



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PEDRO VICTOR RODRIGUES ALCÂNTARA

DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR DFIG APLICADO A DIFERENTES
PERFIS DE VENTO

FORTALEZA

2019

PEDRO VICTOR RODRIGUES ALCÂNTARA

DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR DFIG APLICADO A DIFERENTES PERFIS DE
VENTO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Wilkley Bezerra
Correia

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- A32d Alcântara, Pedro Victor Rodrigues.
Desenvolvimento de simulador Dfig aplicado a diferentes perfis de vento / Pedro Victor Rodrigues
Alcântara. – 2019.
72 f.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.
Orientação: Prof. Dr. Wilkley Bezerra Correia.
1. Energia Eólica. 2. DFIG. 3. Controle. 4. Análise Estatística. 5. Simulação.. I. Título.

CDD 621.3

PEDRO VICTOR RODRIGUES ALCÂNTARA

DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR DFIG APLICADO A DIFERENTES PERFIS DE
VENTO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Wilkley Bezerra Correia (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Paulo Peixoto Praça
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Jucelino Taleires Filho
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A todos aqueles que de alguma forma estiveram e estão próximos de mim, fazendo esta vida valer cada vez mais a pena.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr Wilkley Bezerra Correia que me incentivou durante os anos de graduação e na elaboração do meu TCC.

Aos meus pais Perboyre Barborsa Alcântara e Katia Couto Rodrigues e meus irmãos Thiago Rodrigues Alcântara e Gabriel Rodrigues Alcântara por todo o incentivo durante os anos de faculdade. A minha namorada Renata Rocha de Negreiros pela compreensão e apoio em todos os fins de semana dedicado aos estudos e também aos meus grandes amigos da faculdade, que permitiram que essa caminhada fosse mais alegre.

Ao Doutorando em Engenharia Elétrica, Ednardo Moreira Rodrigues, e seu assistente, Alan Batista de Oliveira, aluno de graduação em Engenharia Elétrica, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho para que o mesmo ficasse de acordo com as normas da biblioteca da Universidade Federal de Ceará (UFC).

Agradeço a todos os professores por me proporcionar o conhecimento não apenas racional, mas a manifestação do caráter e afetividade da educação no processo de formação profissional, por tanto que se dedicaram a mim, não somente por terem me ensinado, mas por terem me feito aprender.

A todos os funcionários da Universidade Federal do Ceará por todo apoio e por proporcionaram um ambiente propício para o desenvolvimento do meu trabalho de conclusão de curso.

Por fim, agradeço a todas as pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para a realização da minha pesquisa.

“Tudo o que temos de decidir é o que fazer com o tempo que nos é dado.”

(J. R. R. Tolkien)

RESUMO

A humanidade encontra-se em uma época de desenvolvimento tecnológico voltada para coexistir o meio ambiente em que vivemos. Um dos principais desafios é desenvolver energias limpas e renováveis. Nesse contexto a geração de energia eólica tem desempenhado e continuará a desempenhar um papel muito importante nessa área nos próximos anos. As turbinas eólicas baseadas em geradores de indução duplamente alimentadas demonstraram ser uma solução econômica e eficiente para a geração de energia eólica. Este trabalho objetivou a criação de um modelo computacional do gerador onde foram utilizados dados de identificação das principais características de vento do Ceará para obter comparativos realistas das características da região. Optou-se por realizar a criação desse simulador em um *software* gratuito e de fácil acesso. Também é feita uma análise estatística da velocidade do vento no estado do Ceará onde foi possível encontrar localidades cujo potencial eólico pode ser aproveitado para geração de energia elétrica.

Palavras-chave: Energia Eólica. DFIG. Controle. Análise Estatística. Simulação

ABSTRACT

Humanity is in a time of technological development aimed at coexisting the environment in which we live. One of the main challenges is to develop clean and renewable energy. In this context, wind power generation is performing and continues to play a very important role in this area in the coming years. How Wind Turbines used in doubly fed induction generator (DFIG) have proved to be an economical and efficient solution for wind power generation. This work aimed to create a computational model of the DFIG, which used data to identify the main characteristics of Ceará wind to obtain realistic comparisons of the characteristics of the region. Choose to create this simulator in free and easily accessible software. It is also made a statistical analysis of the wind speed in the state of Ceará, where it was possible to find locations whose wind potential can be harnessed for electric power generation.

Keywords: Wind Energy. DFIG. Control. Statistical analysis. Simulation

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Uma das primeiras turbinas eólicas instaladas.	16
Figura 2 – Publicação de Wind Directions.	17
Figura 3 – Primeiro parque eólico offshore do mundo.	18
Figura 4 – Histórico de Capacidade Elétrica Mundial	18
Figura 5 – Primeira turbina eólica de Fernando de Noronha.	22
Figura 6 – Geração eólica nos últimos 3 anos em periodicidade mensal para o estado do Ceará.	23
Figura 7 – Diagrama de turbina com velocidade Fixa.	24
Figura 8 – Diagrama de turbina com velocidade variável.	25
Figura 9 – Principais componentes de uma nacela.	27
Figura 10 – Curva de potência.	28
Figura 11 – Esquemático representando o fluxo de vento em uma turbina eólica.	31
Figura 12 – Circuito equivalente do modelo	35
Figura 13 – Modelo do DFIM nas coordenadas do estator	38
Figura 14 – Atlas Eólico do Nordeste	40
Figura 15 – Estação meteorológica.	41
Figura 16 – Aplicativo de coleta de dados.	42
Figura 17 – Sistema de controle de velocidade.	45
Figura 18 – Sistema de controle de velocidade.	46
Figura 19 – Resultados Obtidos com sistema de controle.	47
Figura 20 – Entradas e Saídas do Simulador DFIG.	48
Figura 21 – Resultados estatísticos de Tianguá	49
Figura 22 – Resultados estatísticos de Quixeramobim	50
Figura 23 – Resultados estatísticos de Jaguaribe	50
Figura 24 – Resultados estatísticos de Campos Sales	50
Figura 25 – Resultados estatísticos de Campos Sobral	51
Figura 26 – Resultados estatísticos de Campos Jaguarana	51
Figura 27 – Resultados estatísticos de Campos Acaraú	52
Figura 28 – Resultados estatísticos de Campos Barbalha	52
Figura 29 – Resultados estatísticos de Campos Quixadá	52
Figura 30 – Mapa com os principais resultados obtidos em relação a velocidade do vento.	53

Figura 31 – Perfil de vento de Tianguá.	54
Figura 32 – Perfil de vento de Quixeramobim.	54
Figura 33 – Perfil de vento de Jaguaribe.	54
Figura 34 – Perfil de vento de Campos Sales.	55
Figura 35 – Perfil de vento de Guaramiranga.	55
Figura 36 – Equações de diferentes perfis de vento.	56
Figura 37 – Variáveis de entrada para simulação de Campos Sales.	56
Figura 38 – Variáveis de entrada para simulação de Fortaleza	57
Figura 39 – Variáveis de entrada para simulação de Quixeramobim	57
Figura 40 – Variáveis de corrente de saída para simulação de Campos Sales.	58
Figura 41 – Variáveis de fluxo de saída para simulação de Campos Sales.	58
Figura 42 – Variáveis de corrente de saída para simulação de Fortaleza.	59
Figura 43 – Variáveis de fluxo de saída para simulação de Fortaleza.	59
Figura 44 – Variáveis de corrente de saída para simulação de Quixeramobim.	59
Figura 45 – Entradas e Saídas do Simulador DFIG.	70
Figura 46 – Montagem completa do simulador.	71
Figura 47 – Transformações abc para $\alpha\beta$	71
Figura 48 – Transformações abc para DQ.	72
Figura 49 – Transformações DQ para $\alpha\beta$	72
Figura 50 – Equações de cálculo das correntes.	72
Figura 51 – Equações de cálculo das variáveis de saída.	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>BWEA</i>	<i>British Energy Association</i>
<i>DFIG</i>	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
<i>EWEA</i>	<i>The European Wind Energy Association</i>
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
Cemig	Companhia Energética de Minas Gerais
FUNCEME	Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
UFC	Universidade Federal de Ceará
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco

LISTA DE SÍMBOLOS

n_s	Velocidade síncrona
f_s	Frequência estator
p	Número de pares de polos
e_{ind}	Tensão induzida
v	Velocidade do condutor em relação à rotação do fluxo do estator
B	Densidade de Fluxo eletromagnético
L	Tamanho do condutor
F	Força induzida
i	Corrente do rotor
ω_m	Velocidade angular do rotor
ω_r	Velocidade de rotação das tensões e correntes dos enrolamentos do rotor
ω_s	Velocidade de rotação da tensão e correntes dos enrolamentos do estator
Ω_m	Velocidade de rotação mecânica do rotor
s	Escorregamento
ρ	Densidade do ar
A_1	Área da superfície
V_v	Velocidade do Vento
R	Raio da turbina
C_p	coeficiente de potência
C_t	coeficiente de torque

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2	HISTÓRIA DO DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA EÓLICA	20
2.1	Histórico da energia eólica no Brasil e no estado do Ceará	21
2.2	Turbinas eólicas de velocidade Fixas e Variáveis	23
2.3	Conceitos relacionados a manufatura de turbinas eólicas	25
3	MODELAGEM DFIG	29
3.1	Conceitos Básicos do DFIG	29
3.1.1	<i>Aerodinâmica das turbinas eólicas</i>	31
3.1.2	<i>Modelo de aerogerador com velocidade variável</i>	32
3.2	Sistema mecânico de uma turbina eólica	33
3.3	Sistema de <i>pitch</i>	33
3.4	Controle de turbina eólica	34
3.5	Modelo dinâmico	34
4	PERFIS DE VENTO	40
4.1	Análise dos perfis de vento	41
5	DESCRIÇÃO DO SIMULADOR	43
5.1	Descrição matemática	43
5.2	Transformação do Vento em Torque	45
5.3	Parâmetros utilizados	47
5.4	Montagem do Simulador DFIG	48
6	RESULTADOS	49
6.1	Comparação entre os diferentes perfis de vento	49
6.2	Equações dos diferentes perfis de vento	53
6.3	Resultados Obtidos com Simulador DFIG	53
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	60
	REFERÊNCIAS	62
	APÊNDICES	63
	APÊNDICE A – Código Fonte para montagem de Histograma	63
	APÊNDICE B – Código Utilizado para encontrar o modelo das equações de Vento	66

APÊNDICE C – Descrição da montagem do simulador DFIG	70
ANEXOS	70

1 INTRODUÇÃO

O uso do vento como fonte de energia não é uma novidade. As pessoas se utilizam da energia dos ventos desde 5.000 aC para impulsionar barcos ao longo do rio Nilo. Em 200 aC, bombas simples de água movidas a vento foram usadas na China, e moinhos de vento com lâminas de junco trituravam grãos na Pérsia e no Oriente Médio. No século 11, as pessoas no Oriente Médio estavam usando extensivamente bombas e moinhos de vento para a produção de alimentos. Mercadores e cruzados trouxeram a tecnologia eólica para a Europa. Os holandeses desenvolveram grandes bombas de vento para drenar lagos e pântanos no delta do rio Reno. Os imigrantes da Europa acabaram levando a tecnologia de energia eólica para o Hemisfério Ocidental. Os colonos americanos usavam moinhos de vento para moer grãos, bombear água e cortar madeira em serrarias. Fazendeiros instalaram milhares de bombas de vento quando se estabeleceram no oeste dos Estados Unidos.

No final de 1800 e início de 1900, pequenos aerogeradores também eram amplamente utilizados, como pode ser visto na Figura 1 uma das primeiras turbinas eólicas instalada em 1882, com 22kW . Quando as linhas de energia foram construídas para transmitir eletricidade às áreas rurais na década de 1930, o uso de bombas eólicas e pequenas turbinas começou a diminuir. No entanto, algumas fazendas ainda usam bombas de vento para fornecer água para o gado.

A escassez de petróleo da década de 1970 mudou o ambiente energético dos Estados Unidos e do mundo criando o interesse em desenvolver maneiras de usar fontes alternativas de energia, como a energia eólica, para gerar eletricidade. O governo federal dos EUA apoiou a pesquisa e o desenvolvimento de grandes turbinas eólicas. No início dos anos 80, milhares de turbinas eólicas foram instaladas na Califórnia, principalmente devido às políticas federais e estaduais que incentivavam o uso de fontes de energia renováveis. Na Europa já existia bastante desenvolvimento na área e em 1983 a *The European Wind Energy Association (EWEA)* se une à *British Energy Association (BWEA)*, como destacado na notícia apresentada na Figura 2. Nas décadas de 1990 e 2000, o governo federal dos EUA estabeleceu incentivos para usar fontes de energia renováveis em resposta a uma preocupação renovada com o meio ambiente. O governo federal também forneceu financiamento para pesquisa e desenvolvimento para ajudar a reduzir o custo de turbinas eólicas e ofereceu incentivos fiscais e de investimento para projetos de energia eólica. Enquanto isso na mesma época, em 1991, já existia a construção do primeiro parque eólico *offshore* em Vindeby como pode ser visto na figura 3.

Além disso, os governos estaduais dos EUA adotaram novos requisitos para a geração

Figura 1 – Uma das primeiras turbinas eólicas instaladas.



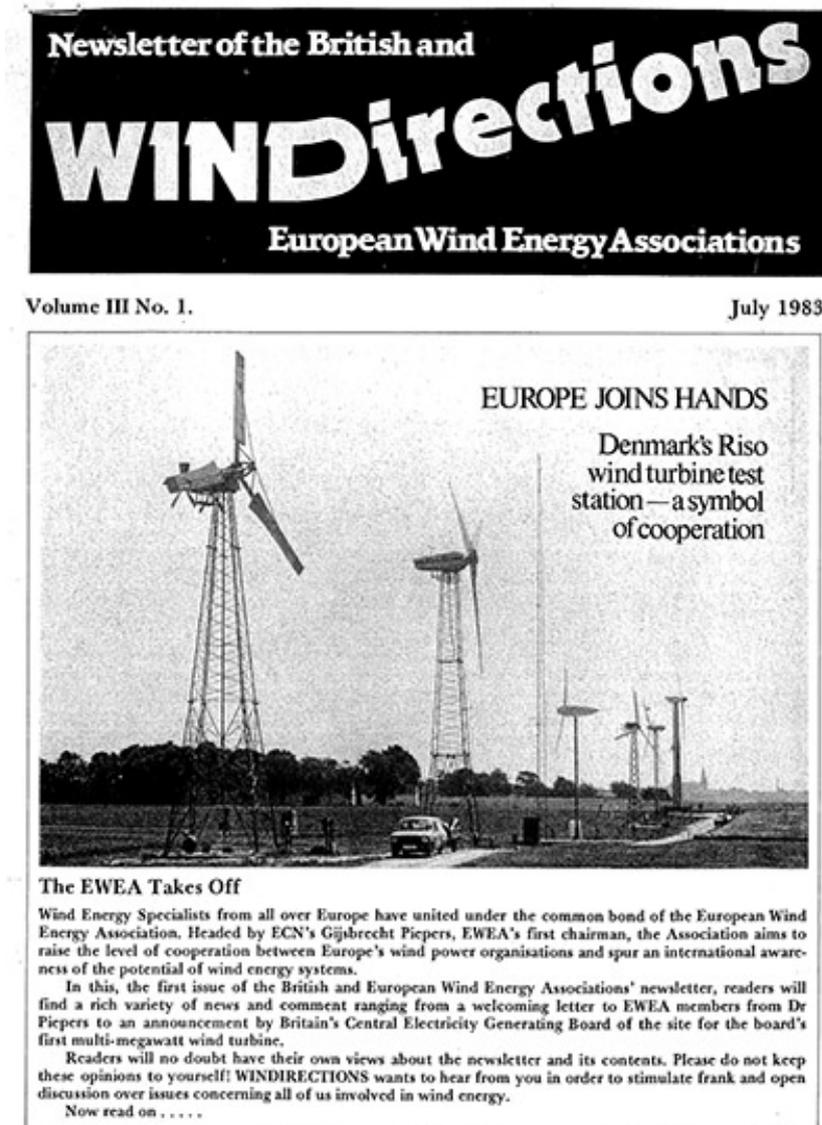
Fonte: Windeurope ASBL (2019).

de eletricidade a partir de fontes renováveis, e os comerciantes e concessionárias de energia elétrica começaram a oferecer eletricidade gerada a partir do vento e de outras fontes de energia renovável a seus clientes. Essas políticas e programas resultaram em um aumento no número de turbinas eólicas e na quantidade de eletricidade gerada a partir da energia eólica. A participação da geração de eletricidade nos EUA a partir do vento em 1990 foi inferior a 1%. Em 2018, a participação da geração de eletricidade nos EUA a partir do vento foi de quase 7%.

Os incentivos na Europa resultaram em uma grande expansão do uso de energia eólica. Durante o início do século 21 a tendência de crescimento é bastante perceptível como pode-se ver no gráfico da figura 4.

A partir da análise do artigo *Future emerging technologies in the wind power sector: A European perspective* (WATSON ALBERTO MORO, 2019), fica claro que existem vários desafios transversais que podem ser identificados. Em alguns casos, há a necessidade de desenvolver materiais de baixo custo de produção, duráveis e leves. Esse é um desafio particular

Figura 2 – Publicação de Wind Directions.



Fonte: Windeurope ASBL (2019).

para os dispositivos de energia eólica aerotransportados de asa mole, lâminas de tecido e dispositivos de coleta de energia em pequena escala. O desenvolvimento de estratégias avançadas de controle é um desafio significativo em vários casos, incluindo dispositivos flutuantes, geradores de energia eólica no ar, dispositivos com vários rotores e rotores inteligentes. O controle avançado provavelmente será um facilitador essencial para o dimensionamento do tamanho de vários dos dispositivos revisados.

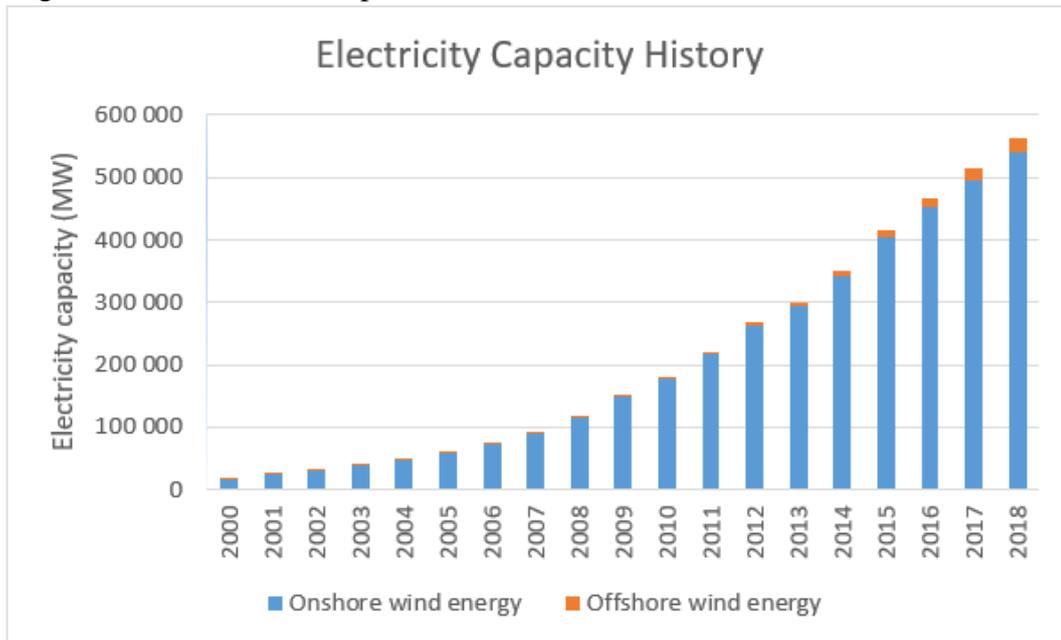
Isso precisa ser complementado por uma melhor compreensão da aerodinâmica instável que resulta da interação complexa entre o fluxo turbulento e o aerogerador eólica. Contemplando esta meta, o objetivo principal deste projeto é desenvolver um simulador do *Doubly Fed Induction Generator (DFIG)* no software Scilab utilizando a editor gráfico XCOS,

Figura 3 – Primeiro parque eólico offshore do mundo.



Fonte: Windeuorpe ASBL (2019).

Figura 4 – Histórico de Capacidade Elétrica Mundial



Fonte: IRENA (2019).

e simular em diferentes perfis de vento encontrados no Ceará, utilizando-se de equações de máquinas elétricas e de aerodinâmica do vento.

O projeto foi dividido em cinco capítulos. No Capítulo 3 serão demonstradas as equações que modelam o DFIG. O Capítulo 4 descreve o estudo dos diferentes perfis de vento encontrados no Ceará. O Capítulo 5 descreve o modelo computacional utilizado para simular o aerogerador, bem como o procedimento adotado para o cálculo das funções. No Capítulo 6 são discutidos os resultados obtidos das análises visando encontrar os melhores locais para a

construção de parque eólico no Ceará. Por fim, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões, bem como sugestões para trabalhos futuros.

2 HISTÓRIA DO DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA EÓLICA

O primeiro desenvolvimento da utilização da energia eólica para geração de energia elétrica ocorreu na Dinamarca no século 19, quando Poul La Cour introduziu os princípios básicos da tecnologia dos aerogeradores. O conceito de aerogerador desenvolvido foi de grande interesse industrial, sendo assim, em 1903, Poul fundou a *Danish Wind Electricity Society* e publicou um jornal bimestral sobre energia eólica. Ele também treinou pelo menos 20 eletricitistas por ano em Askov, onde aprenderam teoria, manutenção e desenvolvimento de moinhos de vento.

A primeira grande máquina eólica a gerar eletricidade (uma turbina eólica de baixa velocidade e alta solidez foi instalada em Cleveland, Ohio, em 1888, enquanto durante os estágios finais da Primeira Guerra Mundial, o uso de máquinas de 25 kW em toda a Dinamarca foi generalizado. O desenvolvimento adicional de aerogeradores nos EUA foi inspirado no *design* de hélices de aviões e asas de monoplane, enquanto os esforços subsequentes na Dinamarca, França, Alemanha e Reino Unido (durante o período entre 1935 e 1970) mostraram a viabilidade do uso de turbinas eólicas em grande escala. Os desenvolvimentos europeus continuaram após a Segunda Guerra Mundial. Na Dinamarca, o moinho *Gedser* operou com sucesso até o início dos anos 1960, enquanto na Alemanha, uma série de projetos avançados de eixos horizontais foi desenvolvida.

Uma das grandes contribuições ao desenvolvimento de aerogeradores foi feita na década de 1920 com o artigo "*Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren*" ("Limite Teórico para Melhor Utilização do Vento por Motores Eólicos") e o livro "*Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*" ("Energia Eólica e seu uso por moinhos de vento") ambos publicados pelo engenheiro Albert Betz que fornece um bom relato da compreensão da energia eólica e das turbinas eólicas naquele período. A lei de Betz afirma que, independentemente do projeto de uma turbina eólica, apenas 16/27 (ou 59%) da energia cinética do vento pode ser convertida em energia mecânica.

Um dos marcos mais importantes da história da energia eólica coincide com o envolvimento do governo dos EUA na pesquisa e desenvolvimento desta área após a crise do petróleo de 1973. A seguir, nos anos entre 1973 e 1986, o mercado comercial de turbinas eólicas evoluiu de doméstico e agrícola (10 e 25 kW) para aplicações em parques eólicos interconectados (50 e 600 kW). Nesse contexto, o primeiro surto de penetração de energia eólica em larga escala foi encontrado na Califórnia, onde mais de 16.000 máquinas, variando de 20 a 350 kW (um

total de 1,7 *GW*), foram instaladas entre 1981 e 1990, como resultado dos incentivos (como o investimento federal e os créditos de energia) concedidos pelo governo dos EUA. Por outro lado, no norte da Europa, as instalações de parques eólicos aumentaram constantemente nos anos 80 e 90, com o custo mais alto da eletricidade e os excelentes recursos eólicos que levaram à criação de um mercado pequeno, mas estável. Após 1990, a maioria das atividades de mercado mudou para a Europa, com os últimos vinte anos trazendo a energia eólica para a linha de frente do cenário global, com grandes empreendedores de todas as regiões do mundo.

2.1 Histórico da energia eólica no Brasil e no estado do Ceará

A primeira turbina eólica instalada no Brasil foi em Fernando de Noronha em 1992 como pode ser visto na Figura 14, cujo projeto foi realizado pelo Grupo de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), com financiamento do *Folkecenter* (um instituto de pesquisa dinamarquês), em parceria com a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE). A turbina possuía um gerador assíncrono de 75 *kW*, rotor de 17 m de diâmetro e torre de 23 m de altura. Na época em que foi instalada, a geração de eletricidade dessa turbina correspondia a cerca de 10% da energia gerada na Ilha, proporcionando uma economia de aproximadamente 70.000 litros de óleo diesel por ano.

A Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig) foi a primeira concessionária brasileira a instalar uma usina eólica conectada ao sistema elétrico integrado, a Usina Eólio-Elétrica Experimental Morro do Camelinho, em 1994. Localizada no município de Gouveia, em Minas Gerais, a usina possui quatro geradores eólicos com 250 *kW* de potência em cada, totalizando 10 *MW*.

Atualmente o Brasil possui mais de 500 usinas eólicas, e equivalente a 12,7 *GW* de potência outorgada. De acordo com os dados do relatório fornecido pelo (COUNCIL, 2019) em 2016 o país era provedor de 10,74 *MW* com o acréscimo de 2,02 *MW* no ano seguinte (2017) na capacidade instalada, chegou ao resultado de primeiro lugar na América Latina.

No Nordeste, em especial o litoral e região serrana do Ceará e o estado do Rio grande do Norte, desde o início dos primeiros estudos sempre mostraram grande potencialidade em bons ventos. Por isso, para se aproveitar do potencial eólico é necessário a implantação de parques eólicos. Os estudos já realizados quanto a potencialidade dos ventos do Nordeste constatava que a velocidade dos ventos a 50 m de altura chegam acima de 8 m/s. Dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

Figura 5 – Primeira turbina eólica de Fernando de Noronha.

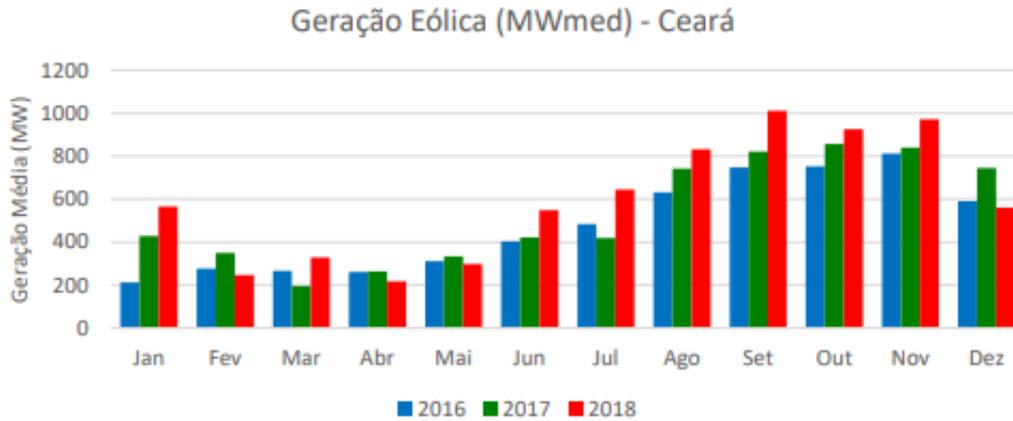


Fonte: Eletricidade (2019)

Observa-se que o Ceará participa ativamente perante esse cenário energético, o ingresso a essa fonte de energia ganha cada vez mais espaço principalmente como auxílio aos estados nordestinos que sempre lidaram com a escassez hídrica. O nordeste brasileiro possui um vasto potencial eólico, tornando-se proveitoso e rentável. Além dos resultados positivos na geração de energia, também pode-se observar os benefícios ao meio ambiente, no ano de 2018 houve uma redução de 20 milhões de toneladas de emissão de CO₂ e geração de 180 mil oportunidades de trabalho (EÓLICA, 2019). Dada a importância as fontes renováveis de energia, o Ceará por muito tempo ocupou o primeiro lugar em potência instalada, em 2014 perdeu o posto para o Rio Grande do Norte (751,6 MW), enquanto o Ceará com 595,3 MW. Na Figura 6 é possível observar a evolução dos últimos três anos em geração de energia eólica no estado.

Em 2018 foram registradas mais de 75 usinas eólicas em operação no Estado, que somam uma potência superior a 1,9 GW Econômica (2019).

Figura 6 – Geração eólica nos últimos 3 anos em periodicidade mensal para o estado do Ceará.



Fonte: Elétrico (2019)

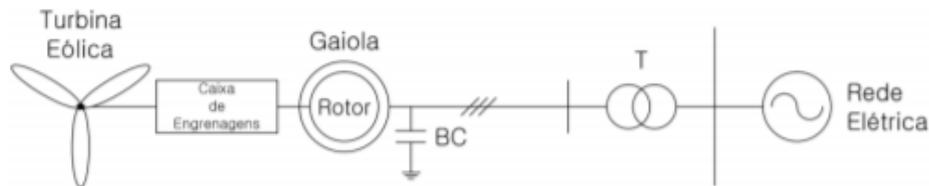
2.2 Turbinas eólicas de velocidade Fixas e Variáveis

Diversas tecnologias de sistemas eólicos foram rapidamente desenvolvidas nas duas últimas décadas do século anterior. Pode-se classificar as turbinas eólicas levando como parâmetro diversas variáveis: quando a velocidade de rotação é levada em conta, os conceitos são classificados em velocidade fixa e velocidade variável. Quando a regulação de velocidade é considerada, eles podem ser classificados em controle por estol (*stall*), controle por variação do ângulo de passo (*pitch*), ou ainda, controle por estol ativo (*stall*). Quando se fala em trem de acionamento, os conceitos podem ser classificados em acionados por caixa de engrenagens ou sistemas eólicos acionados diretamente pela turbina. Os mais populares e aderidos por fabricantes foram os sistemas eólicos de velocidade fixa com gerador de indução em gaiola e sistemas eólicos de velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado (DFIG).

No caso de turbinas eólicas de velocidade fixa, o conjunto do conversor eletromecânico é completado basicamente com caixa de engrenagens de múltiplos estágios e gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo, podendo ter a velocidade regulada por *stall*, *active stall*, ou ainda, por *pitch*. Já no caso de turbinas eólicas de velocidade variável, a regulação de velocidade por *pitch*, caixa de engrenagens com múltiplos estágios e diferentes tipos de geradores completam o conceito. O primeiro dominou as décadas de 80 e 90 por ser uma tecnologia com significativa capacidade de potência para época, com operação robusta e boa estabilidade de velocidade em condições normais de operação. A Figura 7 corresponde ao diagrama do sistema eólico de velocidade fixa.

Com o andamento do desenvolvimento da eletrônica de potência, aumento da capaci-

Figura 7 – Diagrama de turbina com velocidade Fixa.



Fonte: Abad Jesús López (2011)

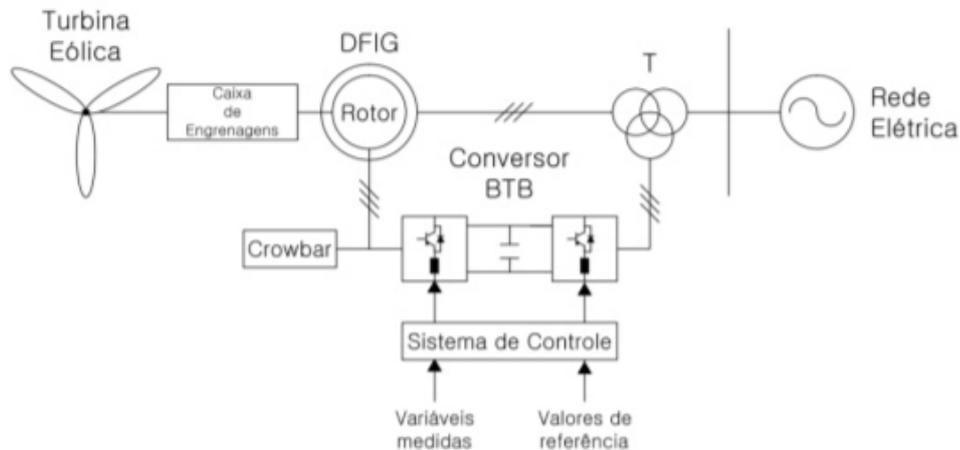
idade dos parques eólicos e mudança nas diretrizes dos códigos de rede como forma de melhorar a qualidade de energia gerada pelos empreendimentos conectados aos sistemas elétricos, a tecnologia de velocidade variável começou a ganhar espaço, por adequar-se muito mais facilmente aos novos desafios impostos pelo setor elétrico. No caso do sistema eólico de velocidade variável com *DFIG* o estator está conectado de forma direta à rede elétrica e o rotor de maneira indireta, por meio do conversor *back-to-back*, composto por dois conversores estáticos, responsáveis pelos controles da máquina.

O acoplamento entre a turbina eólica e o gerador também é realizado por intermédio da caixa de engrenagens. O conversor que opera do lado do rotor controla a frequência da tensão nele aplicada, o que possibilita a operação da máquina para uma expressiva faixa de velocidades de vento. O modo de operação do gerador duplamente alimentado também permite a compensação de potência reativa em algum ponto do sistema de potência e controle suave da potência ativa gerada. O aerogerador possui elevada capacidade de controle da potência por ele produzida, no entanto, espera-se que ele mantenha essa capacidade sob determinadas condições de falta e isso pode significar uma estratégia de controle bastante complexa.

A figura 8 corresponde ao diagrama do sistema eólico de velocidade variável, com gerador de indução duplamente alimentado. A alimentação dos enrolamentos do rotor demanda o uso de escovas e anéis coletores. Isso configura uma desvantagem para o sistema de geração, tendo em vista o custo adicional com manutenção, além de comprometer a confiabilidade e eficiência do sistema.

Outra desvantagem do esquemático apresentado na Figura 8 é a conexão direta do estator da máquina à rede elétrica. Isso implica que distúrbios na rede elétrica afetarão diretamente o bom funcionamento do sistema, exigindo estratégias de controle sofisticadas para a manutenção da estabilidade do sistema. Configurações de aerogeradores que utilizam um conversor estático como interface entre o estator da máquina e a rede elétrica não estão sujeitas a esse tipo de situação, embora o dimensionamento dos conversores resultem em um aumento no custo dos mesmos.

Figura 8 – Diagrama de turbina com velocidade variável.



Fonte: Abad Jesús López (2011)

2.3 Conceitos relacionados a manufatura de turbinas eólicas

Observa-se que os principais componentes das turbinas eólicas são os seguintes:

- Nacele: contém os principais componentes da turbina eólica, incluindo a caixa de engrenagens e o gerador elétrico. O pessoal de serviço pode entrar na Nacele a partir da torre da turbina.
- Pás do rotor: capturam o vento e transferem sua energia ao rotor. Em uma moderna turbina eólica de 100 kW, cada lâmina do rotor mede cerca de 27 metros (80 pés) de comprimento e é projetada utilizando conceitos de aerodinâmica similares a de uma asa de avião.
- *Hub*: é conectado ao eixo de baixa velocidade da turbina eólica.
- Eixo de baixa velocidade: conecta o *Hub* do rotor à caixa de engrenagens. O eixo contém tubos para o sistema hidráulico para permitir a operação dos freios aerodinâmicos.
- Caixa de engrenagens: conecta o eixo de baixa velocidade e o eixo de alta velocidade com o intuito de multiplicar a velocidade do eixo correspondendo a uma determinada relação encontrada dentro da caixa de engrenagens.
- Eixo de alta velocidade com freio mecânico: aciona o gerador elétrico. É equipado com um freio a disco mecânico de emergência. O freio mecânico é usado em caso de falha do freio aerodinâmico ou quando a turbina está em manutenção.
- Gerador elétrico: quando utilizado, o DFIG que apresenta como características:

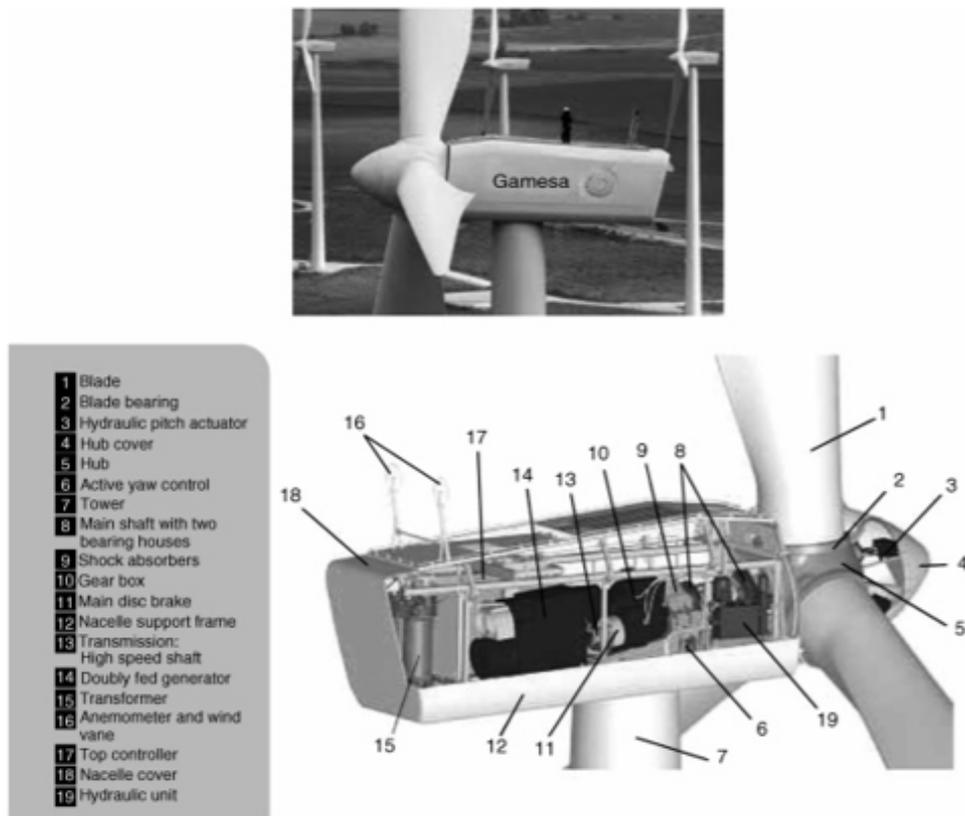
Um estator cilíndrico que possui na face interna um conjunto de *slots*, nos quais estão localizados os enrolamentos trifásicos, criando um campo magnético no espaço de ar com dois ou três pares de polos. Um rotor cilíndrico que possui na face externa um conjunto de *slots*, nos quais estão localizados os enrolamentos trifásicos, criando um campo magnético no espaço de ar do mesmo par de polos que o estator. O campo magnético desenvolvido pelos enrolamentos do estator e rotor deve girar na mesma velocidade, mas existe a mudança de fase para alguns graus em função do torque criado pela máquina. (ABAD JESÚS LÓPEZ, 2011)

- *Yaw*: O mecanismo de *yaw* usa motores elétricos para girar a nacela com o rotor contra o vento. É operado pelo controlador eletrônico que detecta a direção do vento usando o *wind vane*. Normalmente, a turbina gira apenas alguns graus de cada vez, quando o vento muda de direção.
- Controlador eletrônico: contém um computador que monitora continuamente as condições da turbina eólica e controla o mecanismo de *yaw*. Em caso de mau funcionamento, por exemplo, superaquecimento da caixa de engrenagens ou do gerador, ele para automaticamente o aerogerador e liga para o computador do operador da turbina através de uma conexão com o modem telefônico.
- Sistema hidráulico: é usado para reiniciar os freios aerodinâmicos da turbina eólica.
- Unidade de resfriamento: contém um ventilador elétrico usado para resfriar o gerador elétrico. Além disso, contém uma unidade de resfriamento dedicada ao resfriamento do óleo lubrificante da caixa de engrenagem. Algumas turbinas possuem geradores resfriados a água.
- Torre: transporta a nacela e o rotor. Geralmente, é uma vantagem ter uma torre alta, pois a velocidade do vento aumenta proporcionalmente com a altitude. As torres podem ser tubulares ou de treliça. As torres tubulares são mais seguras para o pessoal que precisa manter as aerogeradores, pois podem usar uma escada interna para chegar ao topo da turbina. A vantagem das torres de treliça é, principalmente, o fato de ser baixo o custo de aquisição.
- Anemômetro e *wind vane*: são utilizados para medir a velocidade e a direção do vento. Os sinais eletrônicos do anemômetro são usados pelo controlador eletrônico do aerogerador para iniciar a turbina eólica quando a velocidade do

vento um determinado valor mínimo. Os computadores param a turbina eólica automaticamente se a velocidade do vento exceder uma velocidade máxima para proteger a turbina e seus arredores. Os sinais do *wind vane* são usados pelo controlador eletrônico da turbina eólica para girar a turbina na angulação de melhor desempenho do vento.

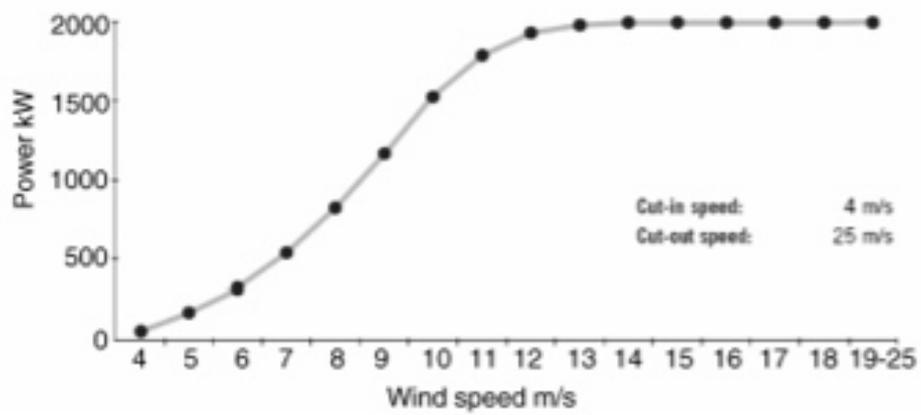
A Figura 9 mostra um exemplo de um modelo de aerogerador fabricado pela empresa Gamesa, destacando os principais componentes do mesmo. A Figura 10 mostra a curva de potência referente ao mesmo modelo de aerogerador.

Figura 9 – Principais componentes de uma nacela.



Fonte: Abad Jesús López (2011)

Figura 10 – Curva de potência.



Fonte: Abad Jesús López (2011)

3 MODELAGEM DFIG

Nessa seção vai ser descrito o modelo do DFIG, para isso é preciso entender não apenas o estado estacionário como também os comportamentos dinâmicos e transitórios da máquina. Esse comportamento dinâmico explica e define o comportamento das variáveis da máquina nos períodos de transição e no estado estacionário. Dessa forma, usando as informações fornecidas pelo modelo dinâmico, é possível saber como será alcançada a transição de um estado para outro, permitindo detectar comportamentos inseguros, como instabilidades ou elevadas correntes transitórias.

Consequentemente, o modelo dinâmico, representado em geral na forma de equações diferenciais, é frequentemente estruturado como um conjunto compacto de equações de modelo, permitindo que ele seja simulado por software baseado em computador e fornecendo todas as informações relacionadas às variáveis da máquina (ABAD JESÚS LÓPEZ, 2011).

3.1 Conceitos Básicos do DFIG

A máquina de indução duplamente alimentada (DFIM) é o elemento crucial da turbina eólica, sendo tratada como uma máquina, em geral, que pode operar nos dois modos - geração e motorização. No entanto, na operação normal de uma turbina eólica, ela funciona como um gerador com o nome de DFIG, convertendo a energia dos ventos em energia elétrica.

O DFIG consiste em dois conjuntos de enrolamento trifásicos: um localizado no estator e outro no rotor. Esses dois enrolamentos trifásicos precisam ser alimentados de forma independente e podem ser alimentado bidirecionalmente com energia. Os enrolamentos trifásicos do rotor podem ser conectados na configuração estrela ou delta e são alimentados graças às escovas e ao conjunto do anel deslizante. O estator é composto por três enrolamentos espaçados de 120 graus e p pares de polos. Quando esses três enrolamentos do estator são alimentados por uma tensão trifásica equilibrada de frequência f_s , o fluxo do estator é induzido. Esse fluxo do estator gira a velocidade constante. Ou seja, à velocidade síncrona (n_s) é dada pela expressão:

$$n_s = 120 \frac{f_s}{p} \quad (3.1)$$

Em princípio, esse campo girante induz um campo eletromagnético nos enrolamentos

do rotor de acordo com a lei de Faraday:

$$e_{ind} = (v \times B)L \quad (3.2)$$

Devido a essa tensão induzida nos enrolamentos do rotor e a tensão que pode ser injetada externamente através das escovas, uma corrente é induzida nos enrolamentos do rotor. Essa corrente, de acordo com a lei de Laplace, cria uma força induzida no rotor da máquina:

$$F = i \cdot (L \times B) \quad (3.3)$$

A tensão induzida no rotor depende da relação entre a velocidade de rotação do fluxo do estator e a velocidade de rotação do rotor onde é obtido pela relação:

$$\omega_r = \omega_s - \omega_m \quad (3.4)$$

$$\omega_m = p\Omega_m \quad (3.5)$$

Em operação normal no estado estacionário, uma vez que, as tensões e correntes induzidas nos enrolamentos do rotor têm uma determinada frequência angular, a tensão fornecida externamente no rotor também deve ter a mesma frequência angular. Logo, o termo comumente usado para definir a relação entre a velocidade do estator e a frequência angular do rotor é o escorregamento, S :

$$s = (\omega_s - \omega_m) / \omega_s \quad (3.6)$$

Combinando as expressões, a relação entre o escorregamento, a frequência angular do estator e a frequência angular do rotor obteve-se o seguinte valor:

$$\omega_r = s \cdot \omega_s \quad (3.7)$$

Dependendo do sinal do escorregamento, é possível distinguir três modos de operação diferentes para a máquina:

$$\omega_m < \omega_s \Rightarrow \omega_r > 0 \Rightarrow s > 0 \Rightarrow \text{Operação subsíncrona}$$

$$\omega_m > \omega_s \Rightarrow \omega_r < 0 \Rightarrow s < 0 \Rightarrow \text{Operação supersíncrona}$$

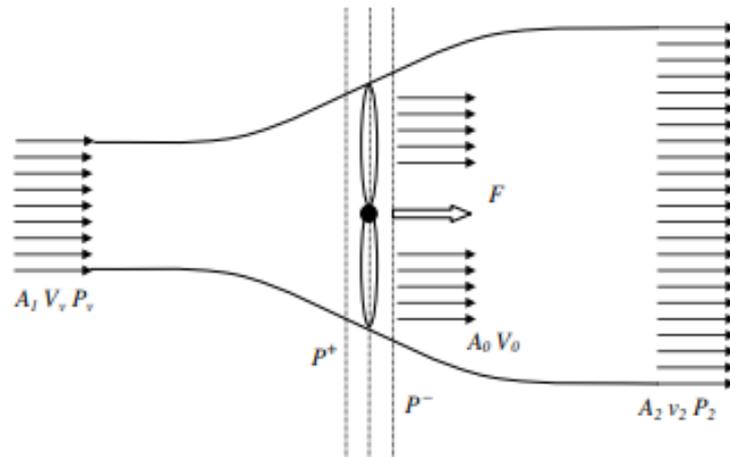
$$\omega_m = \omega_s \Rightarrow \omega_r = 0 \Rightarrow s = 0 \Rightarrow \text{Operação síncrona}$$

3.1.1 Aerodinâmica das turbinas eólicas

A teoria do disco do atuador explica o processo de extração da energia cinética no vento, com base nos balanços de energia e na aplicação da equação de Bernoulli. A energia de captura do vento do rotor é vista como um disco poroso, o que causa uma diminuição no momento do fluxo de ar, resultando em um salto de pressão nas faces do disco e um reflexo dos fluxos a jusante. A teoria do momento é usada para estudar o comportamento da turbina eólica e para fazer certas suposições. As suposições são de que o ar é incompressível, o movimento do fluido é constante e as variáveis estudadas têm o mesmo valor em uma determinada seção do tubo de ar da corrente. (ABAD JESÚS LÓPEZ, 2011)

A potência contida na forma de energia cinética no vento que cruza a uma velocidade V_v , superfície A_1 da figura 11, é expressa por:

Figura 11 – Esquemático representando o fluxo de vento em uma turbina eólica.



Fonte: Abad Jesús López (2011)

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A_1 V_v^3 \quad (3.8)$$

A turbina eólica pode recuperar apenas uma parte dessa energia, que pode ser obtida através da equação:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p V_v^3 \quad (3.9)$$

onde R é o raio da turbina eólica e C_p é o coeficiente de potência, um parâmetro adimensional que expressa a eficácia da turbina eólica na transformação da energia cinética do

vento em energia mecânica. Para uma turbina eólica, esse coeficiente é uma função da velocidade do vento, da velocidade de rotação da turbina e do ângulo de inclinação.

$$\lambda = \frac{R\Omega_m}{V_v} \quad (3.10)$$

Na Figura 3.10 R é o comprimento das pás (raio do rotor da turbina) e Ω_m é a velocidade angular do rotor. O valor máximo teórico de C_p é dado pelo limite de Betz, já apresentado no capítulo anterior, que representa 0.593.

O torque do rotor é obtido a partir relação entre a potência e a velocidade de rotação da turbina, como é observado na Figura 3.11 onde C_t é o coeficiente de torque. Os coeficientes de potência e torque estão relacionados pela equação 3.12.

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} \quad (3.11)$$

$$C_p = \lambda \cdot C_t(\lambda) \quad (3.12)$$

Usar o modelo resultante da teoria do momento requer conhecimento das expressões de C_p e C_t . Essas expressões dependem principalmente das características geométricas das pás. Eles são adaptados às características específicas do local, à potência nominal desejada e ao tipo de controle (*pitch* ou *stall*) e à operação em velocidade variável ou fixa da turbina eólica.

3.1.2 Modelo de aerogerador com velocidade variável

O modelo de aerogerador proposto é composto pelos seguintes sistemas:

- Modelo aerodinâmico: avalia o torque da turbina em função da velocidade do vento e da velocidade angular da turbina;
- Sistema de *Pitch*: avalia a dinâmica do ângulo de *Pitch* em função da referência estabelecida;
- Sistema mecânico: avalia a velocidade angular do gerador e da turbina em função do torque da turbina e do torque do gerador;
- Conversor de potência: transformam o torque do gerador em uma corrente da rede em função da rede de tensão;

- Sistema de controle: avalia as referências de torque do gerador, ângulo do *pitch* e potência reativa em função da velocidade do vento e da tensão da rede.

3.2 Sistema mecânico de uma turbina eólica

A representação mecânica de toda a turbina eólica é complexa. Os elementos mecânicos de uma turbina eólica e as forças sofridas ou transmitidas através de seus componentes são muito numerosos.

Portanto, é necessário escolher a dinâmica a representar e os valores típicos de seus parâmetros característicos. A primeira é a frequência ressonante do trem de força. O trem de transmissão de energia é constituído pelas pás ligadas ao cubo, acopladas ao eixo lento, que está ligado à caixa de engrenagens, que multiplica a velocidade de rotação do eixo rápido conectado ao gerador.

$$\Omega_{tar} = N\Omega_t \quad (3.13)$$

$$T_{tar} = \frac{T_t}{N} \quad (3.14)$$

3.3 Sistema de *pitch*

O controlador de *pitch* é projetado para girar todas as lâminas no mesmo ângulo ou cada uma delas independentemente. A regulação independente oferece mais graus de liberdade ao sistema de controle. Esta operação em particular reduziria as tensões nas lâminas. A regulação independente das pás é uma inovação importante que trará mais inteligência ao sistema de controle de turbinas eólicas.

Ao estudar um sistema de controle dinâmico, um passo da lâmina envolve muitos torques e forças. A representação desses torques requer modelagem da dinâmica estrutural da lâmina, o comportamento do ar ao redor das lâminas ou a inclusão de atrito nos mancais.

A abordagem mais padrão é representar o malha de controle, a taxa de variação do ângulo de *pitch* e um sistema linear de primeira ordem que contém as principais dinâmicas do atuador (hidráulico ou elétrico)

De fato, ao modelar o controle de *pitch*, é muito importante modelar a taxa de mudança desse ângulo. Dado o esforço sustentado pelas lâminas, a variação do *pitch* deve ser limitada.

A regulação do ângulo da lâmina é modelada, por um controlador PI que gera uma taxa de referência de mudança de passo; essa referência é limitada e um sistema de primeira ordem fornece o comportamento dinâmico do controle de velocidade da variação de afinação. O próprio ângulo de inclinação é obtido através da integração da variação do ângulo.

3.4 Controle de turbina eólica

O controle de uma turbina eólica de velocidade variável é necessário para calcular as referências de torque do gerador e ângulo de inclinação do *pitch*, a fim de atender os seguintes requisitos de extrair a energia máxima do vento e manter a turbina em modo de operação seguro (potência, velocidade e torque abaixo dos limites)

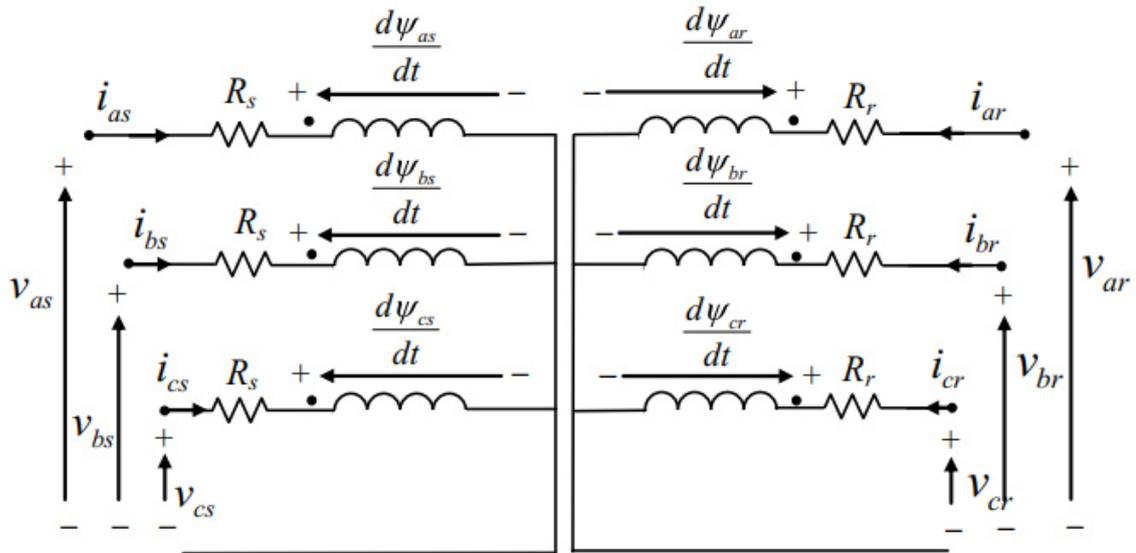
Devido a complexidade de compreender as cargas mecânicas, destacou-se apenas os aspectos relacionados à extração de energia e o controle da velocidade e potência. Esse controle é independente da tecnologia do gerador e pode ser simulado sem modelar a máquina elétrica, os conversores de energia e os controles associados, incluindo apenas a dinâmica do torque como um sistema de primeira ordem.

3.5 Modelo dinâmico

O modelo DFIM e, conseqüentemente, do DFIG simplificado e idealizado pode ser descrito como três enrolamentos no estator e três enrolamentos no rotor. Esses enrolamentos são uma representação ideal da máquina real, o que ajuda a derivar um circuito elétrico equivalente.

Como visto na Figura 12 onde R_s é a resistência do estator; $i_{as}(t)$, $i_{bs}(t)$ e $i_{cs}(t)$ são as correntes estatoras das fases a, b e c; $v_{as}(t)$, $v_{bs}(t)$ e $v_{cs}(t)$ são as tensões aplicadas no estator; $\Psi_{as}(t)$, $\Psi_{bs}(t)$ e $\Psi_{cs}(t)$ são os fluxos do estator. As magnitudes elétricas do lado do estator, no estado estacionário, têm uma frequência angular sinusoidal constante, os, a frequência angular imposta pela grade. Da mesma forma, as magnitudes do rotor são descritas pelas equações 3.16

Figura 12 – Circuito equivalente do modelo



Fonte: Abad Jesús López (2011)

$$\begin{aligned}
 v_{as}(t) &= R_s i_{as}(t) + \frac{d\vec{\Psi}_{as}(t)}{dt} \\
 v_{bs}(t) &= R_s i_{bs}(t) + \frac{d\vec{\Psi}_{bs}(t)}{dt} \\
 v_{cs}(t) &= R_s i_{cs}(t) + \frac{d\vec{\Psi}_{cs}(t)}{dt}
 \end{aligned} \tag{3.15}$$

Nas equações 3.16 R_r é a resistência do rotor referida ao estator; $i_{ar}(t)$, $i_{br}(t)$ e $i_{cr}(t)$ são as correntes de rotor do estado referidas das fases a, b e c; $v_{ar}(t)$, $v_{br}(t)$ e $v_{cr}(t)$ são o rotor referido no estator tensões e $c_{ar}(t)$, $c_{br}(t)$ e $c_{cr}(t)$ são os fluxos do rotor. Sob condições de operação em estado estacionário, as magnitudes do rotor têm frequência angular constante, ou onde ω_m é a frequência angular elétrica da máquina. Da mesma forma, ω_m é a velocidade angular mecânica, relacionada à frequência elétrica por meio de um par de polos, p :

$$\begin{aligned}
 v_{ar}(t) &= R_r i_{ar}(t) + \frac{d\vec{\Psi}_{ar}(t)}{dt} \\
 v_{br}(t) &= R_r i_{br}(t) + \frac{d\vec{\Psi}_{br}(t)}{dt} \\
 v_{cr}(t) &= R_r i_{cr}(t) + \frac{d\vec{\Psi}_{cr}(t)}{dt}
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

Para obter o modelo $\alpha\beta$ foi preciso derivar as equações que representam o modelo do DFIM, utilizando a teoria de vetor de espaços. A notação de vetor de espaços é comumente aplicada a máquinas CA para representar as magnitudes de seus fluxos, tensões, e corrente de

forma compactada. Usando a representação vetor espacial, é possível derivar modelos e obter as equações diferenciais que representam seu comportamento, de uma maneira mais simples do que a representação trifásica clássica. As equações que representam as magnitudes das três fases podem ser escritas:

$$\begin{aligned}x_a &= X \cos(\omega t + \phi) \\x_b &= X \cos(\omega t + \phi - \frac{2\pi}{3}) \\x_c &= X \cos(\omega t + \phi + \frac{2\pi}{3})\end{aligned}\tag{3.17}$$

Esse sistema trifásico pode se representado em um plano como um vetor que gira na velocidade angular, através da origem dos eixos deslocados de 120 graus, onde a projeção do espaço vetorial em cada um dos eixos fornece as magnitudes instantâneas x_a , x_b e x_c .

Então, é possível obter uma expressão que represente o vetor de espaço:

$$\vec{x} = |\vec{x}| e^{j(\omega t + \phi)}\tag{3.18}$$

Com base na notação do vetor espacial, as magnitudes do trifásico podem ser representadas pelo mesmo vetor espacial rotativo, por magnitudes de duas fases (x_a e x_b) no plano complexo, onde observa-se que a amplitude do vetor espacial deve ser igual a amplitude da representação trifásica, onde $a = e^{j(2\pi/3)}$:

$$\vec{x} = x_\alpha + jx_\beta = \frac{2}{3}(x_a + ax_b + a^2x_c)\tag{3.19}$$

Logo, os componentes $\alpha\beta$ do espaço vetorial podem ser calculados através das equações 3.20:

$$\begin{aligned}x_\alpha &= \frac{2}{3}(x_a - \frac{1}{2}x_b - \frac{1}{2}x_c) \\x_\beta &= \frac{1}{\sqrt{3}}(x_b - x_c)\end{aligned}\tag{3.20}$$

Através da manipulação das equações citadas previamente é possível obteve-se as equações resultantes das tensões do DFIM na forma de vetores espaciais como mostrado em 3.21 e 3.24

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\Psi}_s^s}{dt}\tag{3.21}$$

$$\vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\Psi}_r^r}{dt} \quad (3.22)$$

Onde o lado do estator é referenciado pelo subscrito "s" e o lado do rotor pelo subscrito "r". Logo a relação entre os fluxos e as correntes pode ser fornecido pela seguinte notação em vetor espacial:

$$\vec{\Psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s \quad (3.23)$$

$$\vec{\Psi}_r^s = L_m \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^s \quad (3.24)$$

Onde L_s e L_r são as indutâncias referentes ao lado do estator e do rotor respectivamente e L_m é a indutância de magnetização. Essas indutâncias estão relacionadas com a indutância de dispersão de cada um dos seus respectivos lados:

$$L_s = L_{\sigma s} + L_m \quad (3.25)$$

$$L_r = L_{\sigma r} + L_m \quad (3.26)$$

Se for utilizado o conceito já previamente discutido do vetor espacial obteve-se as seguintes expressões, onde $\vec{i}_r^r = e^{-j\theta_m} \vec{i}_s^s$:

$$\vec{\Psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m e^{-j\theta_m} \vec{i}_s^s \quad (3.27)$$

$$\vec{\Psi}_r^s = L_m \vec{i}_s^s + L_m e^{-j\theta_m} \vec{i}_s^s = L_m \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^r \quad (3.28)$$

Logo, transformando os vetores correspondentes para a referência do estator o modelo $\alpha \beta$ da máquina é obtido nas coordenadas do estator:

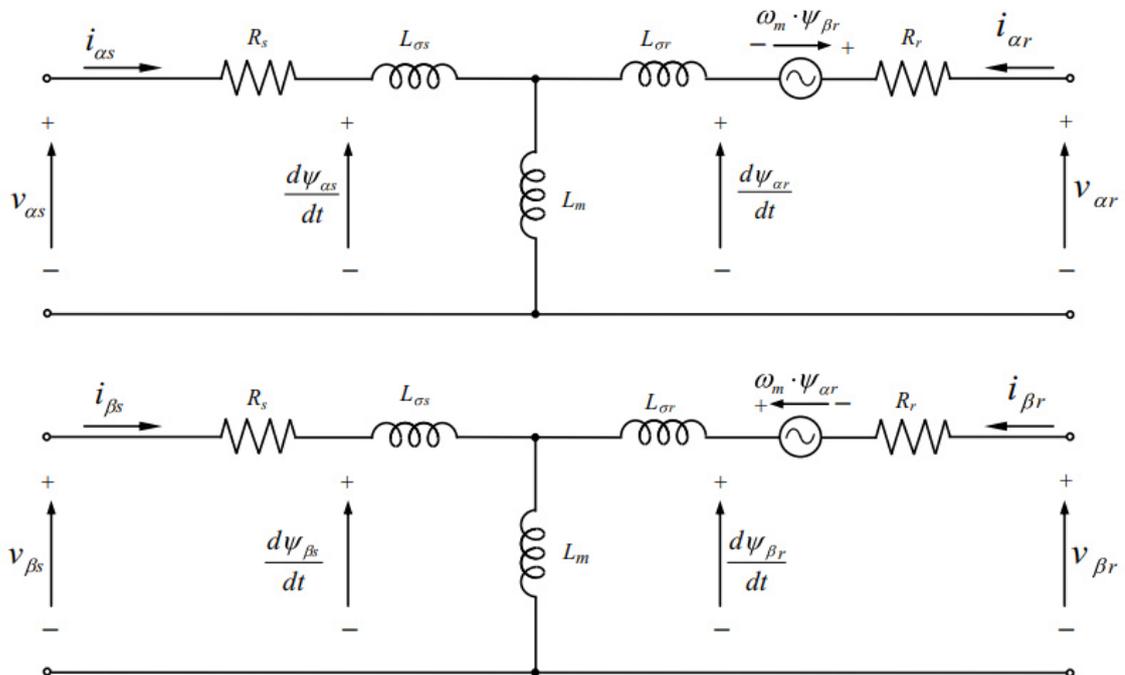
$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\Psi}_s^s}{dt} \quad (3.29)$$

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d\vec{\Psi}_r}{dt} - j\omega_m \vec{\Psi}_s \quad (3.30)$$

$$\vec{\Psi}_s = L_s \vec{i}_s + L_m \vec{i}_r \quad (3.31)$$

$$\vec{\Psi}_r = L_m \vec{i}_s + L_r \vec{i}_r \quad (3.32)$$

Figura 13 – Modelo do DFIM nas coordenadas do estator



Fonte: Abad Jesús López (2011)

Observando as equações do modelo é possível extrair as potências relacionadas ao lado do rotor e do lado do estator e o torque eletromagnético, onde σ é o coeficiente de dispersão. Para as potências ativa e reativa:

$$P_s = \frac{3}{2}(v_{\alpha s} i_{\alpha s} + v_{\beta s} i_{\beta s}) \quad (3.33)$$

$$P_r = \frac{3}{2}(v_{\alpha r} i_{\alpha r} + v_{\beta r} i_{\beta r}) \quad (3.34)$$

$$Q_s = \frac{3}{2}(v_{\beta s}i_{\alpha s} - v_{\alpha s}i_{\beta s}) \quad (3.35)$$

$$Q_r = \frac{3}{2}(v_{\beta r}i_{\alpha r} - v_{\alpha r}i_{\beta r}) \quad (3.36)$$

Para o torque com a manipulação das equações anteriores foi possível obter-se a seguinte equação:

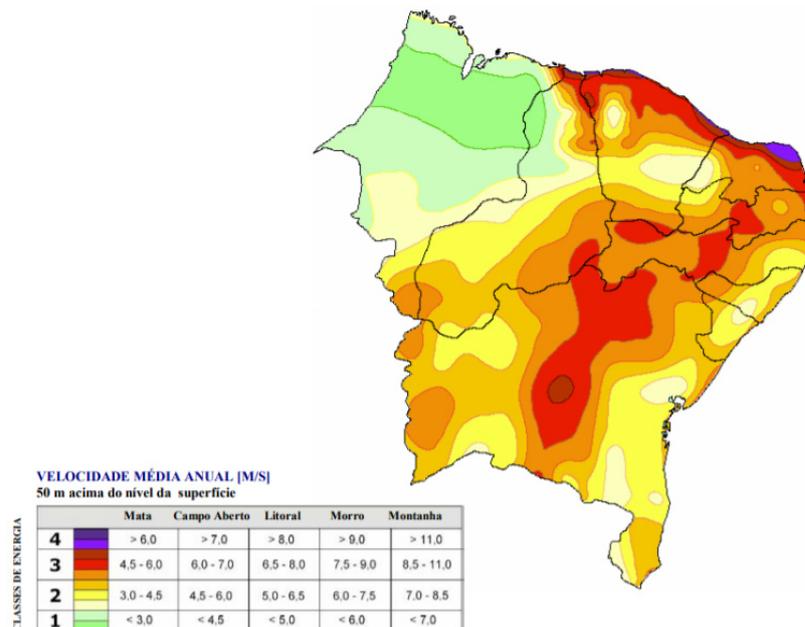
$$T_{em} = \frac{3}{2}p \frac{L_m}{L_s} (\Psi_{qs}i_{dr} - \Psi_{ds}i_{qr}) \quad (3.37)$$

4 PERFIS DE VENTO

Com a aceleração mundial do aproveitamento eólico-elétrico em escala e a instalação das primeiras usinas eólicas no Brasil iniciaram-se as primeiras medições anemométricas específicas para estudos de viabilidade. Foram instalados no Ceará e na ilha de Fernando de Noronha os primeiros anemômetros, no início dos anos 90, com o intuito de observar o potencial eólico na geração de eletricidade, onde já a partir das primeiras medições na região foi possível observar o potencial de geração relevante.

De acordo com o atlas do potencial eólico brasileiro obtido pelo (EÓLICA, 2019) em 2001 o vento no litoral se encontra na Zona Litorânea Norte-Nordeste do Ceará e a velocidade de seu vento são devido a dois principais fatores: os ventos alísios geralmente tornam-se mais fortes à medida que se afastam da Depressão Equatorial, as brisas marinhas são significativamente acentuadas ao sul dessa região em razão dos menores índices de vegetação e de umidade do solo, fazendo que a superfície do solo atinja temperaturas mais elevadas durante as horas de sol e, conseqüentemente, acentuando o contraste de temperaturas terra-mar e as brisas marinhas resultantes. As maiores velocidades médias anuais de vento ocorrem ao longo do litoral onde a circulação de brisas marinhas é especialmente intensa e alinhada com os ventos alísios de leste-sudeste.

Figura 14 – Atlas Eólico do Nordeste



Fonte: Eólica (2019)

4.1 Análise dos perfis de vento

Os dados de velocidade do vento utilizados nesse projeto foram coletados a partir do site pertencente ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) como pode ser observado na Figura 15 que tem estações de coletas instaladas em diversas áreas do território do estado do Ceará. Obteve-se os dados relacionados às estações: Acaraú, Barbalha, Campos Sales, Crateús, Fortaleza, Guaramiranga, Iguatu, Itapipoca, Jaguaribe, Jaguaruana, Morada Nova, Quixadá, Quixeramobim, Sobral, Tauá, Tianguá.

Os dados de velocidade do vento são constituídos de médias horárias. Foram analisados, no presente estudo, todos os dias entre 05/11/2018 a 05/11/2019. Devido a limitação do próprio site não foi possível coletar dados de mais de um ano anterior as datas atuais. Na Figura 15 é possível observar o exemplo de um equipamento de coleta de dados.

Figura 15 – Estação meteorológica.

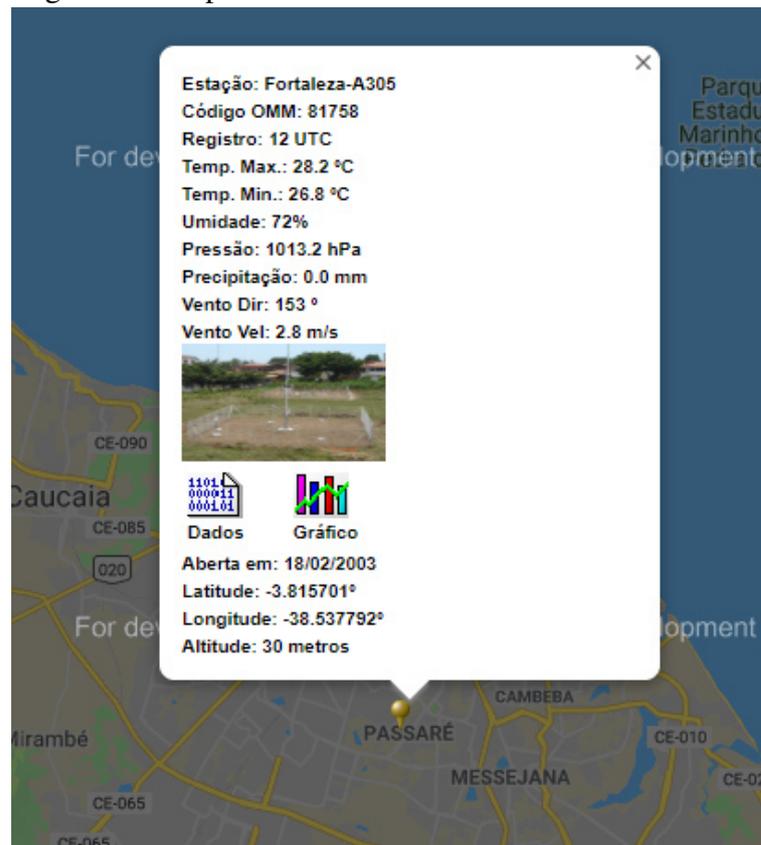


Fonte: Meteorologia (2019)

Com o objetivo de analisar diferentes perfis de vento buscou-se duas abordagens, a abordagem estatística e a abordagem através de um modelo matemático. A abordagem estatística buscou classificar os locais com a melhor e pior influência dos ventos, essa classificação foi feita através de histogramas, ou seja, uma distribuição de frequências de um conjunto de dados. A abordagem de encontrar um modelo buscou encontrar equações que representassem a distribuição de um perfil de vento em um determinado local ao longo de um dia. Esse modelo servirá principalmente para ser utilizado em conjunto com o simulador DFIG.

Para o cálculo do modelo se utilizou da regressão polinomial com polinômios de

Figura 16 – Aplicativo de coleta de dados.



Fonte: Meteorologia (2019)

ordem variada, em que o critério para a decisão da ordem do polinômio utilizado foi feito com base naqueles que obtivessem na variável estatística R^2 valores superiores a 0,95.

Para realizar a análise dos diferentes perfis de vento foi preciso conformar os dados, pois, como o próprio site informa, os dados são brutos e sem consistência com o único objetivo de deixá-los disponíveis de forma imediata. Foi utilizada a remoção de *outliers* e de dados nulos.

O código para a obtenção dos resultados estão nos anexos A e B, relacionados com a criação dos histogramas e do modelo da distribuição de vento respectivamente.

5 DESCRIÇÃO DO SIMULADOR

Nessa seção entra-se em detalhe da simulação utilizada nesse trabalho e como foi realizada a montagem de seu sistema. Para a simulação desse sistema do sistema DFIG foi utilizado o *software* SCILAB. O SCILAB é um software gratuito e de código aberto para computação numérica, oferecendo um ambiente de computação para aplicações científicas e de engenharia sendo uma das maiores alternativas ao uso do MATLAB. Uma de suas funcionalidades é o XCOS é um modelador e simulador de sistemas dinâmicos em domínios de tempo discreto e contínuo. Os modelos podem ser projetados, carregados, salvos, compilados e simulados. Devido ao fato do seu poder computacional e de ser gratuito o SCILAB foi escolhido como *software* para realizar essa simulação.

5.1 Descrição matemática

Para a simulação, é possível utilizar o modelo $\alpha\beta$ do DFIG como foi observado no Capítulo 3 onde foi descrito as equações necessárias para modelar a máquina. Observa-se que para simular esse modelo precisou-se determinar primeiramente quem serão as saídas e depois as entradas, para as variáveis de saída que objetivou-se obter:

- Correntes do estator (i_{as}, i_{bs}, i_{cs});
- Correntes do rotor (i_{ar}, i_{br}, i_{cr});
- Fluxos do estator ($\Psi_{\alpha s}, \Psi_{\beta s}$);
- Fluxos do rotor ($\Psi_{\alpha r}, \Psi_{\beta r}$);
- Velocidade angular (ω_m);
- Torque eletromagnético (T_{em});
- Ângulo do Rotor (θ_m);

A representação das equações vistas no Capítulo 3 permite fazer um sistema de matrizes com as variáveis de saída que são necessárias, começando pelas correntes:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \vec{i}_s^s \\ \vec{i}_r^s \end{bmatrix} = \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \left(\begin{bmatrix} -R_s L_r - j\omega_m L_m^2 & R_r L_m - j\omega_m L_m L_r \\ R_s L_m + j\omega_m L_m L_s & R_r L_s - j\omega_m L_r L_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{i}_s^s \\ \vec{i}_r^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_r & -L_m \\ -L_m & L_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{v}_s^s \\ \vec{v}_r^s \end{bmatrix} \right) \quad (5.1)$$

Transformando esse sistema de equações em componentes $\alpha\beta$:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \\ i_{\alpha r} \\ i_{\beta r} \end{bmatrix} = \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \left(\begin{bmatrix} -R_s L_r & \omega_m L_m^2 & R_r L_m & \omega_m L_m L_r \\ -\omega_m L_m^2 & -R_s L_r & -\omega_m L_m L_r & R_r L_m \\ R_s L_m & -\omega_m L_s L_m & -R_s L_r & -\omega_m L_r L_s \\ \omega_m L_s L_m & R_s L_m & \omega_m L_r L_s & -R_s L_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \\ i_{\alpha r} \\ i_{\beta r} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_r & 0 & -L_m & 0 \\ 0 & L_r & 0 & -L_m \\ -L_m & 0 & L_s & 0 \\ 0 & -L_m & 0 & L_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{\alpha s} \\ v_{\beta s} \\ v_{\alpha r} \\ v_{\beta r} \end{bmatrix} \right) \quad (5.2)$$

Para obter os valores de $\alpha\beta$ para as correntes e para as tensões é necessário converter os valores de abc para $\alpha\beta$, utilizando as equações que foi demonstradas no Capítulo 3, para o caso das correntes:

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_{\alpha} \\ x_{\beta} \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

E para a conversão dos valores de $\alpha\beta$ para abc:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_{\alpha} \\ x_{\beta} \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

Para obter os valores de fluxo necessários basta utilizar as equações 3.31 e 3.32. Já para o torque eletromagnético é utilizada a equação 3.37. Por fim, é possível adicionar um modelo mecânico representado por:

$$T_{em} - T_{load} = J \frac{d\Omega_m}{dt} \quad (5.5)$$

Essa equação é obtida observando os eixos mecânicos da máquina, e m que J é a inercia equivalente dos eixos mecânicos, T_{load} é o torque externo aplicado ao eixo mecânico e o Ω_m corresponde a velocidade de rotação. Para obter o valor da velocidade angular ω_m calcula-se de acordo com a equação 3.5. Já o ângulo do rotor θ_m obtido com integral de ω_m .

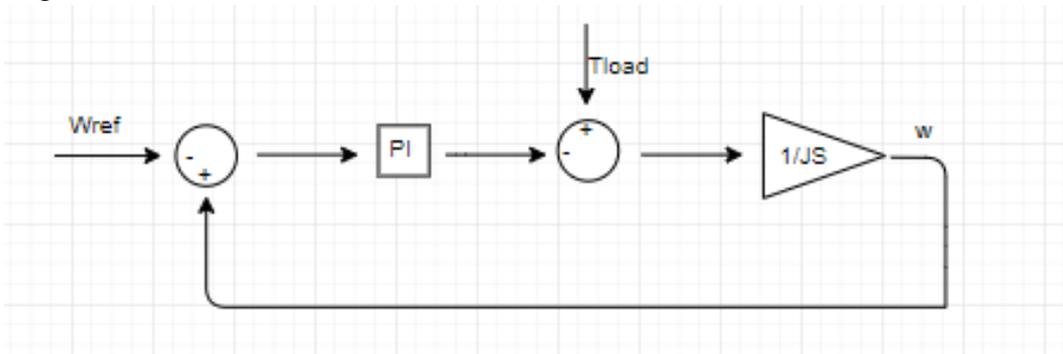
5.2 Transformação do Vento em Torque

Com o intuito de simular o DFIG um dos valores que é necessário é o valor do torque associado a turbina T_{load} . Esse valor pode ser calculado através da velocidade do vento conforme a seguinte equação:

$$T_{load} = \frac{\rho}{2} \pi R^2 C_p \frac{V_v^3}{\omega} \quad (5.6)$$

Além dessa equação, baseado na dissertação Rasila (2003) será implementado um controle de velocidade variável para regular o torque elétrico do gerador. Isso é feito para suavizar as flutuações no torque elétrico, regulando lentamente a velocidade do rotor. Esse controle normalmente é utilizado em intervalos de baixo vento com o objetivo manter o aerogerador com sua eficiência o maior possível. Na figura 17 é mostrado o esquemático em blocos utilizado para a execução do controle. Já na Figura 17 é observada a implementação desse esquemático no XCOS.

Figura 17 – Sistema de controle de velocidade.

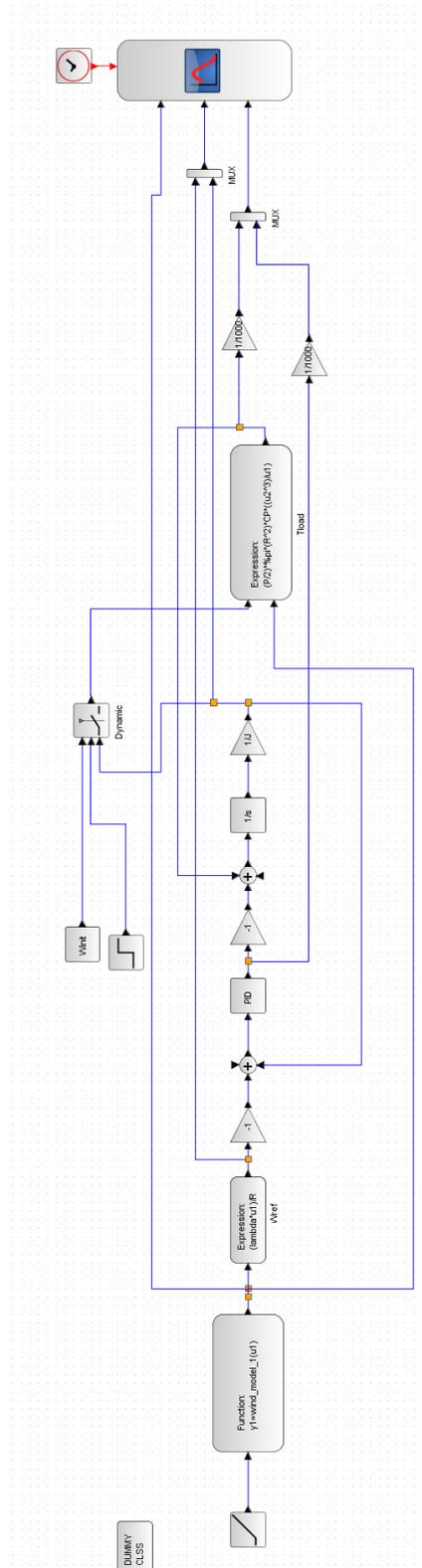


Fonte: Próprio Autor baseado em Rasila (2003)

Com esse sistema de controle é possível obter os gráficos mostrados na Figura 19 demonstrando o seu funcionamento para um determinado perfil de vento, nesse exemplo utilizou-se o perfil de vento de Campos Sales e os parâmetros utilizados foram:

- Raio das Pás (R) = 11,6 m
- $C_p = 0,59$
- $\lambda = 8$
- Velocidade inicial de rotação do rotor (ω_{init}) = 52,36
- Número de polos (ρ) = 6
- Inercia equivalente (J) = 55500

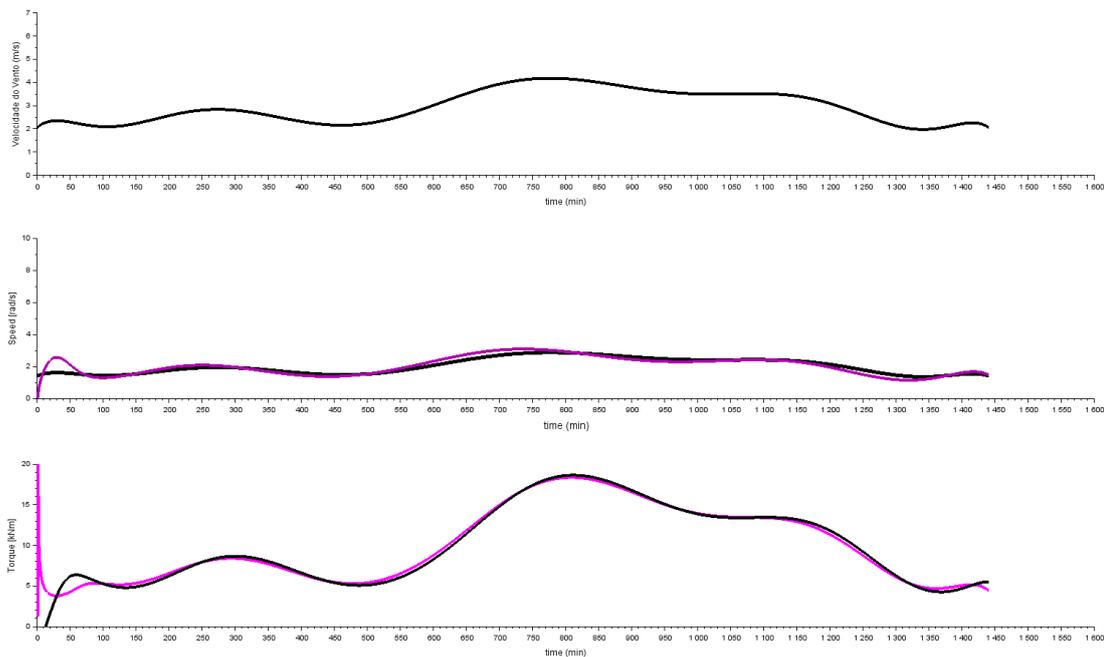
Figura 18 – Sistema de controle de velocidade.



Fonte: Próprio Autor

Na figura 19 o primeiro gráfico representa a velocidade do vento, o segundo representa a velocidade de rotação real em preto e a referência em roxo, o terceiro gráfico representa o torque eletromagnético em preto e o torque de carga em roxo.

Figura 19 – Resultados Obtidos com sistema de controle.



Fonte: Próprio autor.

Da Figura 19 é possível observar que o controle está atuando de forma satisfatória, visto que, a referência está sendo seguida em ambos os casos, tanto para a velocidade de rotação quanto para o torque.

5.3 Parâmetros utilizados

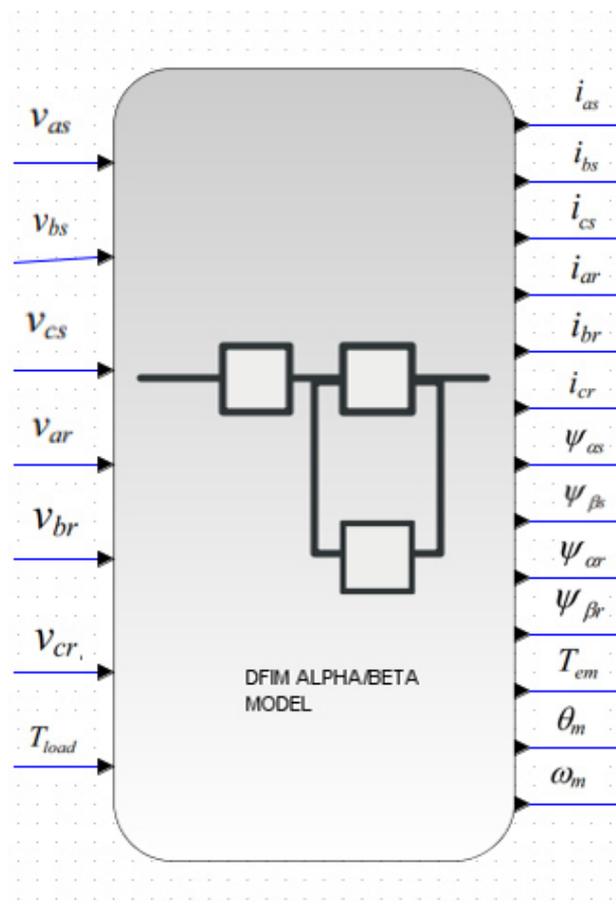
É possível observar que além dos valores que são necessários nas entradas, também são necessários parâmetros relativos a construção da máquina e do funcionamento e arquitetura da turbina como:

- Resistência do estator (R_s)
- Resistência do rotor (R_r)
- Indutância de magnetização (L_m)
- Indutância do rotor (L_r)
- Indutância do estator (L_s)
- Número de polos (ρ)
- Inercia equivalente (J)

5.4 Montagem do Simulador DFIG

Com todas as fórmulas matemáticas já demonstradas é possível calcular essas fórmulas dentro de um *software*, nesse caso, no ambiente de desenvolvimento XCOS do SCILAB. As figuras a seguir mostram como foram feitas as montagens do simulador DFIG. Na figura 20 é apresentado o bloco de simulação inteiro, isso foi possível através da função de criação de *hiperblocks* do XCOS. Na segunda figura é apresentado um esquemático mais específico de cada uma das funções, onde cada bloco contém uma parte das equações discutidas anteriormente.

Figura 20 – Entradas e Saídas do Simulador DFIG.



Fonte: Próprio Autor.

Os detalhes da construção do simulador estão no anexo C onde é exibido cada um dos blocos que foram responsáveis pela simulação.

6 RESULTADOS

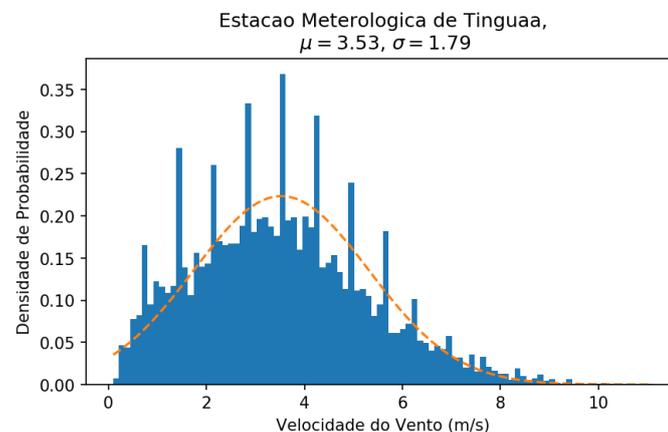
Essa seção irá entrar em detalhes sobre os resultados obtidos com os diferentes perfis de vento aplicados ao simulador DFIG. Na primeira parte foi feita uma comparação entre as distribuições de ventos das diferentes regiões, realizando duas análises, uma estatística, utilizando a distribuição de probabilidade e outra através de uma regressão polinomial, obtendo dessa forma a equação que melhor representa o modelo da distribuição de vento. Na segunda parte foi utilizado os resultados obtidos do uso de diferentes perfis de vento no simulador.

6.1 Comparação entre os diferentes perfis de vento

Primeiramente, através de uma análise estatística de probabilidade é possível estabelecer uma relação entre as diferentes regiões do Ceará e perceber qual a distribuição de vento mais favorável. Dessa forma, utilizando histogramas das velocidades dos ventos para o período de 1 ano de coleta de dados obteve-se os resultados descritos nas Figuras 21 a 29 . O código completo e comentado de como ocorreu a análise estatística está escrito no anexo A.

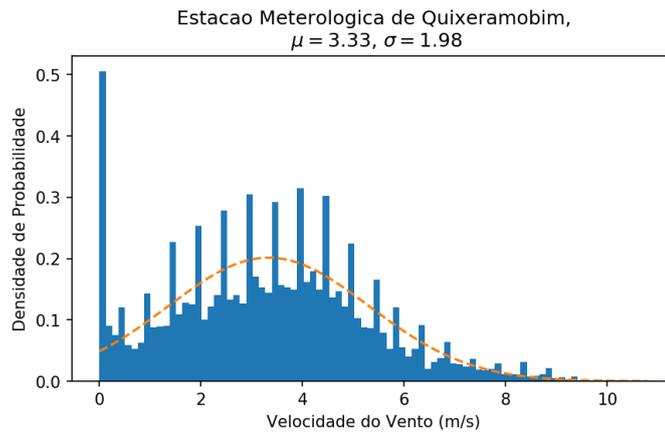
De acordo com os gráficos obtidos e observando a tendência dos histogramas percebe-se que os gráficos que apresentam maior concentração dos valores na direita do gráfico são os gráficos com distribuição de ventos mais intensos. Isso pode ser visto pela média (μ) e pelo desvio padrão (σ). As cinco melhores regiões de vento foram: Tianguá, Quixeramobim, Jaguaribe, Campos Sales, Guaramiranga, o resultado de suas distribuições nas imagens está apresentado nas figuras de 21 a 24 onde as barras em azul são as coletas de dados e a curva em sublinhado é a tendência da curva.

Figura 21 – Resultados estatísticos de Tianguá



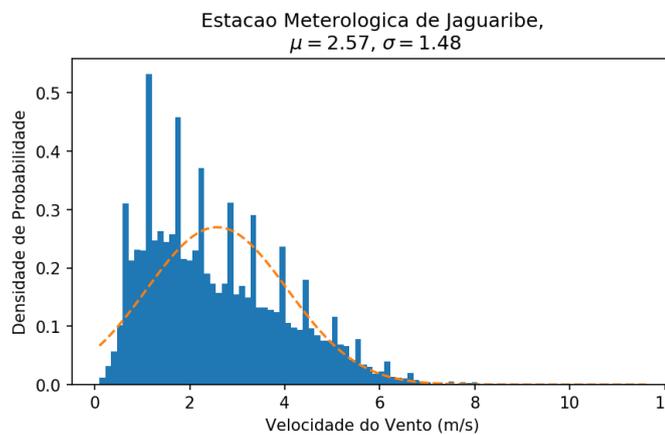
Fonte: Próprio autor

Figura 22 – Resultados estatísticos de Quixeramobim



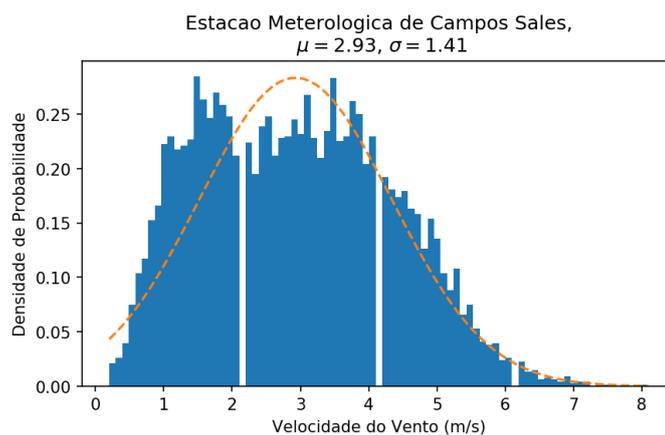
Fonte: Próprio autor

Figura 23 – Resultados estatísticos de Jaguaribe



Fonte: Próprio autor

Figura 24 – Resultados estatísticos de Campos Sales



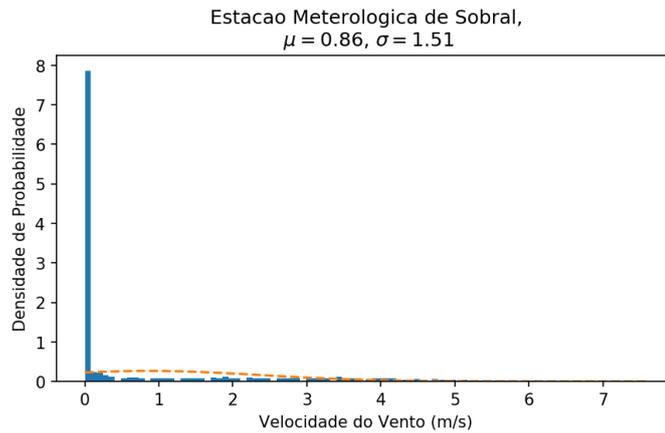
Fonte: Próprio autor

Pode-se observar das curvas com os melhores resultados de velocidade do vento que existem grandes desvios padrões associados com essas curvas, isso acontece principalmente, por causa da sazonalidade característica da região Nordeste. Outra observação que pode ser feita é sobre a natureza dos dados, pelo fato de serem discretos, é possível observar ocorrências de

vazios em alguns gráficos.

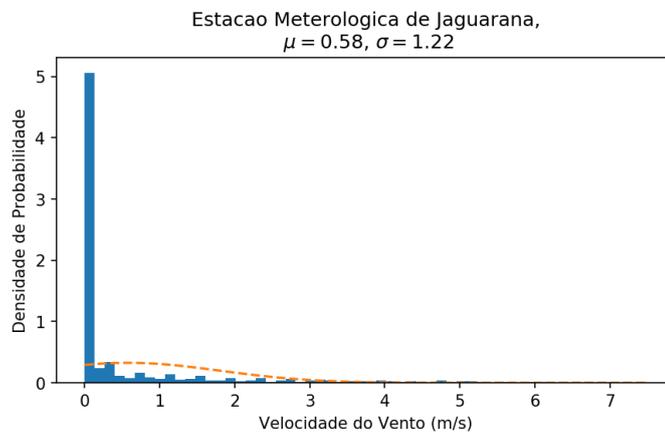
As cinco piores regiões de vento foram Sobral, Jaguarana, Acaraú, Barbalha, Quixadá, pode-se ver o resultado de suas distribuições nas figuras de 25 a 29 onde as barras em azul são as coletas de dados e a curva em sublinhado é a tendência da curva.

Figura 25 – Resultados estatísticos de Campos Sobral



Fonte: Próprio autor

Figura 26 – Resultados estatísticos de Campos Jaguarana

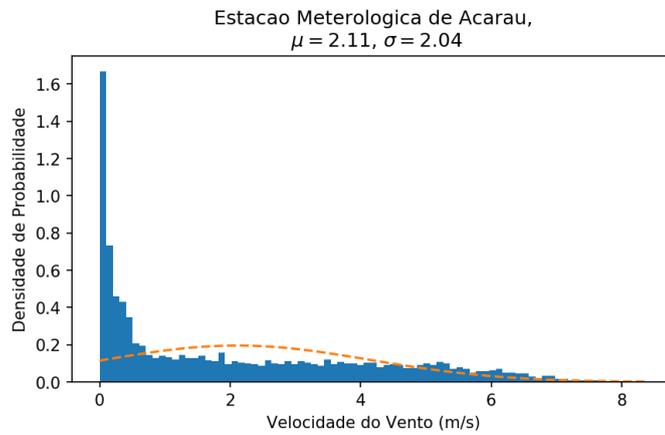


Fonte: Próprio autor

Pode-se observar das curvas com os piores resultados de velocidade do vento que nessas regiões existe pouca influência dos ventos por se tratar de regiões localizadas mais em regiões distantes do litoral e de baixa altitude. É possível observar também que em muitos casos existem dados que tiveram ventos bem próximos de zero.

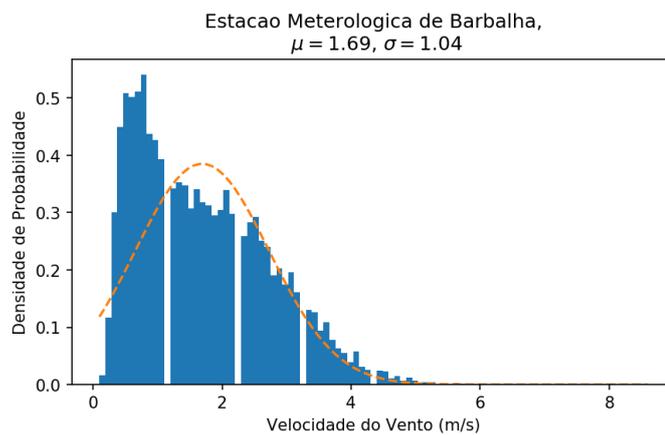
Com base nos resultados obtidos a partir dos dados de vento do INMET foi possível colocar em um mapa os locais com os melhores resultados de vento do Ceará. Esse resultado pode ser visto na figura 30

Figura 27 – Resultados estatísticos de Campos Aca-
raú



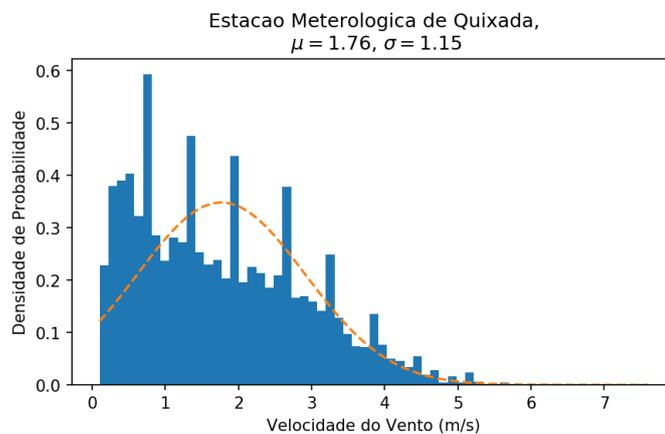
Fonte: Próprio autor

Figura 28 – Resultados estatísticos de Campos Barba-
lha



Fonte: Próprio autor

Figura 29 – Resultados estatísticos de Campos Qui-
xadá



Fonte: Próprio autor

Do mapa é possível observar que não é apenas no litoral que se observa altas velocidades de vento. Também é possível observar que das regiões mostradas no mapa, com

Figura 30 – Mapa com os principais resultados obtidos em relação a velocidade do vento.



Fonte: Próprio autor com o uso da ferramenta *Google Maps*

exceção de Tianguá, não possuem instalações de parques eólicos, podendo representar um potencial eólico ainda não explorado.

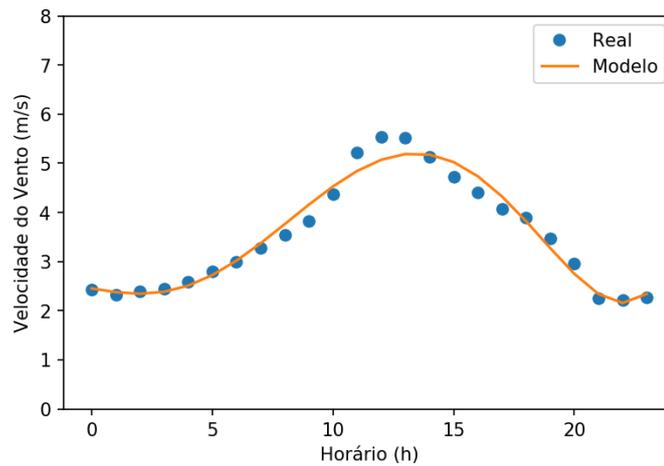
6.2 Equações dos diferentes perfis de vento

Obtendo como base os perfis de maior média de vento foi possível traçar equações que modelam o comportamento desses perfis. Para isso foi criado um código que obteve através da regressão polinomial o modelo para cada perfil de vento. Esse modelo foi validado através da variável estatística R^2 , onde os modelos têm quantidade maior do que 0.95 O código responsável por obter as equações está descrito no anexo B. Os resultados dos modelos dos perfis de vento está nas figuras 31 a 35.

6.3 Resultados Obtidos com Simulador DFIG

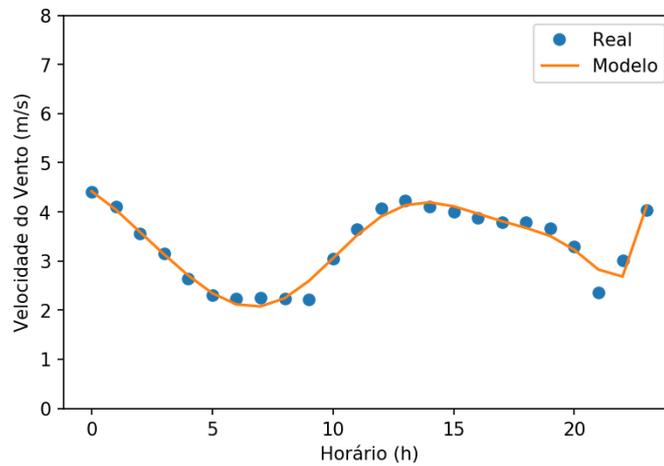
Com as equações dos perfis de vento é possível utilizar o simulador descrito na seção 6 para verificar situações reais de funcionamento da máquina. Para isso foi preciso fazer algumas

Figura 31 – Perfil de vento de Tianguá.



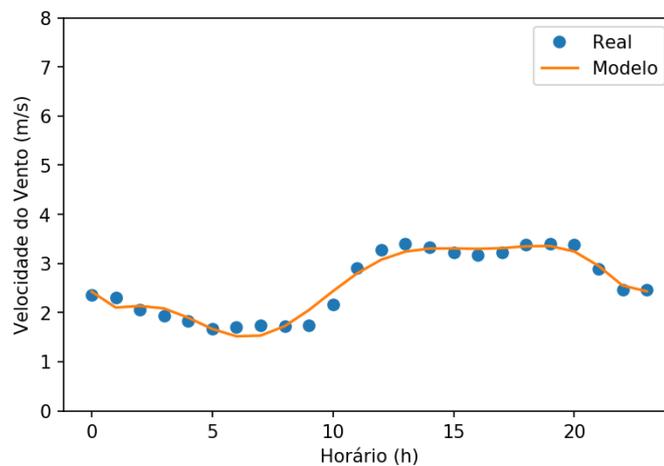
Fonte: Próprio autor

Figura 32 – Perfil de vento de Quixeramobim.



Fonte: Próprio autor

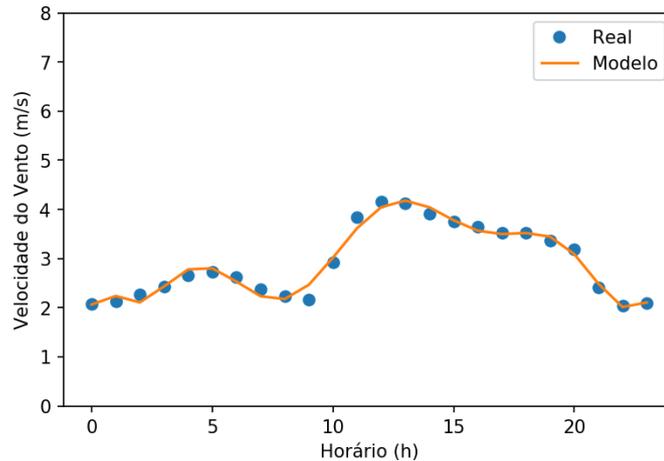
Figura 33 – Perfil de vento de Jaguaribe.



Fonte: Próprio autor

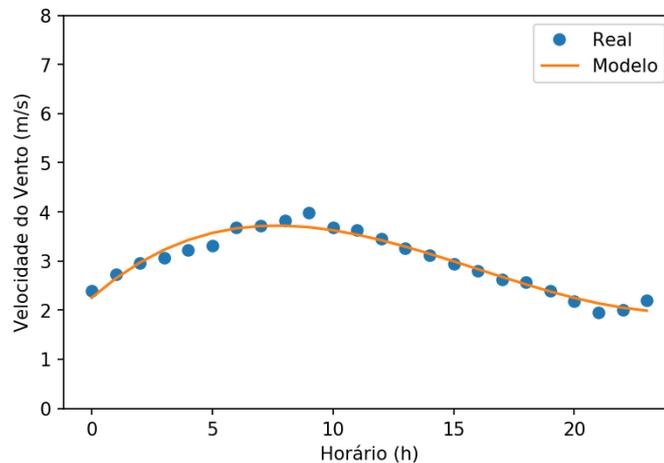
considerações em relação a alguns parâmetros que, como visto na sessão 5, são necessários para a simulação da máquina:

Figura 34 – Perfil de vento de Campos Sales.



Fonte: Próprio autor

Figura 35 – Perfil de vento de Guarimiranga.



Fonte: Próprio autor.

- Resistência do estator (R_s) = $2,6m\Omega$
- Resistência do rotor (R_r) = $2,9m\Omega$
- Indutância de magnetização (L_m) = $2,5mH$
- Indutância do rotor (L_r) = $2,7mH$
- Indutância do estator (L_s) = $2,7mH$
- Número de pares de polos (ρ) = 3
- Inercia equivalente (J) = 55500

Com os parâmetros estabelecidos foi possível obter resultados baseados nos perfis de vento, os perfis de vento escolhidos para demonstrar as diferentes condições do simulador foram escritos na forma de equação, através dos resultados obtidos da regressão polinomial, como pode-se observar na Figura 36. Como são perfis de vento que variam bastante, foram escolhidos para exemplificar o uso do simulador.

Figura 36 – Equações de diferentes perfis de vento.

```
function y=wind_model_1(a)
    .....//perfil de vento de campos sales
    .....y = 2.06425691e+00 + 1.41907262e+00*a - 2.28748289e+00*a^2 + 1.39
067349e+00*a^3 - 4.08370663e-01*a^4 + 6.66592467e-02*a^5 - 6.48476841e
-03*a^6 + 3.85187551e-04*a^7 - 1.37081306e-05*a^8 + 2.68617141e-07*a^
9 - 2.22917505e-09*a^10
endfunction;

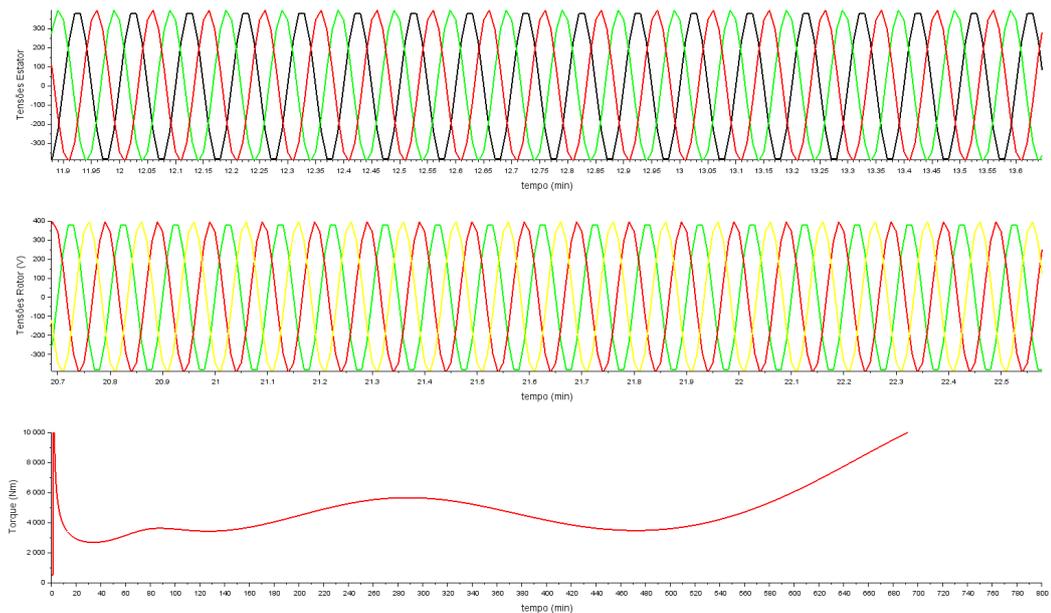
function y=wind_model_2(a)
    .....//perfil de vento de Fortaleza
    .....y = 1.79966106e+00 + 6.28425265e-01*a - 2.64641139e-01*a^2 + 3.50
796231e-02*a^3 - 1.73784309e-03*a^4 + 2.87624688e-05*a^5
endfunction;

function y=wind_model_3(a)
    .....//perfil de vento de Quixeramobim
    .....y = 4.41865214e+00 - 2.60477831e-01*a - 1.76196629e-01*a^2 + 8.460
44303e-02*a^3 - 2.41386354e-02*a^4 + 4.12126308e-03*a^5 - 3.92710880e-
04*a^6 + 2.05876969e-05*a^7 - 5.57608453e-07*a^8 + 6.10902846e-09*a^9
endfunction;
```

Fonte: Próprio autor

Por fim, executou-se a simulação onde se utilizou como entrada diferentes perfis de vento relativos a Campos Sales, Fortaleza, Quixeramobim. Os resultados relativos a esses perfis de vento estão disponíveis nas figuras 37 a .

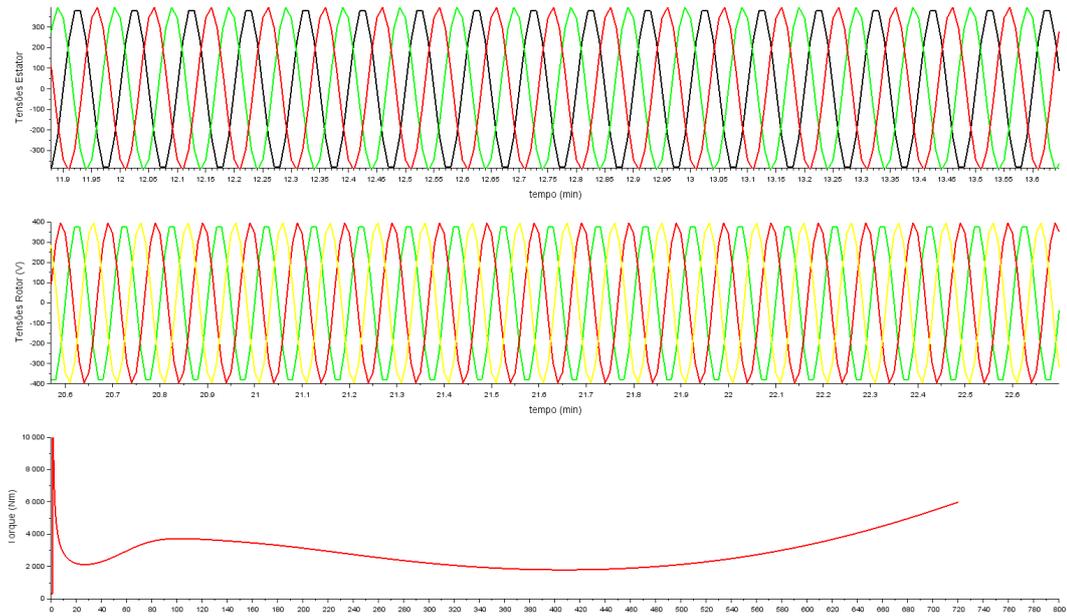
Figura 37 – Variáveis de entrada para simulação de Campos Sales.



Fonte: Próprio autor.

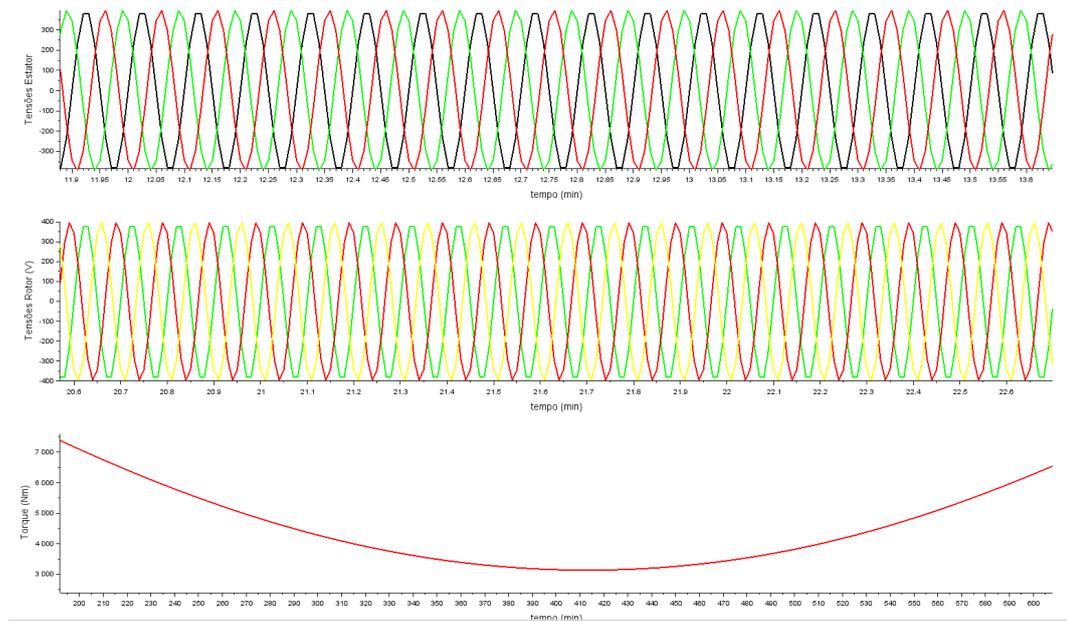
É possível observar que as entradas de tensão do rotor e do estator são as mesmas

Figura 38 – Variáveis de entrada para simulação de Fortaleza



Fonte: Próprio autor.

Figura 39 – Variáveis de entrada para simulação de Quixeramobim

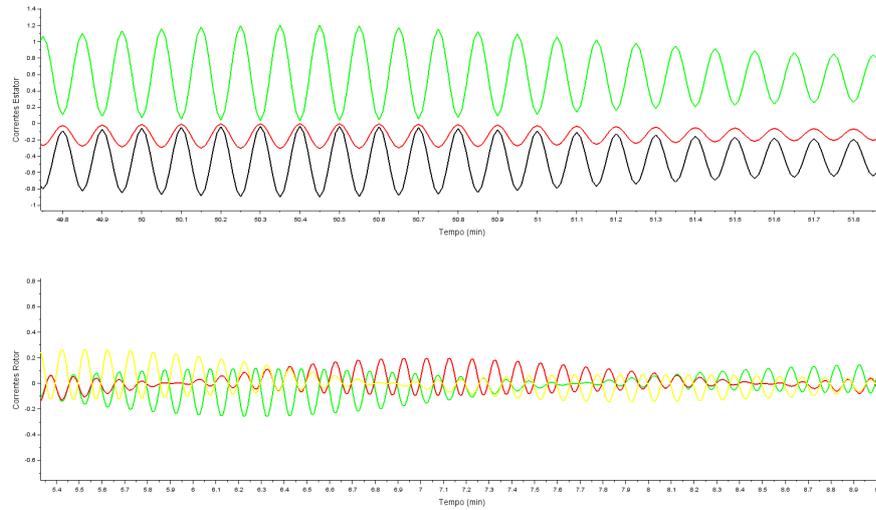


Fonte: Próprio autor.

para os três casos analisados, ou seja, a única diferença relacionada a velocidade do vento é o torque relacionado com cada perfil. Os resultados obtidos com o perfil de vento de Campo Sales pode ser visualizado nas Figuras 40 e 41, para Fortaleza observa-se os resultados nas Figuras 42 e 43 e para Quixeramobim nas Figuras 44 e 45.

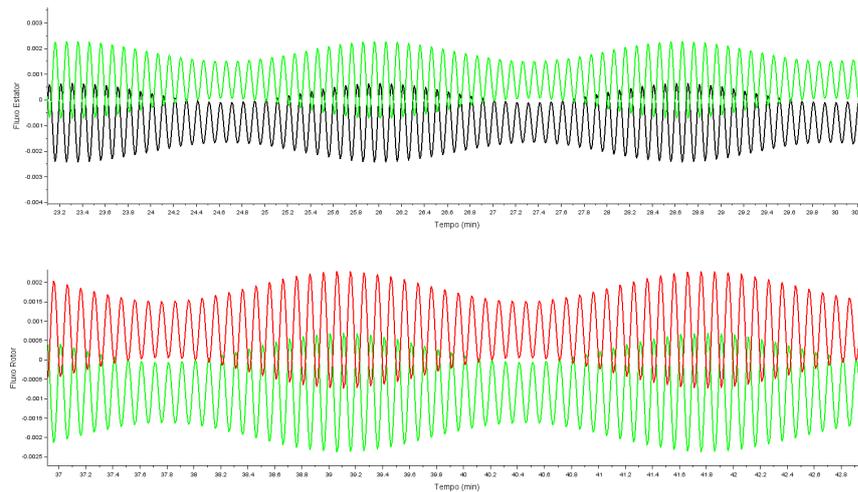
Observa-se dos resultados das Figuras 40 a 44 que as correntes e os fluxos adquirem uma forma de onda senoidal, compatível com os resultados esperados para esse tipo de experiência. Observa-se também que o fluxo α em relação ao β apresenta um deslocamento de 90

Figura 40 – Variáveis de corrente de saída para simulação de Campos Sales.



Fonte: Próprio autor.

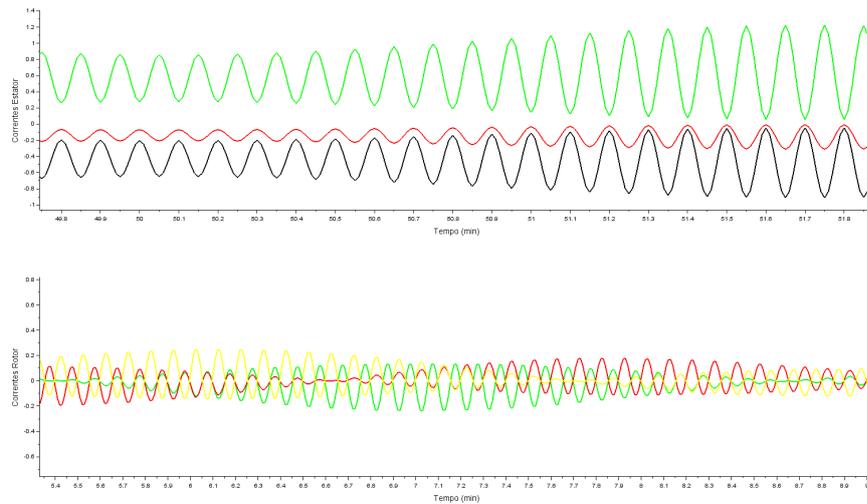
Figura 41 – Variáveis de fluxo de saída para simulação de Campos Sales.



Fonte: Próprio autor.

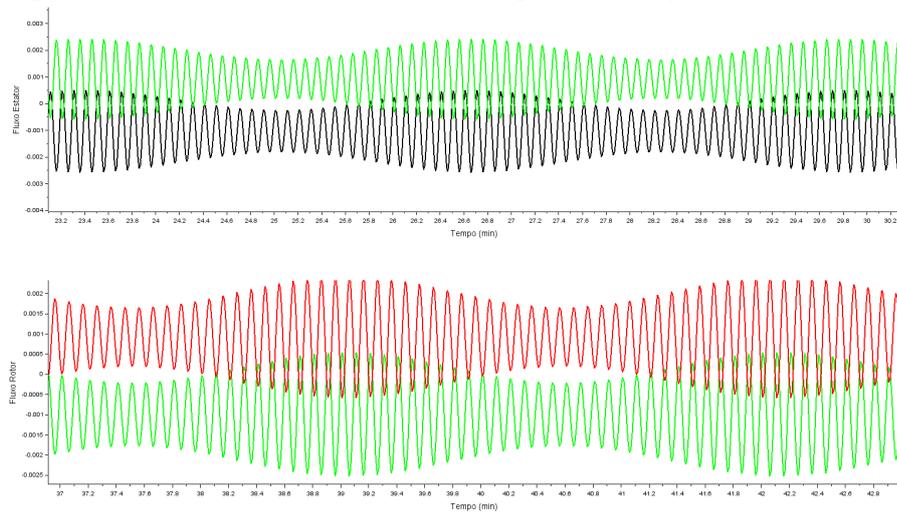
graus, resultado também esperado. Em relação a comparação com os perfis de vento é possível observar as diferenças que a mudança de torque causa nas correntes e nos fluxos de saída.

Figura 42 – Variáveis de corrente de saída para simulação de Fortaleza.



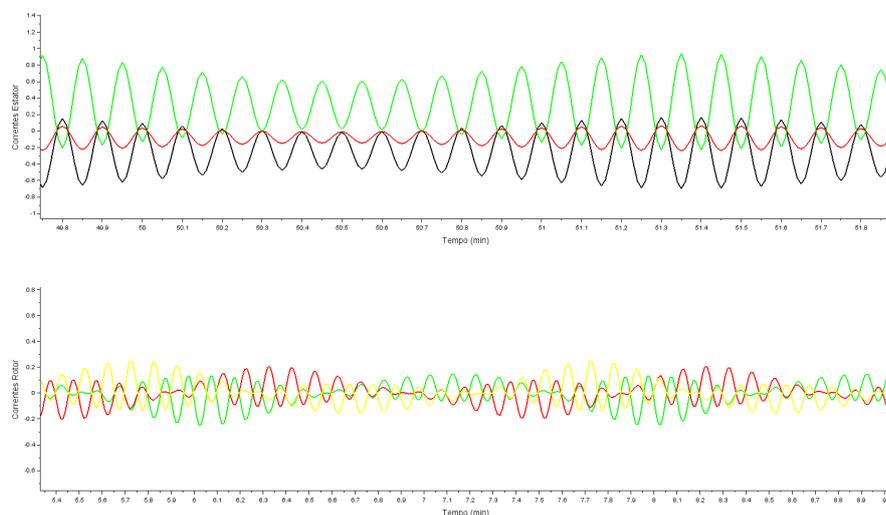
Fonte: Próprio autor.

Figura 43 – Variáveis de fluxo de saída para simulação de Fortaleza.



Fonte: Próprio autor.

Figura 44 – Variáveis de corrente de saída para simulação de Quixeremobim.



Fonte: Próprio autor.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O desenvolvimento do presente projeto foi subdividido nos seguintes passos principais: estudo da modelagem do DFIG; coleta dos dados de vento disponibilizados online e análises relativas a esses dados de vento; desenvolvimento do simulador de um DFIG no *software* SCILAB; uso dos perfis de vento no simulador DFIG.

O primeiro passo, foi a realização do estudo matemático utilizado para modelar o DFIG. Para isso, foi necessário realizar uma revisão bibliográfica relativa a modelagem de máquinas elétricas, mais especificamente a sua utilização na geração de energia eólica. Dessa forma, se realizou um estudo não apenas matemático, mas também histórico ao identificar diferenças em turbinas utilizadas ao longo dos anos na energia eólica.

Posteriormente, durante a segunda fase, foi feita a coleta de dados através do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Os dados obtidos do site foram conformados para serem submetidos às análises. Então, foi realizado o emprego de um código em linguagem de programação *python* que realizasse as análises. Na seção 6 foram discutidos resultados dessas análises. Onde foi possível observar um destaque de ventos nas regiões: Tianguá, Quixeramobim, Jaguaribe, Campos Sales, Guaramiranga. Também é possível observar que as regiões, com exceção de Tianguá, não possuem instalações de parques eólicos, podendo representar um potencial eólico ainda não explorado.

O terceiro passo, o qual constitui o núcleo do projeto, foi a realização de um simulador DFIG. Esse simulador foi construído no ambiente de desenvolvimento XCOS do *software* SCILAB. Isso foi feito através da tradução das equações encontradas na modelagem matemática em linguagem de programação do SCILAB.

Finalmente o último passo constituiu-se do uso dos modelos dos perfis de vento obtidos dentro do simulador construído, dessa forma foi possível observar diferentes operações da máquina, relacionada para cada período analisado para diferentes perfis de vento. Nessa etapa, os resultados obtidos foram realizados para apenas 3 perfis de vento que apresentavam ventos fortes em comparação com os outros perfis analisados e características de se destacava devido ao formato de seu modelo de vento. Porém seria possível realizar as simulações para qualquer perfil de vento analisado.

Devido a limitação do aplicativo fornecido pelo INMET, não foi possível o estudo de mais de um ano de dados, verificando outras alternativas como os dados fornecidos pela Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos (FUNCEME) observa-se que existe a

mesma limitação de coleta de dados históricos, nesse caso, com uma limitação de 3 meses. Com dados de duração maior seria possível a análise mais confiável dos resultados obtidos na seção 6 para os diferentes perfis de vento.

Devido a limitação do *software* SCILAB e o desconhecimento de uma documentação relativa a muitas de suas funções não foi possível a realização de um controle mais complexo na execução da turbina eólica, sendo possível apenas realizar a simulação da máquina DFIG, quando em condições mais favoráveis seria possível simular toda a arquitetura da turbina eólica e sua ligação com a rede elétrica.

Como trabalhos futuros, é possível observar uma melhora nos códigos empregados para as análises de vento como o uso de outras técnicas de análises estatística dos dados e uma melhora no controle utilizado, podendo estender para diferentes controladores para cada diferente nível de vento. Também, é recomendado adicionar uma turbulência aos perfis de vento para o uso no simulador, com o objetivo de simular a turbulência obtida em uma pá eólica. Podendo se aproximar mais de uma simulação que corresponda mais com a realidade.

Por fim, conclui-se que o trabalho obteve resultados significativos tanto na criação de um simulador em um software de modelagem gratuito e na análise de perfis de vento para geração de energia eólica do Ceará. O trabalho também contribui para que outros trabalhos possam ser produzidos através da simulação por SCILAB.

REFERÊNCIAS

- METEOROLOGIA Instituto Nacional de. *Instituto Nacional de Meteorologia*. 2019. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>>. Acesso em: 05 Ago. 2019.
- ABAD JESÚS LÓPEZ, M. A. R. L. M. G. I. G. **Doubly Fed Induction Machine Modeling and Control For wind Energy Generation**. [S.l.]: WILEY, 2011. v. 2011.
- COUNCIL, G. W. E. **Global Wind Report 2018**. 2019. Disponível em: <<https://gwec.net/>>. Acesso em: 05 Ago. 2019.
- ECONÔMICA, I. de Pesquisa e E. **Panorama da produção de energia elétrica no Estado do Ceará: Um enfoque na matriz eólica**. 2019. Disponível em: <<https://www.ipece.ce.gov.br/>>. Acesso em: 05 Ago. 2019.
- ELETRICIDADE, M. da. **Primeira turbina eólica de Fernando de Noronha: 2000**. 2019. Disponível em: <<https://www.memoriadaeletricidade.com.br/>>. Acesso em: 05 Ago. 2019.
- ELÉTRICO, O. N. do S. 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 05 Ago. 2019.
- EÓLICA Associação Brasileira de Energia. 2019. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 05 Ago. 2019.
- EÓLICA, C. B. de E. **Atlas Eólico brasileiro**. 2019.
- IRENA. **Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics**. 2019. Disponível em: <<https://www.irena.org/Statistics>>. Acesso em: 05 Ago. 2019.
- RASILA, M. **Torque and Speed Control of a Pitch Regulated Wind Turbine**. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica) — Department of Electric Power Engineering, CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, Goteborg, Sweden, 2003.
- WATSON ALBERTO MORO, V. R. C. B. S. B. S. Future emerging technologies in the wind power sector: A european perspective. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 113, 2019.
- WINDEUORPE ASBL. **History of Europe's Wind Industry**. 2019. Disponível em: <https://windeurope.org/about-wind/history/?year_timeline&category&q>. Acesso em: 05 Ago. 2019.

APÊNDICE A – CÓDIGO FONTE PARA MONTAGEM DE HISTOGRAMA

In []:

```
# importando todas as bibliotecas que serão utilizadas

import glob
import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import matplotlib.dates as mdates
```

In []:

```
# função do histograma generalizada
def hist(payload, name):

    df = payload

    # é feita a media e armazenada na variavel mu
    mu = df.mean()

    # é feita o desvio padrão e armazenado na variavel mu
    sigma = df.std()

    # é feita a contagem de quantos bins serão através da raiz quadrada do numero de pontos de dados
    num_bins = int(round(np.sqrt(len(df))))

    # é inicializado o plot de grafico com essa expressão
    fig, ax = plt.subplots()

    # O histograma já é uma função feita no matplotlib
    n, bins, patches = ax.hist(df, num_bins, density=1)

    # Adiciona uma linha que mostra o comportamento do histograma
    y = ((1 / (np.sqrt(2 * np.pi) * sigma)) *
          np.exp(-0.5 * (1 / sigma * (bins - mu)**2)))
    ax.plot(bins, y, '--')

    # aqui é definido os nomes dados aos eixos e ao titulo
    ax.set_xlabel('Velocidade do Vento (m/s)')
    ax.set_ylabel('Densidade de Probabilidade')
    ax.set_title('{}\n $\mu=${}, $\sigma=${}'.format(name, round(mu,2), round(sigma,2)))

    fig.tight_layout()
    plt.show()

    #salva em um aquivo a imagem gerada, deve ter uma pasta com o nome images, para salvar os dados nesse caminho
    save_name = 'hist_{}'.format(name)
    fig.savefig('./images/{}.png'.format(save_name),
                dpi=150,
                format='png',
                bbox_inches='tight'
    )
```

In []:

```
# coletando todos os dados de vento

all_files = glob.glob("*.xlsx")

li = []

for filename in all_files:
    df_aux = pd.read_excel(filename)
    li.append(df_aux)
```

In []:

```
for df in li:

    # criando um dicionario com os codigos das estações

    dict_name = {'A360': 'Acarau',
                 'A315': 'Barbalha',
                 'A347': 'Campos Sales',
                 'A342': 'Crateus',
                 'A305': 'Fortaleza',
                 'A314': 'Guaramiranga',
                 'A319': 'Iguatu',
                 'A359': 'Itapipoca',
                 'A339': 'Jaguarana',
                 'A358': 'Jaguaribe',
                 'A332': 'Morada Nova',
                 'A369': 'Quixada',
                 'A325': 'Quixeramobim',
                 'A306': 'Sobral',
                 'A324': 'Táua',
                 'A368': 'Tínguaa'}

    name = 'Estação Meterológica de {}'.format(dict_name.get(df['codigo_estacao'][1]))

    # criando dataframe com os dados de vento
    wind = df['vento_vel'].values
    dates = pd.to_datetime(df['data'].dt.strftime('%Y-%m-%d') + ' ' + df['hora'].astype(
    str) + ':00:00').values

    df_wind = pd.DataFrame(data = {'wind': wind, 'date': dates})
    df_wind = df_wind.replace("////", np.nan)
    df_wind.dropna(inplace = True)

    # dados de vento que serão utilizados nos histogramas
    y = pd.to_numeric(df_wind['wind'].values)

    # grafico de histograma

    hist(y, name)
```

**APÊNDICE B – CÓDIGO UTILIZADO PARA ENCONTRAR O MODELO DAS
EQUAÇÕES DE VENTO**

In []:

```
# importando todas as bibliotecas que serão utilizadas

import glob
import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import matplotlib.dates as mdates
import numpy.polynomial.polynomial as poly
```

In []:

```
# coletando todos os dados de vento

all_files = glob.glob("*.xlsx")

li = []

for filename in all_files:
    df_aux = pd.read_excel(filename)
    li.append(df_aux)
```

In []:

```
# Realizando procedimento para obtenção de equações dos perfis de vento

# A técnica utilizada foi através de regressão polinomial onde o grau do
# polinomio foi escolhido automaticamente para cada uma das situações em
# que o R2 apresentava valores superiores a 95 por cento

# feito um loop com todos os dataframes
for df in li:

    for i in range(1, 11):

        # criando um dicionario com os codigos das estações

        dict_name = {'A360': 'Acarau',
                    'A315': 'Barbalha',
                    'A347': 'Campos Sales',
                    'A342': 'Crateus',
                    'A305': 'Fortaleza',
                    'A314': 'Guaramiranga',
                    'A319': 'Iguatu',
                    'A359': 'Itapipoca',
                    'A339': 'Jaguarana',
                    'A358': 'Jaguaribe',
                    'A332': 'Morada Nova',
                    'A369': 'Quixada',
                    'A325': 'Quixeramobim',
                    'A306': 'Sobral',
                    'A324': 'Taubaté',
                    'A368': 'Tanguá'}

        name = 'Perfil de vento de {}'.format(dict_name.get(df['codigo_estacao'][1]))

        # Substituindo dados com /// por nulos
        df = df.replace("///", np.nan)

        # criando dataframe com os dados de vento
        wind = pd.to_numeric(df['vento_vel'].values)
        hora = df['hora'].values

        df_wind = pd.DataFrame(data = {'wind': wind, 'hora': hora})
        df_wind.dropna(inplace = True)

        df_wind = df_wind.groupby(['hora']).mean()

        # coletando valores que serão utilizados para realizar os gráficos
        x = df_wind.index.values
        y = df_wind['wind'].values

        if len(x) == 0:
            continue

        coefs = poly.polyfit(x,y,i)
        ffit = poly.Polynomial(coefs)

        # Calculo do r-squared
        yhat = ffit(x)
        ybar = np.sum(y)/len(y)
        ssreg = np.sum((yhat-ybar)**2)
        sstot = np.sum((y - ybar)**2)
```

```
r_square = ssreg / sstot

# Se o r_square for maior do que 0.95 será realizado o procedimento
# para plotar o gráfico
if r_square >= 0.95:

    # Plotagem dos gráficos
    fig, ax = plt.subplots()
    p1 = plt.plot(x,y,'o')
    p2 = ax.plot(x, ffit(x))
    ax.set_ylim([0,8])

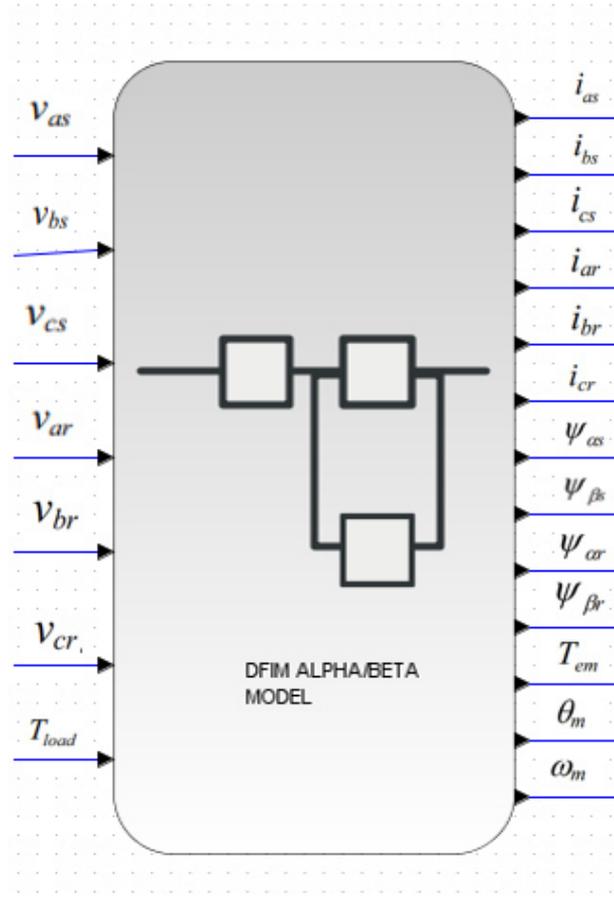
    # aqui é definido os nomes dados aos eixos e ao titulo
    ax.set_xlabel('Horário')
    ax.set_ylabel('Velocidade do Vento')
    ax.set_title('{}'.format(name))
    ax.legend((p1[0], p2[0]), ('Real', 'Modelo'))

    #salva em um arquivo a imagem gerada, deve ter uma pasta com o nome images,
    para salvar os dados nesse caminho
    save_name = 'model_{}'.format(name).replace(" ", "_")
    fig.savefig('./images/{}.png'.format(save_name),
                dpi=150,
                format='png',
                bbox_inches='tight'
                )

    break
```

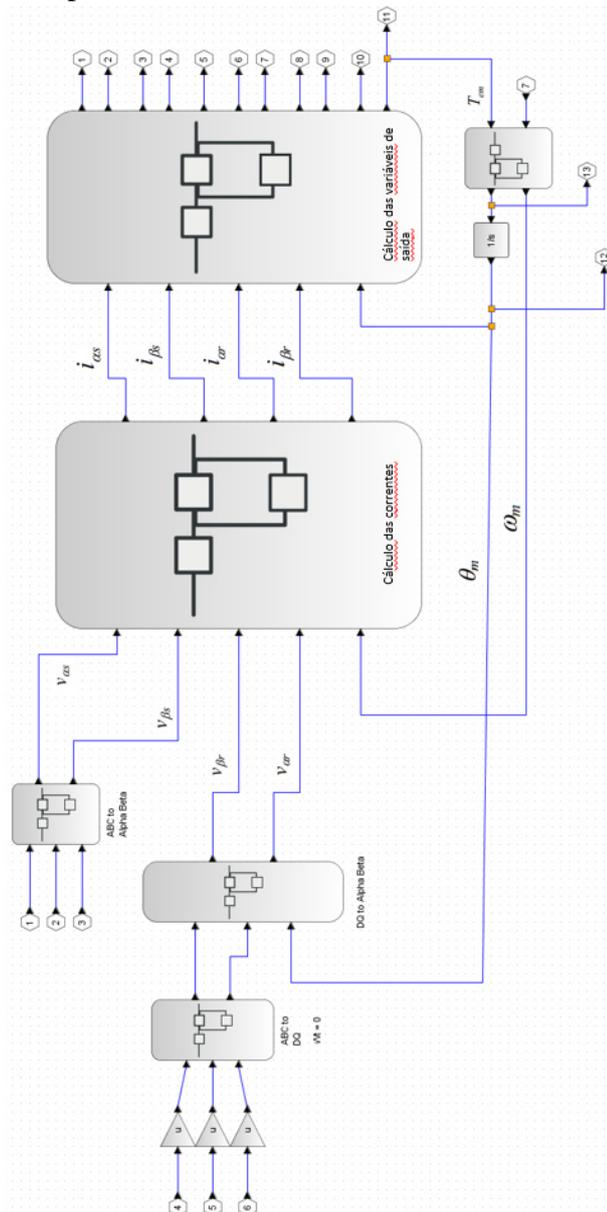
APÊNDICE C – DESCRIÇÃO DA MONTAGEM DO SIMULADOR DFIM

Figura 45 – Entradas e Saídas do Simulador DFIM.



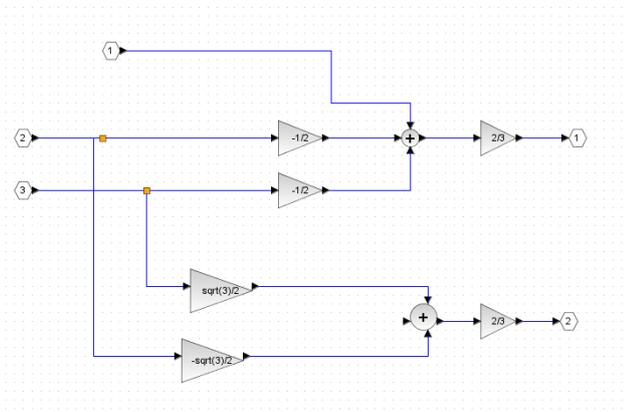
Fonte: Próprio autor.

Figura 46 – Montagem completa do simulador.



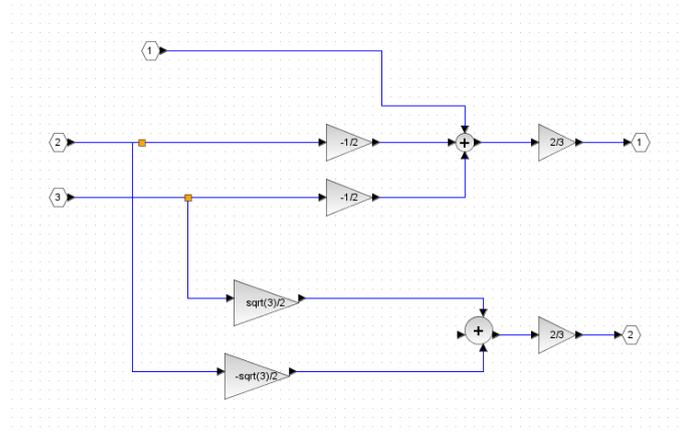
Fonte: Próprio autor.

Figura 47 – Transformações abc para $\alpha\beta$.



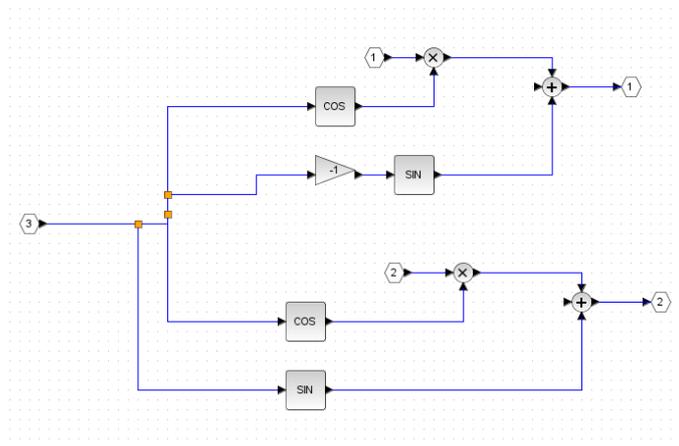
Fonte: Próprio autor.

Figura 48 – Transformações abc para DQ.



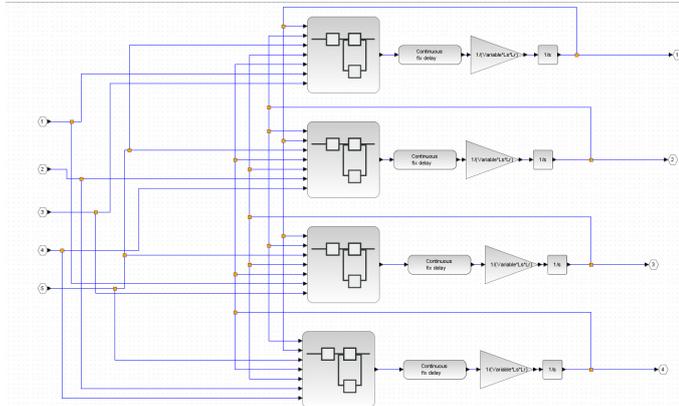
Fonte: Próprio autor.

Figura 49 – Transformações DQ para $\alpha\beta$.



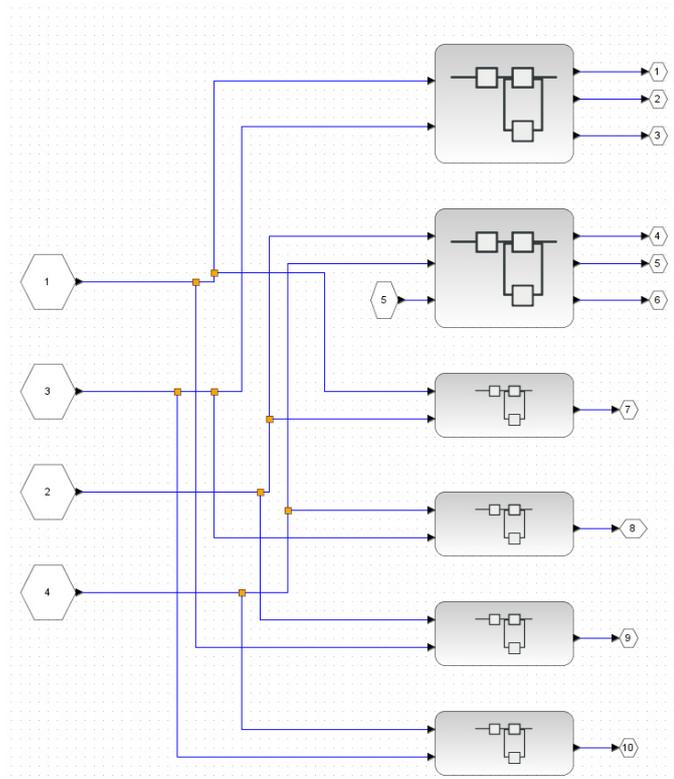
Fonte: Próprio autor.

Figura 50 – Equações de cálculo das correntes.



Fonte: Próprio autor.

Figura 51 – Equações de cálculo das variáveis de saída.



Fonte: Próprio autor.