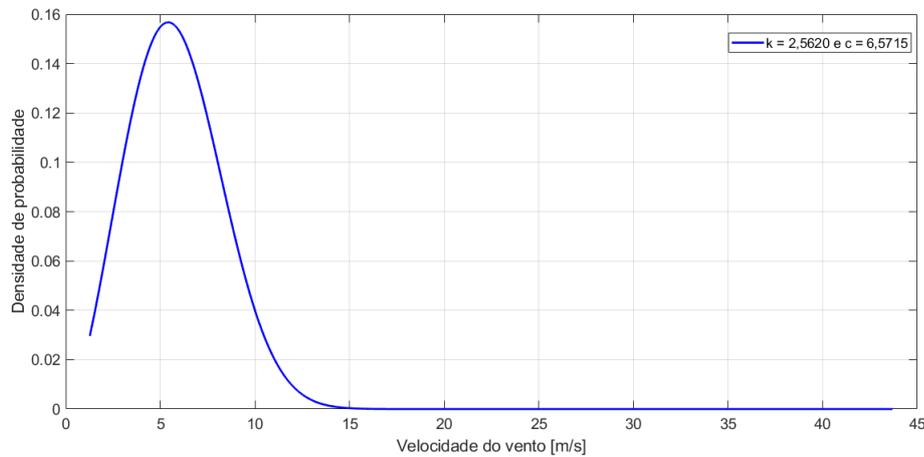
Tabela 16 – Parâmetros do Regime Eólico

Mínimo	Médio	Máximo	Moda	Desvio padrão	Variância
1,2740 (m/s)	5,9262 (m/s)	43,69 (m/s)	7,100 (m/s)	2,0467 (m/s)	4,182

Fonte: Elaboração Própria.

Como mencionado na seção 5.3.1, a distribuição de Weibull é amplamente utilizada quando as amostras em questão consistem na velocidade do vento. A partir dos dados da tabela acima, foram calculados os parâmetros de forma e escala por meio das equações 5.2 e 5.3. Com estes parâmetros em mãos, torna-se possível plotar a distribuição de probabilidade de Weibull das 44.640,00 amostras, como pode ser observado na Figura 29.

Figura 29 – Distribuição de Weibull das amostras de velocidade do vento



Fonte: Elaboração Própria.

A distribuição de Weibull da medição de velocidade do vento, possibilitou extrair as amostras necessárias de acordo com o perfil eólico daquele local para serem utilizadas na simulação de Monte Carlo, empregada na solução do fluxo de potência probabilístico deste trabalho.

6.3.2 Fluxo de potência probabilístico considerando a inserção de WTGS

A partir da distribuição de Weibull mostrada acima e dos passos descritos no Fluxograma da Figura 16, foi executado o fluxo de potência probabilístico dos modelos teóricos e também no modelo que representa o aerogerador manufaturado. Os parâmetros da turbina eólica, bem como do gerador utilizado nos modelos teóricos, podem ser vistos nas Tabelas 10 e 11, enquanto os parâmetros do aerogerador manufaturado podem ser vistos na Tabela 12.

A observação das tabelas supracitadas evidencia a diferença de potência entre o aerogerador teórico e o manufaturado. Portanto, para equalizar a porcentagem de potência gerada no sistema, foi considerada a inserção de 31 unidades aerogeneradoras a serem representadas pelos modelos teóricos. A definição do número de unidades geradoras, se deu por meio da análise das curvas de potência da turbina teórica e do modelo manufaturado, quando expostos à moda das medições de velocidade do vento dos dados analisados, como pode ser observado nas equações 6.1 a 6.4.

$$M_0 = 7,1 \text{ m/s} \quad (6.1)$$

$$P_{E-33} = 96,06 \text{ kW} \quad \text{para } U = M_0 \quad (6.2)$$

$$P_{\text{teóricos}} = 3,04 \text{ kW} \quad \text{para } U = M_0 \quad (6.3)$$

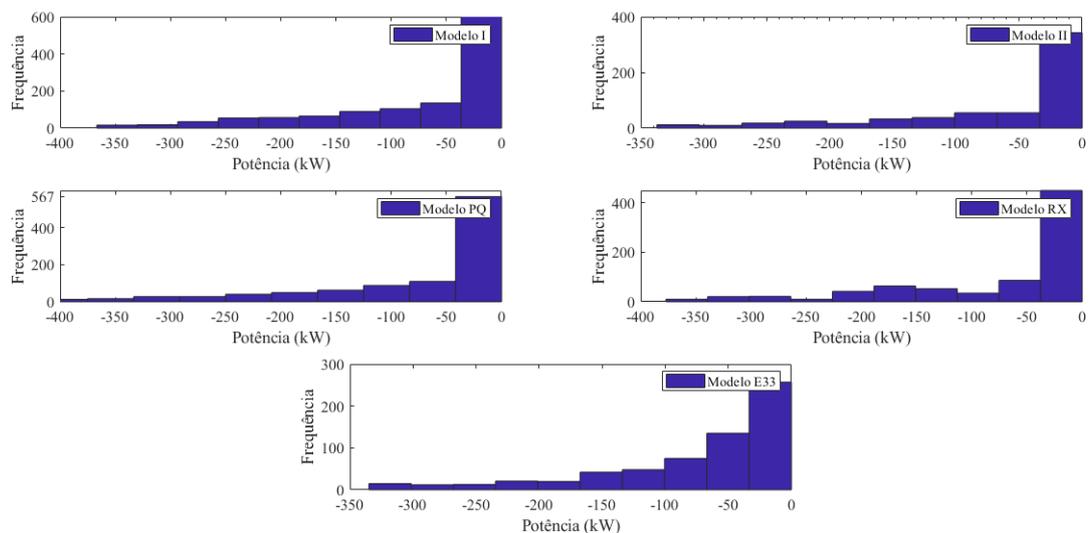
$$N_{teóricos} = \frac{P_{E-33}}{P_{teóricos}} \approx 31 \quad (6.4)$$

Sendo:

- M_0 Moda das amostras de velocidade do vento
- P_{E-33} Potência ativa do modelo E-33
- $P_{teóricos}$ Potência ativa do modelo I
- $N_{teóricos}$ Número de unidades aerogeradoras.

A curva de potência do modelo I foi considerada devido a este modelo apresentar considerações intermediárias à aquelas apresentadas pelos demais modelos tóricos. Assim como no fluxo de potência determinístico, o fator de potência de todos os modelos utilizados foi corrigido para 1, todavia, no caso probabilístico a correção ocorre para todas as amostras de velocidade do vento utilizadas. Além disso, como mostrado na Figura 21, o WTGS dos modelos teóricos começa a injetar potência ativa na rede a partir de 5,5 (m/s), portanto, esta foi definida como velocidade de cut-in, enquanto a velocidade de cut-out foi estabelecida em 25(m/s). A figura 30 apresenta o histograma da potência ativa fornecida pelo gerador ao sistema em cada modelo

Figura 30 – Potência ativa injetada no sistema pelo WTGS



Fonte: Elaboração Própria.

Nota-se que apesar da semelhança no que diz respeito a magnitude da potência injetada pelos modelos, é possível observar que o número de amostras por nível de potência dos modelos teóricos é relativamente semelhante, porém destoa do comportamento do

modelo manufaturado. Apesar da equalização da capacidade de fornecimento realizada conforme mencionado anteriormente, a curva de potência do modelo teórico é bem diferente da curva de potência do modelo manufaturado. O modelo E33 apresenta velocidade de cut-in em 3(m/s), enquanto os modelos teóricos apresentam este parâmetro em 5,5 (m/s), fato que corrobora para um número menor de amostras no intervalo de menor geração.

A tabela 17 apresenta as tensões do sistema IEEE de 33 barras. Nesta, é possível observar uma coluna com os valores de tensão em cada barra para o caso base, ou seja, caso onde o aerogerador não foi inserido no sistema. As demais colunas apresentam o valor médio da tensão em cada barra, levando em consideração o número de amostras exibido na última linha da presente tabela.

Tabela 17 – Tensão nas barras do sistema IEEE 33 barras adaptado.

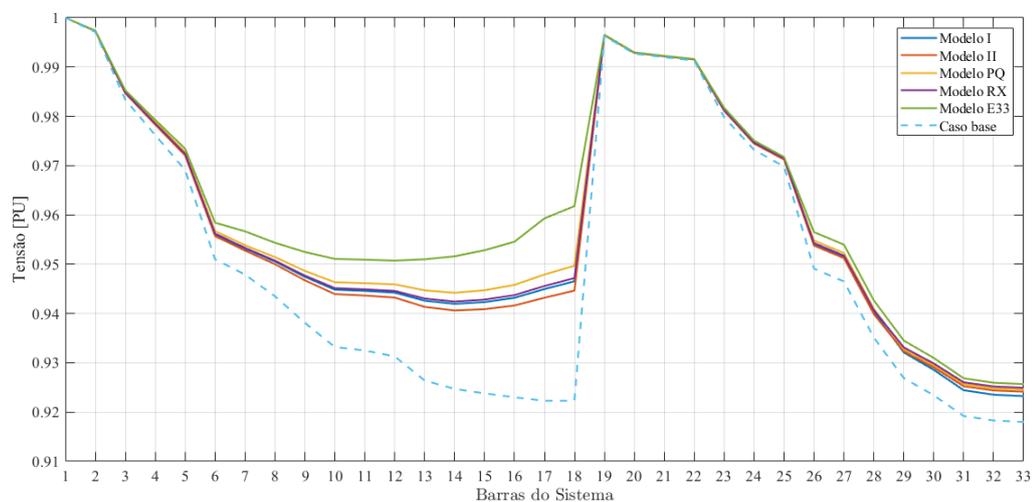
N° da barra	Caso base	MI	MII	MPQ	MRX	ME33
1	1	1	1	1	1	1
2	0,9971	0,9972	0,9971	0,9972	0,9972	0,9972
3	0,9834	0,9837	0,9837	0,9837	0,9837	0,9838
4	0,9762	0,9767	0,9766	0,9767	0,9767	0,9769
5	0,9691	0,9698	0,9697	0,9698	0,9698	0,9701
6	0,9510	0,9520	0,9519	0,9521	0,9520	0,9527
7	0,9479	0,9489	0,9488	0,9490	0,9489	0,9499
8	0,9435	0,9449	0,9448	0,9450	0,9449	0,9460
9	0,9381	0,9400	0,9398	0,9401	0,9400	0,9414
10	0,9332	0,9355	0,9353	0,9356	0,9355	0,9373
11	0,9325	0,9349	0,9346	0,9350	0,9349	0,9367
12	0,9313	0,9338	0,9336	0,9339	0,9338	0,9357
13	0,9264	0,9296	0,9293	0,9297	0,9296	0,9320
14	0,9247	0,9281	0,9277	0,9282	0,9281	0,9308
15	0,9238	0,9275	0,9270	0,9276	0,9274	0,9304
16	0,9230	0,9270	0,9266	0,9272	0,9270	0,9302
17	0,9223	0,9268	0,9263	0,9269	0,9267	0,9307
18	0,9223	0,9271	0,9265	0,9272	0,9270	0,9312
19	0,9963	0,9963	0,9963	0,9963	0,9963	0,9963
20	0,9927	0,9927	0,9927	0,9927	0,9927	0,9927
21	0,9920	0,9920	0,9920	0,9920	0,9920	0,9920
22	0,9913	0,9914	0,9914	0,9914	0,9914	0,9914
23	0,9798	0,9801	0,9801	0,9801	0,9801	0,9803
24	0,9732	0,9734	0,9734	0,9735	0,9734	0,9736
25	0,9698	0,9701	0,9701	0,9701	0,9701	0,9703
26	0,9491	0,9501	0,9500	0,9502	0,9501	0,9508

Continuação da Tabela 17						
N° da barra	Caso base	MI	MII	MPQ	MRX	ME33
27	0,9465	0,9476	0,9475	0,9476	0,9476	0,9482
28	0,9351	0,9361	0,9360	0,9362	0,9362	0,9368
29	0,9269	0,9280	0,9279	0,9280	0,9280	0,9286
30	0,9234	0,9244	0,9243	0,9245	0,9244	0,9251
31	0,9192	0,9203	0,9202	0,9203	0,9203	0,9210
32	0,9183	0,9193	0,9192	0,9194	0,9194	0,9200
33	0,9180	0,9191	0,9190	0,9191	0,9191	0,9198
Amostras	1	1213	606	1005	794	638

Fonte: Elaboração Própria.

Observa-se que a inserção da geração eólica proporcionou o aumento do nível médio das tensões das barras do sistema, em especial nas barras 6 a 18, alcançando até 0,97% de elevação. Outro ponto interessante se dá em relação ao valor máximo das tensões nas barras obtidos por meio de cada modelo em relação ao valor do caso base, como pode ser observado na Figura 31. Nota-se que o valor mínimo das tensões obtidas por meio da solução do fluxo de potência probabilístico, diz respeito as situações onde a velocidade do vento entregue ao aerogerador eram inferiores a velocidade de cut-in ou superiores a velocidade de cut-out. Nesse cenário, o valor das tensões nas barras considerando a inserção da geração eólica é igual ao valor das tensões do caso base.

Figura 31 – Tensão máxima dos modelos e caso base



Fonte: Elaboração Própria.

A análise da imagem acima, evidencia o perfil da tensão do sistema frente ao melhor cenário de geração. Nota-se uma significativa elevação de tensão, principalmente nas barras 6 a 18. A Tabela 18 apresenta a elevação percentual da tensão máxima das barras 6 a 18 dos modelos simulados em relação ao caso base.

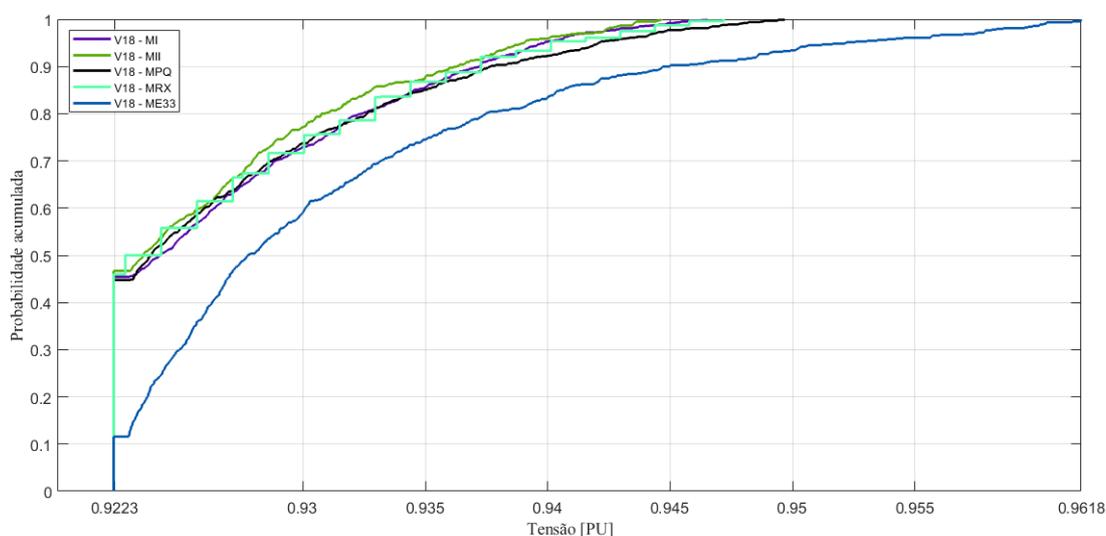
Tabela 18 – Elevação percentual da tensão em relação ao caso base

Nº da barra	MI	MII	MPQ	MRX	ME33
6	0,53	0,49	0,60	0,54	0,78
7	0,56	0,52	0,63	0,58	0,93
8	0,74	0,69	0,84	0,76	1,15
9	0,99	0,92	1,12	1,02	1,53
10	1,25	1,15	1,41	1,28	1,92
11	1,30	1,20	1,47	1,33	1,98
12	1,39	1,29	1,57	1,43	2,09
13	1,75	1,61	1,98	1,80	2,66
14	1,87	1,73	2,11	1,92	2,91
15	2,01	1,85	2,27	2,06	3,15
16	2,19	2,02	2,47	2,24	3,42
17	2,46	2,27	2,78	2,53	4,02
18	2,63	2,43	2,97	2,70	4,28

Fonte: Elaboração Própria.

Como pode ser observado na Tabela 17 e na Figura 31, um dos efeitos da inserção da geração eólica no sistema, consiste na possibilidade de elevação de tensão nas barras, principalmente na barra onde o sistema de geração eólica é inserido. A Figura 32 apresenta a probabilidade acumulada da ocorrência de cada nível de tensão, obtido por meio da solução do fluxo de potência probabilístico.

Figura 32 – Densidade de probabilidade acumulada da tensão na barra 18



Fonte: Elaboração Própria.

Observa-se que os modelos teóricos apresentam cerca de 50% de probabilidade de a tensão na barra 18 estar no nível do caso base e de 71 a 77% de probabilidade do nível de tensão estar entre 0.9223 e 0.93 p.u. Por sua vez, o modelo E-33 apresenta 11.6% de probabilidade de apresentar o menor valor de tensão da barra 18 e cerca de 80% do nível de tensão estar entre o valor mínimo e 0.9375 p.u.

A simulação do caso base, evidenciou que o cenário sem a presença de geração eólica apresentava perdas de potência ativa de 160 kW e perdas de potência reativa de 115,4 kVAr. A Tabela 19 apresenta o valor máximo, médio e mínimo das perdas de potência ativa e reativa, obtidas durante a simulação de cada modelo. Em relação as perdas de potência ativa, o modelo E-33 foi aquele que apresentou o menor valor médio e mínimo dentre os demais modelos. O valor médio das perdas perdas de potência ativa deste modelo, apresentou redução de 6,12% enquanto as perdas mínimas apresentaram redução de 22,56%. Dentre os modelos teóricos, o modelo PQ foi o que apresentou maior redução das perdas de potência ativa, com valor médio 3,8% menor e valor mínimo 17,31% menor.

Em relação as perdas de potência reativa, o modelo E33 apresentou a maior redução de perdas, com valor médio de 6,32% e valor mínimo de 23,57% menor em relação ao valor máximo. O melhor índice de redução de perdas dos modelos teóricos foi obtido com o modelo PQ, sendo que este apresentou redução de 3,98% em seu valor médio de perdas e de 17,61% em seu valor mínimo.

Como mencionado no capítulo 5, o critério de parada para a simulação de Monte Carlo utilizada neste trabalho, consiste na diferença entre a variância das amostras anteriores e a amostra atual das perdas de potência ativa entregues pela solução do fluxo

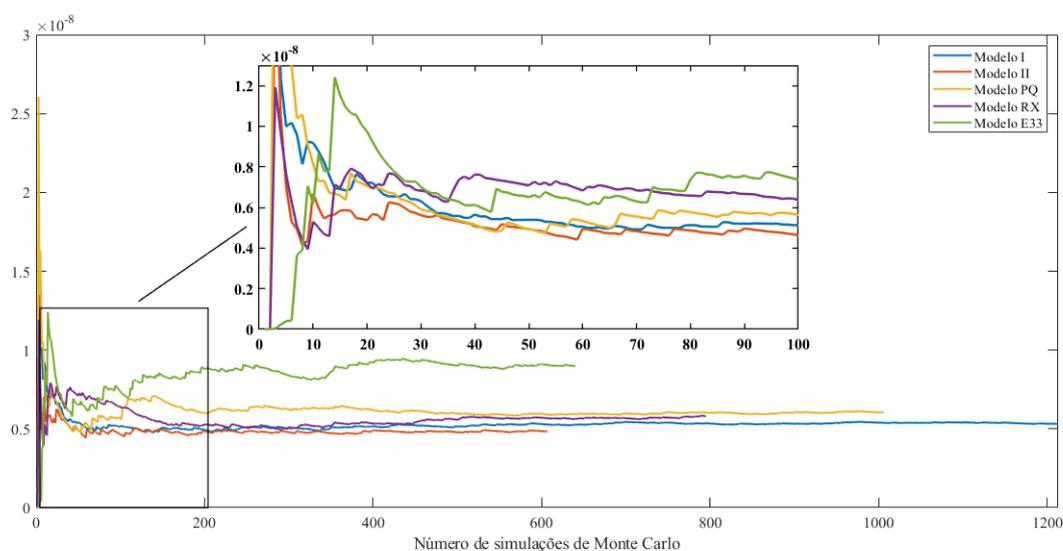
Tabela 19 – Perdas de potência ativa e reativa

Modelos	Potência Ativa (kW)			Potência Reativa (kVAr)		
	Máximo	Médio	Mínimo	Máximo	Médio	Mínimo
MI	160	154,1	134,2	115,4	110,9	96,93
MII	160	154,0	135,6	115,4	113,5	97,30
MPQ	160	153,9	132,3	115,4	110,8	95,07
MRX	160	154,1	133,7	115,4	110,9	95,60
ME33	160	150,2	123,9	115,4	108,1	88,20

Fonte: Elaboração Própria.

de potência. A Figura 33 ilustra o processo de convergência de cada modelo por meio da variância das perdas de potência ativa do sistema utilizado.

Figura 33 – Variância dos modelos na MCS

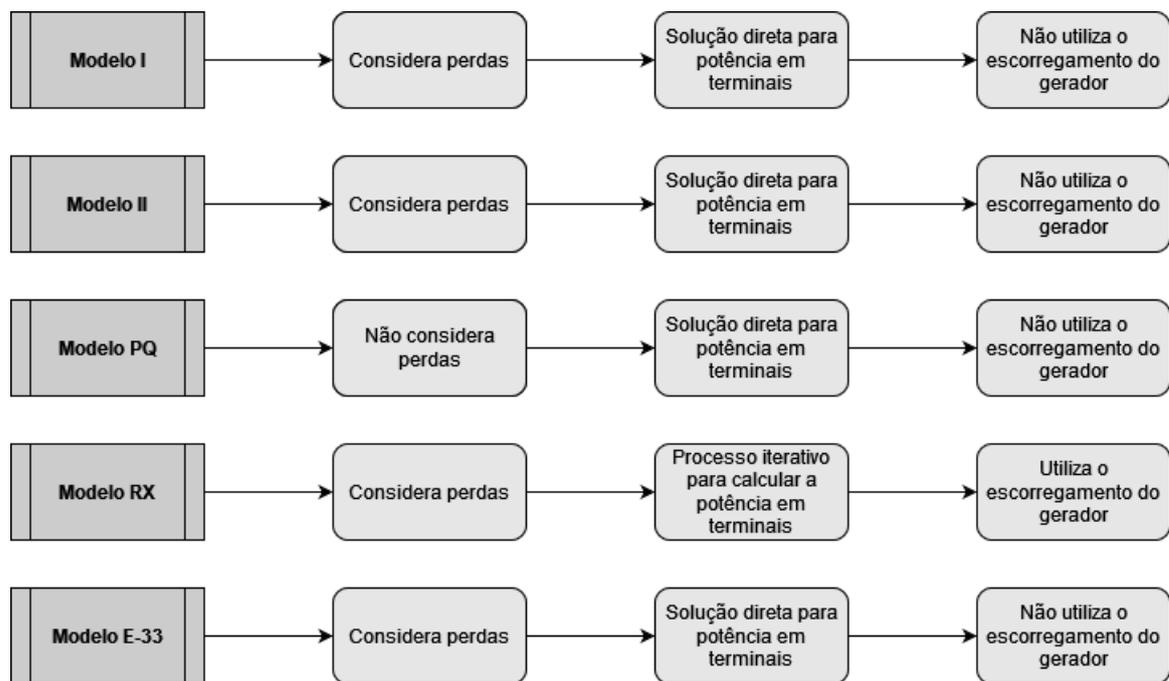


Fonte: Elaboração Própria.

Por meio da observação da imagem acima, nota-se que nas iterações iniciais as curvas de todos os modelos apresentam maior oscilação, enquanto nas iterações finais as curvas tendem a estabilidade. Isso ocorre pois quando o número de amostras aumenta, estas apresentam valores mais uniformes, reduzindo a variância das perdas de potência ativa do sistema. A convergência da variância evidencia que as amostras fornecidas foram suficientes para representar o perfil eólico da região em análise. Ou seja, a compreensão da inserção do aerogerador no sistema de distribuição de 33 barras, foi obtido por meio do uso de até 1213 amostras extraídas da distribuição de Weibull, construída por meio dos 44.640 amostras de velocidade do vento do mês de janeiro de 2019 na cidade de Natal-RN.

Os modelos utilizados são boas representações do aerogerador inserido no fluxo de potência. O uso de cada um deles em outros sistemas pode estar condicionado a alguns fatores, como por exemplo, o tipo de unidade do WTGS, consideração das perdas internas entre outros. Portanto, a partir dos modelos e dos cenários utilizadas neste trabalho, foi elaborado o diagrama da Figura 34, que ilustra as considerações a serem feitas na escolha dos modelos utilizados para representar o aerogerador inserido no fluxo de potência em um sistema de distribuição.

Figura 34 – Diagrama sugerido para a seleção dos modelos



Fonte: Elaboração Própria.

7 Conclusão

Este trabalho pode ser dividido em duas partes, sendo a primeira delas relacionada a inserção de um aerogerador no fluxo de potência determinístico. Neste ponto, um aerogerador foi inserido na análise do fluxo de potência de um sistema de 4 barras por meio da representação de quatro modelos, sendo: Modelo I, Modelo II, Modelo PQ e Modelo RX. Estas quatro representações partem do conhecimento da potência mecânica entregue ao eixo do gerador bem como os parâmetros de circuito interno. Os modelos I e II apresentam equacionamento que estimam as perdas de potência ativa da máquina de indução, enquanto o modelo PQ despreza completamente as perdas, ou seja, nesse caso a potência ativa em terminais será igual a potência mecânica entregue ao eixo do gerador. O modelo RX tem a consideração de perdas mais completa, uma vez que este utiliza o escorregamento do gerador para calcular a potência em terminais. Todavia, diferente dos demais modelos que entregam os valores de potência ativa e reativa nos terminais do aerogerador de forma direta, o RX utiliza um processo iterativo para calcular o escorregamento do gerador de indução. Todavia, a comparação das respostas dos modelos em questão inseridos no fluxo de potência com a simulação construída no SIMULINK confirmou que os modelos são boas representações do aerogerador inserido no fluxo de potência.

A segunda parte do trabalho desenvolvido consiste na incorporação da geração eólica no fluxo de potência probabilístico considerando a incerteza dos ventos. Para tal, foram utilizados os quatro modelos supracitados e um modelo que representa um aerogerador manufaturado, sendo este modelo denominado de E-33. Os resultados obtidos foram satisfatórios no que diz respeito a convergência dos modelos utilizados no fluxo probabilístico e as possibilidades geradas a partir de tal convergência, haja vista que o número de iterações utilizadas foi muito menor que o número de amostras de velocidade do vento entregues pela estação SONDA. Além disso, essa atividade proporcionou enxergar diferentes cenários de perdas de potência ativa e também de tensão nas barras em função da amostragem mensal de velocidades do vento utilizadas, possibilitando certa previsibilidade do sistema quando imposto a um regime eólico semelhante.

A escolha do modelo a ser utilizado na análise do fluxo de potência considerando a inserção de aerogeradores está condicionada ao grau de precisão da aplicação representada por meio da simulação deste sistema. Análises rápidas podem ser realizadas por meio do modelo PQ, uma vez que este não considera perdas e apresenta menor equacionamento. Se o cenário em questão apresentar as perdas de potência ativa como ponto fundamental os modelos I, II e RX podem ser utilizados. Os dois primeiros entregam as perdas de forma direta enquanto o último necessita de um processo iterativo, dessa forma, o grau de precisão da potência em terminais faz-se determinante na escolha dos modelos. Caso o aerogerador inserido seja comercial e tenha um modelo baseado em sua curva de potência,

como por exemplo o modelo E-33, torna-se interessante a utilização deste. Uma vez que a resposta da potência em terminais já considera as perdas do sistema e também é entregue de forma direta, sem depender de outro processo iterativo.

Como observado neste trabalho, a aplicação de cada modelo está condicionada as considerações utilizadas. Portanto, sugere-se para trabalhos futuros correlacionar os modelos à aplicações em sistemas reais dentro do planejamento dos sistemas de energia elétrica por meio da análise do fluxo de potência probabilístico considerando as incertezas da geração eólica bem como das cargas presentes em um sistema de distribuição.

Referências

- ABEEOLICA. *Eólica: energia para um futuro inovador*. 2018. 1 p. Acesso em: 12 mai. 2020. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>>. 2
- ABEEOLICA. *INFOVENTO 15*. 2020. 2 p. Acesso em: 12 mai. 2020. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/04/Infovento-15_PT.pdf>. 2
- ACKERMANN, T. *Wind power in power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2005. 4, 17, 18, 19, 20, 31, 32, 48
- CAMELO, H. do N. et al. Análise estatística da velocidade de vento do estado do ceará. *Revista Tecnologia*, v. 29, n. 2, 2008. 40
- CARVALHO, M. *Estudo comparativo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial*. 2006. 94f. Tese (Doutorado) — Dissertação de mestrado (Dissertação em engenharia elétrica)-USP, São Carlos, 2006. 6, 8, 10
- CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de máquinas elétricas*. [S.l.]: AMGH Editora, 2013. 20, 21, 22, 25, 45
- DIEFENTHALER, A. T. Modelagem matemática de linhas de transmissão baseada em dados reais da rede de distribuição primária de energia elétrica. 2019. 6, 7, 8
- DIVYA, K.; RAO, P. N. Models for wind turbine generating systems and their application in load flow studies. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 76, n. 9-10, p. 844–856, 2006. 10, 37, 39
- EMINOGLU, U. Modeling and application of wind turbine generating system (wtgs) to distribution systems. *Renewable energy*, Elsevier, v. 34, n. 11, p. 2474–2483, 2009. 4, 10, 26, 27, 28, 37, 39
- EMINOGLU, U. A new model for wind turbine systems. *Electric Power Components and Systems*, Taylor & Francis, v. 37, n. 10, p. 1180–1193, 2009. 3
- FARRET, F. A.; SIMOES, M. G. *Integration of alternative sources of energy*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2006. 1, 3, 20
- FEIJOO, A. E.; CIDRAS, J. Modeling of wind farms in the load flow analysis. *IEEE transactions on power systems*, IEEE, v. 15, n. 1, p. 110–115, 2000. 3, 4, 26, 28, 29, 30, 31, 37
- GILAT, A.; SUBRAMANIAM, V. *Métodos numéricos para engenheiros e cientistas: uma introdução com aplicações usando o MATLAB*. [S.l.]: Bookman Editora, 2009. 32
- GONZÁLEZ-MORÁN, C. et al. 4-node test feeder with step voltage regulators. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 94, p. 245–255, 2018. 52
- GWEC. *Global statistics*. 2021. 1 p. Acesso em: 20 mai. 2022. Disponível em: <<https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/03/GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf>>. 1

- HEIER, S. *Grid integration of wind energy: onshore and offshore conversion systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014. 15, 16, 45
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. [S.l.]: Editora Blucher, 2005. 6, 9
- LUIZ, C. M. Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico. Universidade Federal de Minas Gerais, 2012. 3
- LUN, I. Y.; LAM, J. C. A study of weibull parameters using long-term wind observations. *Renewable energy*, Elsevier, v. 20, n. 2, p. 145–153, 2000. 40
- MARQUES, L. d. S. Estudo de distribuições de probabilidade para descrição de dados de frequência de velocidade de vento e de potência eólica. 2019. 39
- PAREJA, L. A. G. Fluxo de potência em redes de distribuição de energia elétrica considerando incertezas. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2009. 5, 10, 41
- SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on power systems*, IEEE, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988. 5, 10
- SILVA, S. R. et al. Análise da integração de usinas eólicas na rede elétrica. *Anais do V SBQEE Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*, p. 1–6, 2003. 3
- SIMÕES, M. G.; FARRET, F. A. *Modeling and analysis with induction generators*. [S.l.]: CRC Press, 2014. 20, 23, 24
- SOHN, A. P. *Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2014. 1, 3, 14, 15, 17, 20
- SONDA. *Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais - Estação de Natal*. 2022. 1 p. Acesso em: 20 mai. 2022. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/natal.html>>. 56
- STEVENSON, W. D. *Elementos de análise de sistemas de potência*. [S.l.]: McGraw-Hill do Brasil, 1974. 6, 7, 8
- THAPAR, V.; AGNIHOTRI, G.; SETHI, V. K. Critical analysis of methods for mathematical modelling of wind turbines. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 36, n. 11, p. 3166–3177, 2011. 4, 26, 33, 34, 39, 45, 51
- UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley-7*. [S.l.]: AMGH Editora, 2014. 20, 21, 23, 25
- WU, Y.-K. et al. Study of reconfiguration for the distribution system with distributed generators. *IEEE transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1678–1685, 2010. 70

A Parâmetros do sistema IEEE 33 barras adaptado

Tabela 20 – Cargas instaladas e impedância das linhas do sistema

Cargas do Sistema			Impedância das Linhas			
Barras	P (kW)	Q (kVAr)	Barra Origem	Barra Destino	R (Ω)	X(Ω)
1	0	0	1	2	0,0922	0,0470
2	100	60	2	3	0,4930	0,2511
3	90	40	3	4	0,3660	0,1864
4	120	80	4	5	0,3811	0,1941
5	60	30	5	6	0,8190	0,7070
6	60	20	6	7	0,1872	0,6188
7	200	100	7	8	0,7114	0,2351
8	200	100	8	9	10,300	0,7400
9	60	20	9	10	10,440	0,7400
10	60	20	10	11	0,1966	0,0650
11	45	30	11	12	0,3744	0,1238
12	60	35	12	13	14,680	11,550
13	60	35	13	14	0,5416	0,7129
14	120	80	14	15	0,5910	0,5260
15	60	10	15	16	0,7463	0,5450
16	60	20	16	17	12,890	17,210
17	60	20	17	18	0,7320	0,5740
18	0	0	2	19	0,2640	0,2565
19	90	40	19	20	15,042	13,554
20	90	40	20	21	0,4095	0,4784
21	90	40	21	22	0,7089	0,9373
22	90	40	3	23	0,4512	0,3083
23	90	50	23	24	0,8980	0,7091
24	420	200	24	25	0,8960	0,7011
25	420	200	6	26	0,2030	0,1034
26	60	25	26	27	0,2842	0,1447
27	60	25	27	28	10,590	0,9337
28	60	20	28	29	0,8042	0,7006
29	120	70	29	30	0,5075	0,2585
30	200	600	30	31	0,9744	0,9630
31	150	70	31	32	0,3105	0,3619
32	210	100	32	33	0,3410	0,5302
33	60	40				