



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"



Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica

**EMULADOR DE TURBINA EÓLICA: UMA
FERRAMENTA PARA O ESTUDO EXPERIMENTAL
E COMPUTACIONAL**

JOSÉ RODRIGO DE OLIVEIRA

Bauru – SP
2019



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**EMULADOR DE TURBINA EÓLICA: UMA
FERRAMENTA PARA O ESTUDO
EXPERIMENTAL E COMPUTACIONAL**

JOSÉ RODRIGO DE OLIVEIRA

Dissertação apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru (FEB) – UNESP, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. André Luiz Andreoli

Bauru – SP
2019

Oliveira, José Rodrigo de.

Emulador de Turbina Eólica: Uma Ferramenta Para o
Estudo Experimental e Computacional/ José R. de
Oliveira, 2019

82 f.

Orientador: Prof. Dr. André Luiz Andreoli

Dissertação (Mestrado)- Universidade Estadual
Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2019

1. Emulador de turbina eólica. 2. Aproveitamento
eólico. 3. Sistema de controle. 4. *Hardware-in-the-loop*.
I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de
Engenharia. II. Título.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE JOSÉ RODRIGO DE OLIVEIRA, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 25 dias do mês de novembro do ano de 2019, às 14:00 horas, no(a) Anfiteatro da Pós-graduação / FEB, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. ANDRE LUIZ ANDREOLI - Orientador(a) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof. Dr. ALESSANDRO GOEDEL do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Prof. Dr. PAULO JOSÉ AMARAL SERNI do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia - UNESP - Câmpus de Sorocaba, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de JOSÉ RODRIGO DE OLIVEIRA, intitulada **EMULADOR DE TURBINA EÓLICA: UMA FERRAMENTA PARA O ESTUDO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. ANDRE LUIZ ANDREOLI

Prof. Dr. ALESSANDRO GOEDEL

Prof. Dr. PAULO JOSÉ AMARAL SERNI

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO TÍTULO

A COMISSÃO EXAMINADORA PROPÕE A ALTERAÇÃO DO TÍTULO DO TRABALHO DO ALUNO: JOSÉ RODRIGO DE OLIVEIRA

DE: "EMULADOR DE TURBINA EÓLICA: UMA FERRAMENTA PARA O ESTUDO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA"

PARA:

EMULADOR DE TURBINA EÓLICA: UMA FERRAMENTA PARA O
ESTUDO EXPERIMENTAL E COMPUTACIONAL

Bauru, 25 de novembro de 2019.



Prof. Dr. André Luiz Andreoli
Orientador

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus por mais esta conquista.

Ao professor Dr. André Luiz Andreoli, pela amizade, dedicação e apoio em todos os momentos. Agradeço também por acreditar no potencial deste trabalho, além de todo aprendizado que absorvi durante o período de mestrado. Agradeço todos os conselhos e pela disponibilidade de sempre me atender com as minhas dúvidas.

À minha amada esposa Michele, por todo amor, carinho, compreensão e apoio em tantos momentos difíceis desta caminhada. Obrigado por permanecer ao meu lado, mesmo sem os carinhos rotineiros, sem a atenção devida e depois de tantos momentos de lazer perdidos. Obrigado pelo presente de cada dia, pelo seu sorriso e por saber me fazer feliz.

Ao meu filho João Pedro, por todo amor incondicional que você sempre me deu. Feliz por você fazer parte da minha vida. A sua existência é o reflexo mais perfeito da existência de Deus.

Aos meus amigos de laboratório Wallace Gabriel de Souza e Marco Aurélio Rocha que auxiliaram na construção da bancada experimental e na programação para a simulação computacional, estando sempre presentes e fornecendo grande auxílio para a conclusão deste trabalho.

Por fim, a todos aqueles que contribuíram, direta ou indiretamente, para a realização desta dissertação, o meu sincero agradecimento.

“Enquanto houver vontade de lutar haverá vontade de vencer”
Santo Agostinho

RESUMO

As fontes renováveis de energia apresentam-se como solução para problemas relacionados ao aumento da demanda por energia elétrica e crescimento dos níveis de emissão de gás carbônico, uma vez que são não poluentes, limpas e abundantes. Aproveitamentos eólicos se mostram como uma das mais promissoras fontes de energia renovável, e por essa razão as pesquisas envolvendo este tipo de aproveitamento têm despertado grande interesse na comunidade científica. Este trabalho apresenta o desenvolvimento de um emulador de turbina eólica (ETE), uma ferramenta de apoio às investigações experimentais capaz de reproduzir o comportamento mecânico dinâmico de uma turbina eólica através de uma malha de controle digital em configuração de *hardware-in-the-loop* atuando sobre um acionamento eletrônico de uma máquina de indução. Operando como fonte de força motriz, o ETE torna mais fácil a avaliação dinâmica de geradores e seus sistemas de controle associados voltados às aplicações envolvendo energia eólica. A pesquisa apresenta uma revisão bibliográfica sobre o estado da arte, a modelagem e a implementação experimental de um emulador de turbina eólica utilizando um motor de indução trifásico (MIT) acionado por um inversor de frequência. Para isso, é implementado um controle em malha fechada de conjugado e velocidade. Este controle faz com que o acionamento eletromecânico representado pelo MIT e inversor de frequência apresente em seu eixo o comportamento de uma turbina eólica conforme os parâmetros do modelo, considerando ainda as variações na dinâmica do vento, fenômenos aerodinâmicos, efeitos de carga e ângulo de passo. O algoritmo de controle da bancada experimental foi implementado com o auxílio do *software* MATLAB®/Simulink® e executado de forma autônoma no DSP TMS320F28335. A supervisão e parametrização do emulador é realizada em tempo real por meio de comunicação USB entre o computador e o DSP. Resultados experimentais demonstram a efetividade da utilização do conjunto MIT-inversor de frequência para a emulação de uma turbina eólica, comprovada pela reprodução experimental das curvas de conjugado e potência de turbina eólica real.

Palavras-chave: Emulador de turbina eólica, aproveitamento eólico, sistema de controle, *hardware-in-the-loop*.

ABSTRACT

Renewable sources of energy appear to be a great solution to problems related to rising demand for electricity and the ever-growing worldwide concern about carbon dioxide emission levels as they are non-polluting, clean and abundant. Wind energy is one of the most promising forms of renewable energy. Thus, in order to further improve wind generation technology, this work presents a wind turbine emulator (WTE) capable of simulating power curves of a turbine by means of hardware-in-the-loop control. An WTE is an important tool for the development of renewable energy systems providing a controllable test environment that allows the evaluation and improvement of control schemes which is difficult to acquire in real wind turbines as wind speed is randomly. Thus, this dissertation presents the analysis, modeling and experimental implementation of a wind turbine emulator using a three-phase induction motor (TIM) driven by a frequency inverter. For this, a closed loop control of torque and speed is implemented. This control causes the TIM along with the frequency inverter to emulate the actual behavior of a wind turbine, considering variations in wind dynamics, aerodynamic phenomena, load effects and pitch angle. The control algorithm is designed via MATLAB®/Simulink® software and communication between the computational model and the experimental bench is ensured through the DSP TMS320F28335. Using a torque sensor and an encoder, this model defines the torque level on the system shaft and the rotational speed of the TIM. These signals are fed back to the computational model and thus the power curve of the WTE is defined with the voltage level to be applied to the frequency inverter. Experimental results demonstrate the effectiveness of using the TIM-frequency inverter assembly for emulating a wind turbine, since the WTE can represent a real wind turbine.

Keywords: wind turbine emulator, three-phase induction motor, frequency inverter, hardware-in-the-loop

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – (a) Modelo mecânico de uma turbina eólica; (b) acoplamento de máquinas em um ETE	2
Figura 2 – Capacidade global instalada anual	8
Figura 3 – Evolução histórica da capacidade total instalada dos parques eólicos.....	9
Figura 4 – Composição da matriz energética brasileira	10
Figura 5 – Evolução da capacidade instalada no Brasil	10
Figura 6 – Situação dos parques eólicos no Brasil.....	11
Figura 7 – Expansão dos parques eólicos no Brasil	12
Figura 8 – Potencial eólico nas cinco regiões do Brasil.....	12
Figura 9 – Definição da força de sustentação e arrasto considerando uma representação em 2-D.....	14
Figura 10 – Fluxos de ar sobre o perfil de uma pá:	15
Figura 11 – Turbina eólica de eixo horizontal	15
Figura 12 – Componentes de um aerogerador	16
Figura 13 – Fluxo de ar fluindo através de uma seção transversal.....	17
Figura 14 – Fluxo de vento através de uma turbina eólica.....	19
Figura 15 – Coeficiente de potência teórico.....	22
Figura 16 – Regiões de operação de uma turbina eólica.....	22
Figura 17 – Esquema do sistema eólico de potência com o ETE proposto por Castelló, Espí e García-Gil.....	25
Figura 18 – Diagrama em blocos do software implementado para ETE proposto por Castelló, Espí e García-Gil.....	25
Figura 19 – Esquema geral do emulador proposto por Dekali et al.	26
Figura 20 – Fluxograma de implementação de turbina eólica em plataforma LabVIEW® proposto por Martinello	28
Figura 21 – Tela de apresentação do ETE proposto por Martinello	29
Figura 22 – Diagrama do projeto do ETE proposto por Martinello.....	30
Figura 23 – Diagramas em blocos do emulador proposto por Corrêa.....	30
Figura 24 – Sistema de controle do ETE proposto por Voltolini et al.	31
Figura 25 – Coeficiente de potência para diferentes valores de velocidade de ponta para diferentes valores de ângulo de passo, modelo Heier (2006).....	33
Figura 26 – Diagrama geral do sistema emulador implementado.....	34
Figura 27 – Subsistema windTurbine	35
Figura 28 – Configuração do subsistema windTurbine	37
Figura 29 – Cálculo do coeficiente de potência C_p	37
Figura 30 – Cálculo de λ	38
Figura 31 – Cálculo de λ_i	39
Figura 32 – Cálculo de C_p	39
Figura 33 – Cálculo da potência e torque gerados pelo vento	40
Figura 34 – Cálculo da potência mecânica P_m	40
Figura 35 – Cálculo do torque mecânico T_m	41
Figura 36 – Subsistema adcConverter.....	42
Figura 37 – Configuração do Conversores Analógicos	43
Figura 38 – Encoder H38S400B	44
Figura 39 – Subsistema encoder	44
Figura 40 – Detalhamento interno do subsistema encoder.....	45
Figura 41 – Subsistema inverter.....	46
Figura 42 – Detalhamento do subsistema inverter	47
Figura 43 – Subsistema dac.....	48
Figura 44 – Torquímetro MT-103.....	49
Figura 45 – Amplificador de Célula de Carga RW-ST01A	50
Figura 46 – Condicionador do Sinal de Torque para o TMS320	50
Figura 47 – Detalhamento da Bancada Experimental	52
Figura 48 – Visão Geral da Bancada Experimental	53
Figura 49 – Caso 1: curva de potência vs. velocidade	54

Figura 50 – Caso 1: curva de torque vs. velocidade.....	55
Figura 51 – Caso 2: curva de potência vs. velocidade	56
Figura 52 – Caso 2: curva de torque vs. velocidade.....	57
Figura 53 – Caso 3: perfil de vento aplicado	58
Figura 54 – Caso 3: potência gerada	58
Figura 55 – Caso 3: torque desenvolvido.....	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores para aproximação das curvas do coeficiente de potência.....	32
Tabela 2 – Configuração da Turbina Eólica.....	36
Tabela 3 – Parâmetros da Máquina de Indução.....	36
Tabela 4 – Conversão dos Canais Analógicos	42
Tabela 5 – Parâmetros do integrador (MATLAB)	47
Tabela 6 – Conversão dos Canais Digitais	48
Tabela 7 – Dados de Placa do Torquímetro	50

LISTA DE SIGLAS E DEFINIÇÕES

ADC	<i>Analogic to Digital Converter</i> – Conversor Analógico-Digital
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-elétrica
DAC	<i>Digital to Analogic Converter</i> – Conversor Digital-Analógico
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i> - Gerador de Indução Duplamente Alimentado
DSP	<i>Digital Signal Processor</i> - Processador de Sinais Digitais
ETE	Emulador de Turbina Eólica
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> - Transistor de Junção Bipolar de Porta Isolada
MIT	Motor de Indução Trifásico
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> – Rastreador do Ponto de Máxima Potência
MSPS	<i>Mega Samples Per Second</i> – Mega Amostras por Segundo
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> – Modulação por Largura de Pulso
UHE	Usina Hidrelétrica
USB	<i>Universal Serial Bus</i> – Porta Universal
ZOH	<i>Zero-Order Holder</i> - Retentor de Ordem Zero

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Descrição	Unidade
α	Ângulo de ataque	°
β	Ângulo de passo	°
λ	Velocidade de ponta	Adimensional
ρ	Densidade específica de ar	kg/m ³
ω_g	Velocidade angular do gerador	rad/s
ω_t	Velocidade angular da turbina eólica	rad/s
ω_T	Velocidade angular da pá da turbina	rad/s
a	Fator de indução axial	Adimensional
A	Área da seção transversal	m ²
A_1	Área da seção transversal do vento que se aproxima da turbina	m ²
A_2	Área da seção transversal do tubo de vazão do ar na saída do rotor da turbina	m ²
A_T	Área da seção transversal do tubo de vazão do ar na entrada do rotor da turbina	m ²
B	Coeficiente de atrito	N
C_p	Coeficiente de potência	Adimensional
$C_{p_{máx}}$	Coeficiente de potência máximo	Adimensional
C_s	Coeficiente de arrasto	Adimensional
E	Energia cinética	J
F_a	Força de arraste aerodinâmico	N
F_r	Força resultante	N
F_s	Força de arraste aerodinâmico	N
G_b	Relação de engrenagens	Adimensional
J	Inércia da turbina eólica	Kg.m ²
J_g	Inércia do gerador	Kg.m ²
J_m	Inércia do motor	Kg.m ²
J_t	Inércia da turbina	Kg.m ²
m	Massa de ar	kg
\dot{m}	Fluxo de massa de ar	kg/s
P	Potência disponível no vento	W
P_e	Potência disponível no vento na entrada do rotor eólico	W
P_s	Potência disponível no vento na saída do rotor eólico	W
P_t	Potência extraída do vento pela turbina eólica	W

R	raio do rotor eólico medido na ponta da pá	m
T_e	Torque eletromagnético desenvolvido	N.m
T_g	Torque do gerador	N.m
T_m	Torque do motor	N.m
T_t	Torque da turbina eólica	N.m
V_e	Velocidade do vento na seção do tubo de vazão na entrada da turbina	m/s
V_s	Velocidade do vento na seção do tubo de vazão na saída da turbina	m/s
V_{tg}	Velocidade tangencial	m/s
V_w	Velocidade do vento	m/s
V_{wr}	Velocidade relativa do vento	m/s
V_{wt}	Velocidade do vento resistente ao movimento das pás	m/s

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 Justificativa e Relevância	4
1.2 Objetivos Gerais	5
1.3 Objetivos Específicos	5
1.4 Organização do Trabalho Acadêmico	5
CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1 A Energia Eólica	7
2.1.1 Aspectos positivos e negativos da energia eólica	7
2.1.2 Cenário Mundial da Energia Eólica	8
2.1.3 Energia Eólica no Brasil	9
2.2 Turbinas Eólicas	13
2.2.1 Turbinas de Sustentação	13
2.2.2 Turbina de eixo horizontal	15
2.3 Componentes de um Sistema Eólico	16
2.4 Conversão de Energia Eólica em Energia Mecânica	17
2.5 Modos de Operação de uma Turbina Eólica	22
2.6 Tipos de emuladores de turbina eólica	23
2.7 Modelagem Aerodinâmica de uma Turbina Eólica	31
CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA	34
3.1 Estrutura de Programação do TMS320F28335 / Simulink®	34
3.1.1 Modelagem da Turbina Eólica	35
3.1.2 Conversores Analógico-Digitais – ADC	41
3.1.3 Leitura de Velocidade – <i>Encoder</i>	43
3.1.4. Referência de velocidade do Inversor de Frequência	46
3.1.5. Conversores Digitais-Analógicos – DAC	47
3.2. Inversor de Frequência	49
3.3. Transdutor de Conjugado	49
CAPÍTULO 4 – RESULTADOS EXPERIMENTAIS E DISCUSSÃO	52
4.1. CASO 1: curvas para velocidade do vento distintas	54
4.2. CASO 2: curvas para ângulo de ataque distintas	55
4.3. CASO 3: perfil de vento	57

CONCLUSÃO.....	60
PUBLICAÇÕES.....	61
Trabalho submetido à periódico.....	61
Trabalho completo publicado em anais de congresso.....	61
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	62

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

Com o objetivo de suprir a crescente demanda por energia elétrica, aliada à necessidade de minimizar problemas ambientais oriundos dos níveis de emissão de gás carbônico, contribuinte do aquecimento global e das mudanças climáticas, iniciativas na busca pelo desenvolvimento de novas tecnologias que visam à produção de energia elétrica por meio de fontes renováveis tiveram uma grande evolução nos últimos anos (MARTINELLO, 2015). Neste esforço mundial para o atendimento dessa crescente demanda de energia, minimizando o impacto ambiental oriundo das diversas formas de produção de energia elétrica, a comunidade científica tem buscado pesquisar e aprimorar o uso das fontes renováveis de energia, visando ampliar a exploração de recursos naturais até então pouco aproveitados e contribuindo para o aumento no rendimento global dessas fontes (PINTO, 2012; LEI et al., 2006; ROCHA, 2018).

Dentre as fontes alternativas para geração de energia, a energia eólica é considerada uma das mais importantes e promissoras, principalmente devido a sua viabilidade econômica, baixa relação custo/benefício de exploração, por apresentar um rápido desenvolvimento tecnológico e, principalmente, devido aos incentivos governamentais realizados nos últimos anos (ACKERMANN, 2005; MARTINELLO, 2015; ROCHA, 2018).

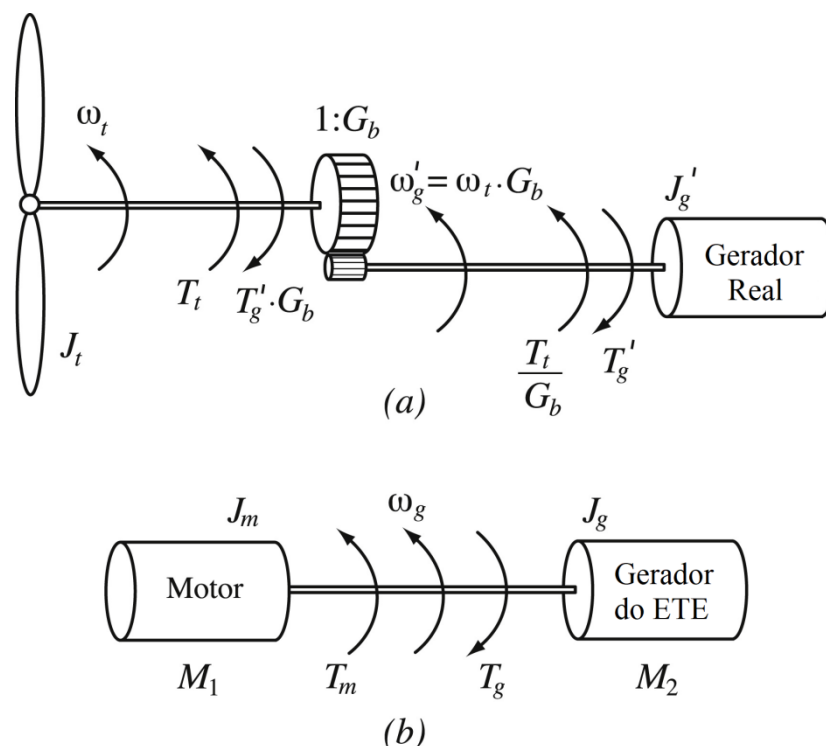
Neste cenário, o desenvolvimento de sistemas de geração eólica tornou evidentes as características ainda não exploradas com relação ao comportamento dinâmico dos geradores e controladores dentro do contexto operacional das turbinas disponíveis, tanto como elementos componentes de parques eólicos em plantas de geração distribuída conectados ao sistema interligado quanto para dispositivos operando de forma isolada. Estes diversos aspectos operacionais têm motivado novas investigações e estudos de topologias de controle. Durante os passos iniciais no desenvolvimento de sistemas eólicos de potência, é conveniente realizar ensaios e testes das estratégias de controle em ambiente laboratorial. Como turbinas eólicas possuem grande dimensão, custo elevado e limitações operacionais, como a dependência de condições climáticas, não é economicamente viável usá-las para nos procedimentos experimentais de pesquisas. (SEWWANDI et al., 2017; CASTELLÓ; ESPÍ; GARCÍA-GIL, 2016). Deste modo, os emuladores de vento auxiliam na execução de testes na avaliação do desempenho dos sistemas de energia eólica e tem sido uma ferramenta importante para pesquisadores da área (VOLTOLINI et al., 2012).

Além disso, o emulador de turbina eólica (ETE) é utilizado para o estudo da melhoria da qualidade de energia, conceito que está sendo amplamente estudado ao longo dos anos

(SOLTOSKI; SANTOS; FONT, 2016; MOUSSA; BOUALLEGUE; KHEDHER, 2014; ROCHA, 2018).

Um ETE é composto por uma máquina elétrica, atuando como motor, emulando o conjugado resultante do efeito aerodinâmico produzido pelo vento, e ao qual pode ser conectada uma outra máquina atuando como gerador, conforme o esquema mostrado na Figura 1. Geralmente, o motor é acionado por um dispositivo controlado por realimentação de conjugado e velocidade (CASTELLÓ; ESPÍ; GARCÍA-GIL, 2016). O motor representado na Figura 1 pode ser uma máquina de corrente contínua (CC) (MUNTEANU et al., 2010; ARRIBAS et al. 2011; MARTINEZ et al., 2014; HARDY et al., 2011) ou motor de indução (MESEANOLIS et al., 2013; NEAMMANEE et al., 2007; VOLTOLINI et al., 2012), sendo este último mais barato e de manutenção mais simples que as máquinas de corrente contínua (CASTELLÓ; ESPÍ; GARCÍA-GIL, 2016; VOLTOLINI et al., 2012).

Figura 1 – (a) Modelo mecânico de uma turbina eólica; (b) acoplamento de máquinas em um ETE



Fonte: Adaptado de Castelló, Espí e García-Gil (2016).

Dessa forma, um ETE se compõe a partir de um motor, com comportamento idêntico ao eixo de uma turbina eólica, acionado por conversor, controlado em tempo real por meio de um ambiente computacional, ao qual pode ser acoplado um gerador no mesmo eixo do motor. O algoritmo de controle do emulador é implementado neste ambiente de modo a emular os diferentes fenômenos aerodinâmicos presentes no rotor de uma turbina. A emulação de uma

turbina eólica em bancada experimental é obtida pelo controle de torque ou velocidade de um motor, a fim de se obter em seu eixo efeitos similares que uma turbina eólica real iria produzir para determinadas condições de operação e velocidade de vento (MARTINELLO, 2015).

Em ambiente computacional, encontra-se todo desenvolvimento aerodinâmico teórico de uma turbina eólica, em que o torque de referência fornecido à bancada experimental é calculado em função da velocidade do vento, velocidade do eixo do sistema e parâmetros da turbina eólica (CASTELLÓ; ESPÍ; GARCÍA-GIL, 2016).

Em literatura, existem diversos estudos de emuladores de turbina eólica. Os sistemas de ETE mais usuais são implementados com motores de indução ou motores CC (SOLTOSKI; SANTOS; FONT, 2016; MOUSSA; BOUALLEGUE; KHEDHER, 2014; VOLTOLINI, et al., 2012; MONFARED; KOJABADI; RASTEGAR, 2008; BENAAOUINATE, et al., 2017).

Benaouinate et al. (2017), Moussa, Bouallegue e Khedher (2014), Monfared, Kojabadi e Rastegar (2008), Mahdy, et al. (2011) e Yadav et al. (2016) utilizam motores de corrente contínua para emular o comportamento de turbinas eólicas. Um motor CC é ideal do ponto de vista de controle, já que é de fácil implementação fazendo com que sejam os mais utilizados para projetos de ETE. A maioria dos emuladores que utilizam máquinas CC são baseados em máquinas de excitação independente com controle por tensão de armadura. Entretanto, esta topologia apresenta severas desvantagens se comparados aos motores de indução, como seu elevado custo, dimensões e manutenção frequente (VOLTOLINI, et al., 2012).

Por outro lado, Voltolini, et al. (2012), Mesbahi, et al. (2017) e Gontijo, et al. (2017) utilizam motores de indução na montagem do ETE. Em comparação ao motor CC, os MIT são robustos, baratos, requerem pouca manutenção e apresentam maior rendimento à plena carga.

A grande maioria dos trabalhos que empregam motores de indução como máquina primária de um ETE utilizam a estratégia de controle orientado pelo fluxo, no qual o uso de um observador do campo magnético do rotor facilita o controle, tornando-o similar a uma máquina CC (BERRIEL; STEPHAN, 2011).

Voltolini, et al. (2012) propõe uma técnica de controle baseada no controle de fluxo e torque de um MIT. Trata-se de um controle em malha fechada da corrente do estator utilizando a transformada de Clarke (α - β).

Esta técnica clássica de controle orientado pelo fluxo é uma estratégia que exige muito esforço computacional, haja vista a necessidade das mudanças de transformadas do sistema

trifásico abc para os sistemas de coordenadas d-q ou α - β . Com o intuito de projetar um emulador de turbina eólica sem a necessidade de um grande esforço computacional e sem as desvantagens do motor CC, propõe-se a utilização de uma bancada experimental composta por um motor de indução trifásico acionado por um inversor de frequência. Dessa forma, a estratégia de controle proposta possuirá duas malhas de controle em malha fechada, uma para torque e outra para velocidade e não haverá a necessidade de levar em conta as características da máquina e mudanças de transformadas.

Este trabalho apresenta um emulador de turbina eólica, tendo como máquina primária um motor de indução trifásico acionado por inversor de frequência, e um sistema de controle em configuração *hardware-in-the-loop* baseado em DSP. Para modelagem do sistema eólico, foi utilizado o *software* MATLAB®/Simulink®, levando em consideração todas as características de uma turbina eólica real. Para comunicação entre o microcomputador e a bancada experimental, um microcontrolador DSP320F28335 da fabricante Texas Instruments foi utilizado. Os resultados obtidos demonstraram a efetividade do emulador proposto, haja visto que o comportamento da bancada experimental foi o mesmo de resultados teóricos computacionais.

1.1 Justificativa e Relevância

Atualmente, o desenvolvimento de sistemas eólicos em sistemas de potência depende, fundamentalmente, de avaliações experimentais que empregam sistemas de emulação para representação da turbina eólica real. Dessa forma, a análise da eficiência de uma turbina eólica, partindo de seu modelo matemático e desenvolvimento de um modelo computacional capaz de simular seu comportamento é uma importante ferramenta no cenário de pesquisa e desenvolvimento referente a energia extraída de fontes eólicas. Para isso, utiliza-se uma abordagem com implementação em conjunto com bancada experimental (*hardware*) e modelagem computacional (*software*), em que uma turbina real é implementada pelos emuladores eólicos.

Os emuladores de turbina eólica são normalmente construídos por motores CC ou de indução. De forma a se aproveitar as vantagens previamente ditas dos motores de indução sem o ônus de um esquema de controle complexo, este trabalho apresenta um ETE utilizando um motor de indução acionado por inversor de frequência. O esquema de controle empregado baseia-se no controle de torque e velocidade.

O ETE é uma ferramenta que pode contemplar outros tipos de pesquisa como métodos de controle para otimização da geração eólica, melhoria de qualidade de energia em sistemas eólicos entre outros. Esses tipos de pesquisa estão em ampla expansão na área de engenharia elétrica, tais como o uso do conversor *back-to-back* para gerenciamento da potência entregue ou absorvida da rede elétrica por meio de compensação de reativos e filtragem ativa das correntes da rede (ROCHA, 2018); o uso da lógica *fuzzy* para controle do ponto de máxima potência (SOUHILA et al., 2014) ou até mesmo o uso de redes neurais para o mesmo fim (FERREIRA; ROLIM, 2015).

Dessa forma, o estudo em ambiente laboratorial facilita as condições de análises, visto que não há a necessidade da dependência de condições climáticas, tornando o ETE uma ferramenta ampla e genérica para pesquisa em diversos fins.

1.2 Objetivos Gerais

Este trabalho propõe um emulador de turbina eólica em tempo real por meio de uma bancada experimental reproduzindo as curvas de potência típicas de operação para o auxílio no desenvolvimento de pesquisas.

1.3 Objetivos Específicos

- Caracterizar o estado da arte de sistemas de energia eólica;
- Descrever e analisar matematicamente o modelo de turbinas eólicas;
- Implementar o sistema eólico no ambiente de simulação MATLAB®/Simulink®;
- Analisar os principais tipos de emuladores de turbina eólica dispostos em literatura;
- Implementar uma bancada experimental contendo um motor de indução trifásico, inversor de frequência, uma máquina CC operando como gerador, carga resistiva, torquímetro, *encoder* e DSP 320F28335.
- Implementar computacionalmente algoritmos de controle para a realização do emulador de turbina eólica.
- Analisar os resultados experimentais obtidos.

1.4 Organização do Trabalho Acadêmico

A organização da dissertação é feita da seguinte maneira:

- No Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o tema, em que se discute o estado da arte da energia eólica, seu crescimento mundial e nacional, os tipos de topologias empregadas em emuladores de turbina eólica. Além de ser desenvolvido toda a modelagem matemática do sistema eólico necessária para o projeto dos controladores. Para tanto, modelou-se matematicamente a turbina eólica e o sistema de eixos do acoplamento mecânico entre as duas máquinas elétricas.
- No Capítulo 3 é desenvolvida toda a metodologia do emulador de turbina eólica proposto.
- No Capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados obtidos para o sistema de emulador proposto para diferentes velocidades de vento e para diferentes ângulos de passo, podendo-se analisar a eficiência do ETE.
- Por fim conclui-se o trabalho, discutindo as vantagens e desvantagens do ETE proposto, além de abordar trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 A Energia Eólica

Atualmente, a matriz responsável pela produção de energia elétrica mundial, é constituída, principalmente, por fontes que, de alguma maneira, provocam danos ao meio ambiente de forma direta ou indireta como as que utilizam combustíveis fósseis, energia nuclear e energia hidráulica (BONELLI, 2010).

Com a crescente preocupação com o meio ambiente, há um esforço para que os danos causados pela geração de energia elétrica sejam minimizados. Dessa forma, há um considerável aumento no número de pesquisas voltadas às fontes renováveis de energia (SOLTOSKI; SANTOS; FONT, 2016). Dentre essas fontes renováveis de energia, a eólica tornou-se uma das principais fontes de geração de energia elétrica, pois ela é socialmente benéfica, não poluente e inesgotável, além de ser economicamente competitiva frente as demais alternativas. Com isso, atualmente, há um significativo aumento de fazendas eólicas conectadas aos sistemas de distribuição, gerando um proporcional aumento no número de pesquisas de desenvolvimento de tecnologias de sistemas eólicos (BENAAOUINATE et al., 2017).

Segundo Zine et al. (2014), a partir do ano 2000, a indústria eólica global tem crescido em torno de 30% ao ano, tornando-se um avanço tecnológico e econômico frente às fontes de energia não renováveis. Na seção 2.1.1 serão abordados os aspectos positivos e negativos da energia eólica.

2.1.1 Aspectos positivos e negativos da energia eólica

A energia eólica oferece diversas vantagens, o que explica o seu rápido crescimento dentre as fontes mundiais de energia, as quais são (BONELLI, 2010; SALLES, 2009):

- Tempo de implantação do projeto reduzido em comparação com usinas hidráulicas, nucleares e térmicas;
- Custos de implantação e operação reduzidos em comparação com tecnologias convencionais;
- Maior segurança e sustentabilidade;
- Impacto ambiental;
- Não emite gases de efeito-estufa e chuva ácida;
- Compatibilidade com a utilização do solo para outras atividades, tais como a

pecuária, agricultura etc.;

- Abundante potencial em várias partes do mundo.

Por outro lado, existem alguns pontos negativos quanto a sua aplicação, tais como (SALLES, 2009):

- O fato de ela ser uma fonte de energia intermitente;
- Poluição visual;
- Ruído audível devido à rotação das pás;
- Dificil previsibilidade da velocidade do vento;
- Instalação em rota de pássaros.

2.1.2 Cenário Mundial da Energia Eólica

De acordo com o relatório anual da GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2019), o mercado global de energia eólica tem se desenvolvido, ano após ano, atingindo ao final do ano de 2018, um incremento do total de instalações 51.3 GW, como pode ser visto na Figura 2.

Figura 2 – Capacidade global instalada anual



Fonte: Adaptado de Global Wind Energy Council (2019).

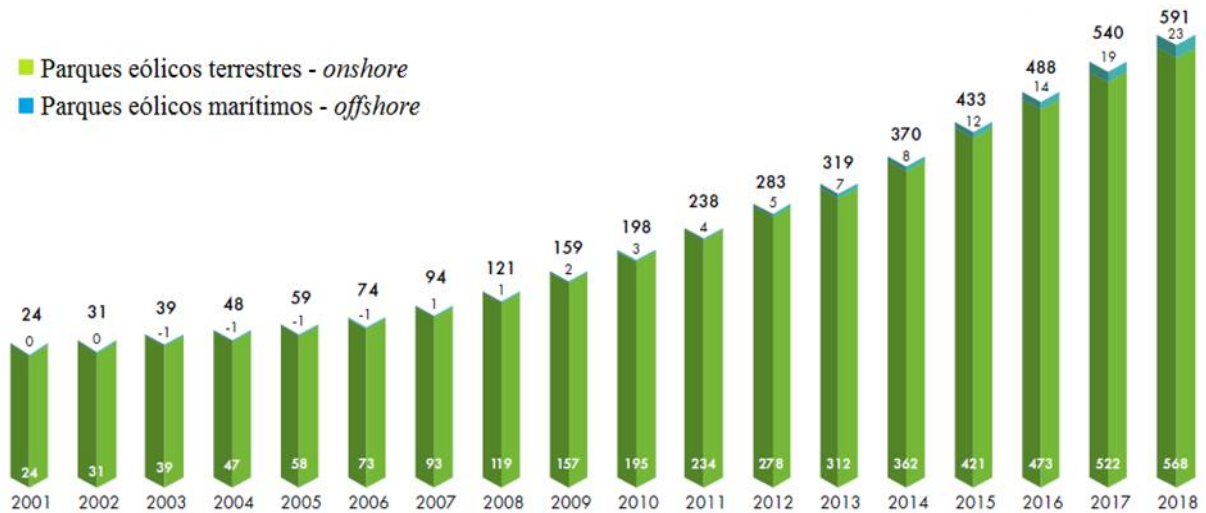
A Figura 3 mostra o total cumulativo global, evidenciando que a capacidade total foi incrementada para um valor de 591 GW. O mercado anual caiu em torno de 4%, em comparação ao ano de 2017 devido a dois fatores (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2019):

- Redução de mercado de parques eólicos terrestres na Alemanha e Reino Unido, provando uma redução de 4,8 GW;
- Na Índia, devido aos desafios de execução de novas instalações, houve uma

redução de 2 GW.

O total acumulado obteve um crescimento de 9% em comparação com 2017, devido a incrível capacidade anual das instalações da China, que, em 2017, representou 45% do total instalado mundial, com 206 GW de instalações totais, sendo o primeiro país a superar a marca de 200 GW de capacidade total instalada (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2019).

Figura 3 – Evolução histórica da capacidade total instalada dos parques eólicos



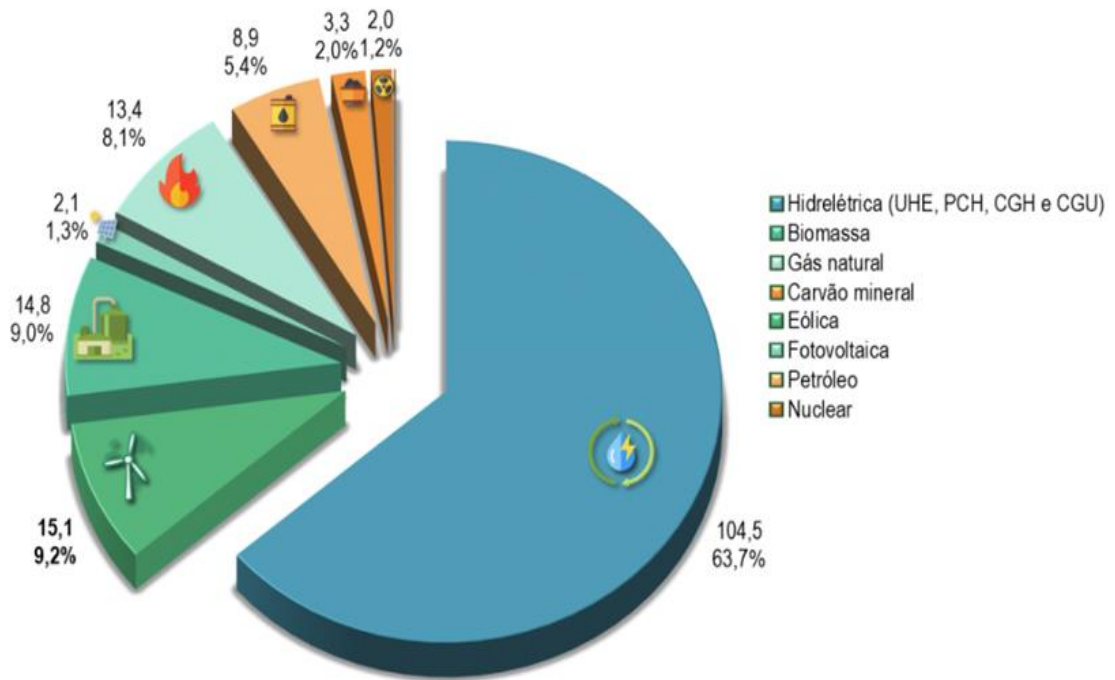
Fonte: Adaptado de Global Wind Energy Council (2019).

2.1.3 Energia Eólica no Brasil

Segundo dados apresentados pela Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica (2019), em referência ao mês de abril de 2019, o Brasil possui um total de capacidade instalada de energia eólica de 15,1 GW, distribuídos em 601 parques eólicos, com mais de 7.000 aerogeradores em 12 estados, totalizando 9,2% da matriz energética brasileira, sendo a segunda fonte mais significativa, atrás apenas da geração de energia através das hidrelétricas, com capacidade de 104,5 GW, correspondendo a 63,7% da matriz energética brasileira, como pode ser visto na Figura 4.

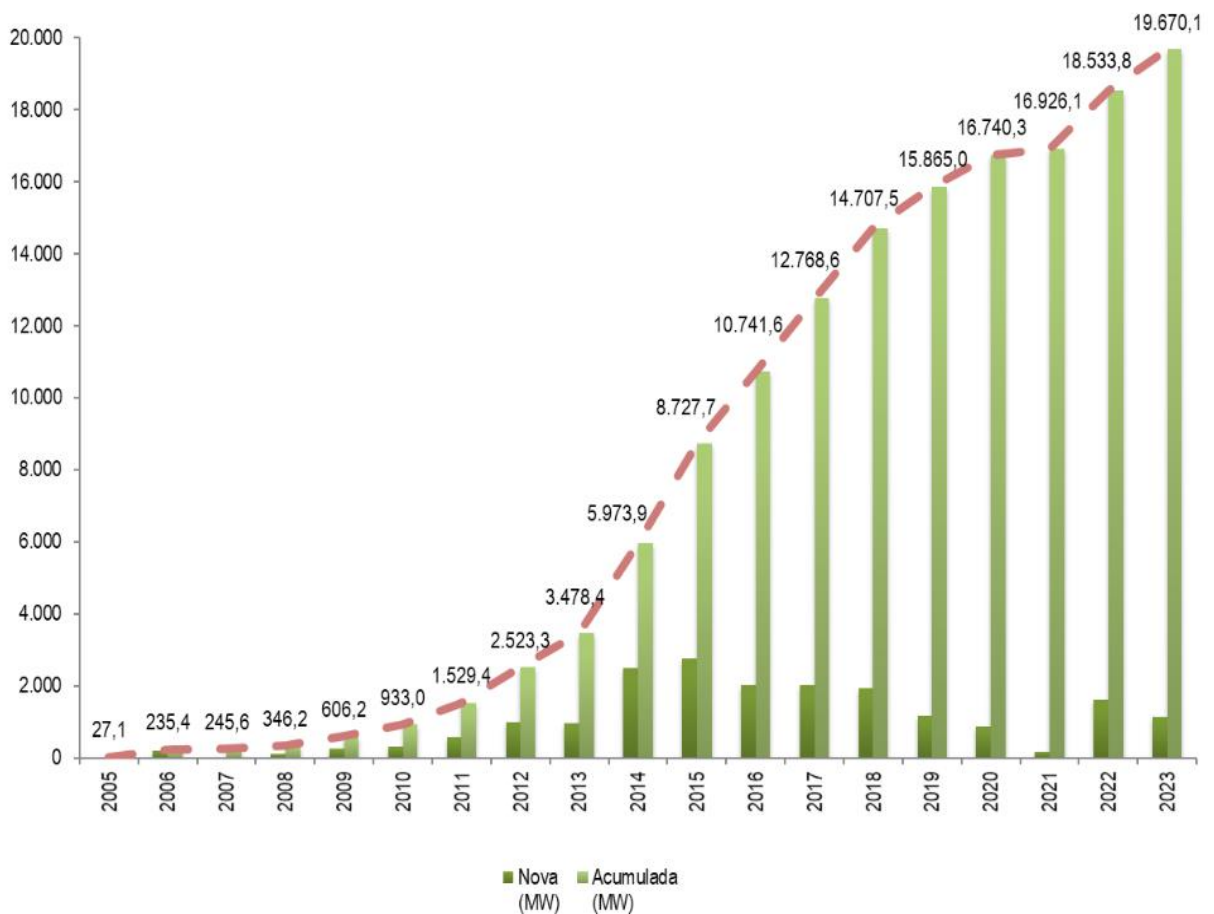
Há de se ressaltar que, além dos 15,1 GW de capacidade instalada, existem mais de 4,6 GW já contratados ou em construção. Dessa forma, a capacidade instalada no Brasil até o final de 2023 deverá ser de 19,7 GW. A Figura 5 mostra a evolução da capacidade instalada no Brasil desde 2005 até o ano de 2023 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2019a).

Figura 4 – Composição da matriz energética brasileira



Fonte: Associação Brasileira de Energia Eólica (2019a).

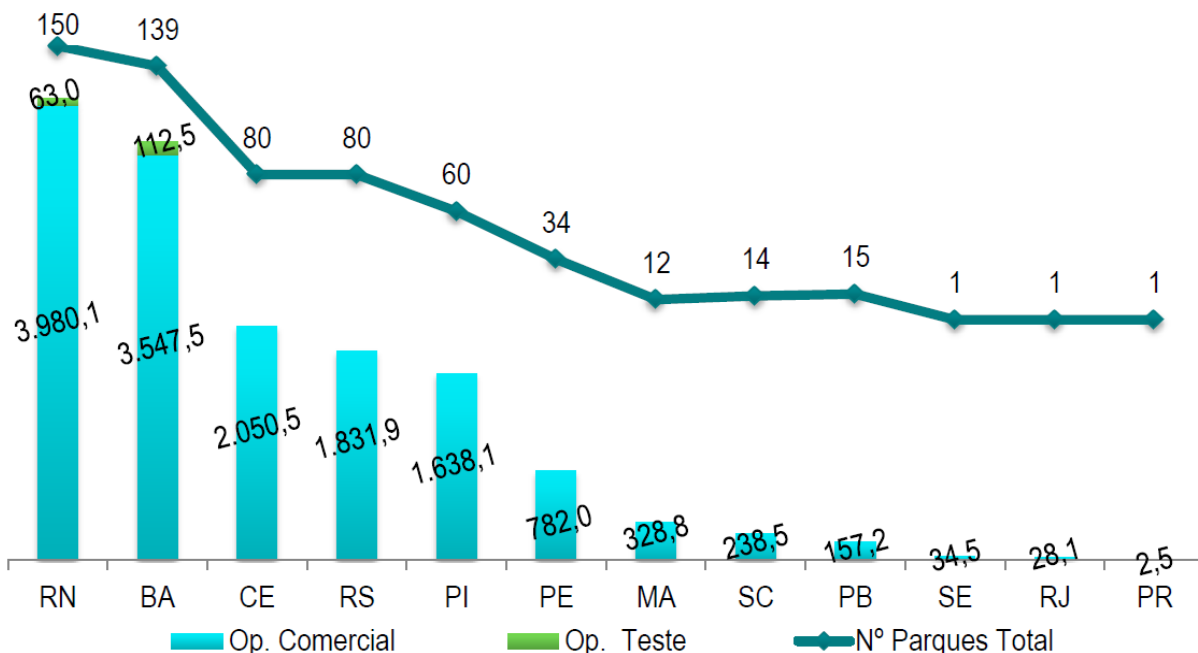
Figura 5 – Evolução da capacidade instalada no Brasil



Fonte: Associação Brasileira de Energia Eólica (2019a).

Em relação a situação dos parques eólicos instalados no país, eles são divididos em duas categorias: os que operam em teste e os que operam comercialmente. A Figura 6 mostra a situação dos parques eólicos no país, em que é possível observar que a região nordeste do país é a que possui a maior parcela dos parques eólicos instalados (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2019b).

Figura 6 – Situação dos parques eólicos no Brasil



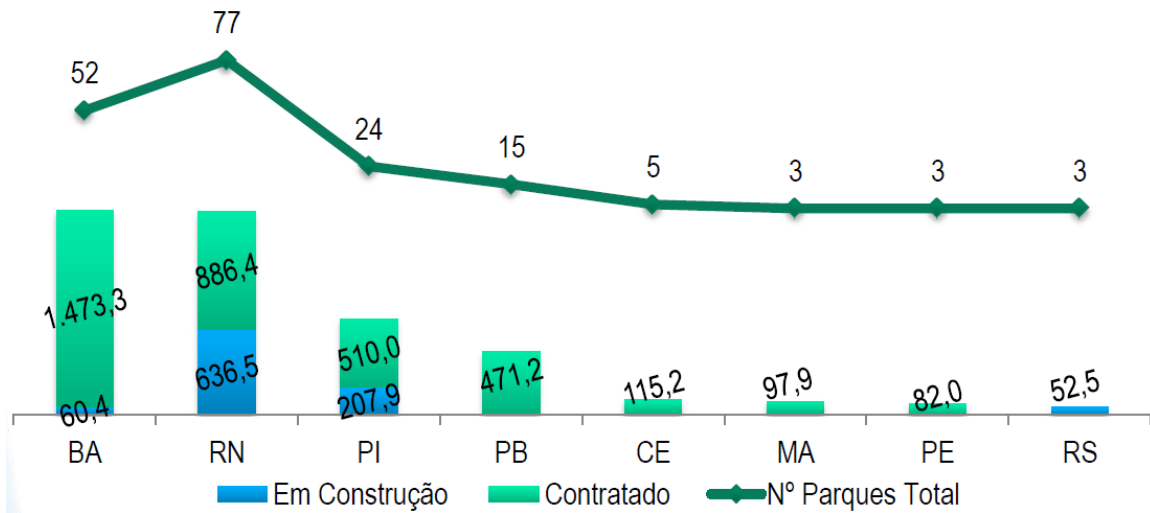
Fonte: Associação Brasileira de Energia Eólica (2019b).

Por outro lado, os parques eólicos em construção podem ser classificados em duas categorias: em construção e contratados, que somados apresentam uma capacidade de 4,59 GW. A Figura 7 mostra os parques eólicos contratados e em construção, em que a maior relevância também se encontra na região nordeste (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2019b).

Estima-se que o Brasil tenha um potencial de 143 GW e que é possível produzir cerca de 272,2 TWh/ano (a uma altura média de 50 m). A Figura 8 apresenta o potencial da energia eólica nas cinco regiões do país, onde as Regiões Nordeste e Sul apresentam os maiores índices (JUÁREZ et al., 2014).

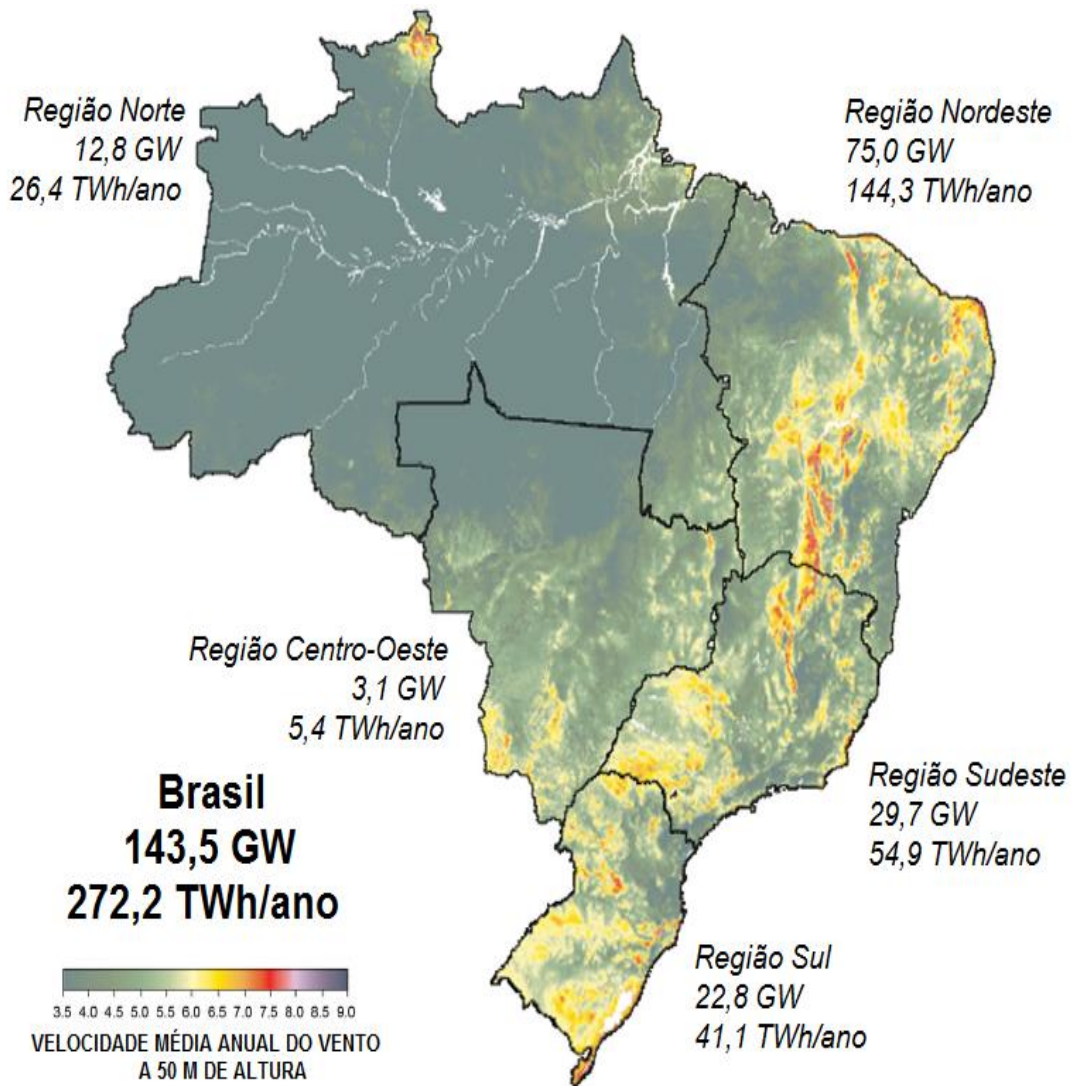
Os ventos mais fortes e mais constantes sopram nas regiões Nordeste e Sul do país, com uma velocidade média anual na ordem de 8 m/s (JUÁREZ et al., 2014).

Figura 7 – Expansão dos parques eólicos no Brasil



Fonte: Associação Brasileira de Energia Eólica (2019b).

Figura 8 – Potencial eólico nas cinco regiões do Brasil



Fonte: Adaptado de Juárez et al. (2014).

2.2 Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas são dispositivos desenvolvidos para a extração da energia cinética disponível no vento. Esse aproveitamento da energia eólica é realizado pela conversão da potência do vento em potência mecânica, por meio de turbinas eólicas (CUSTÓDIO, 2013).

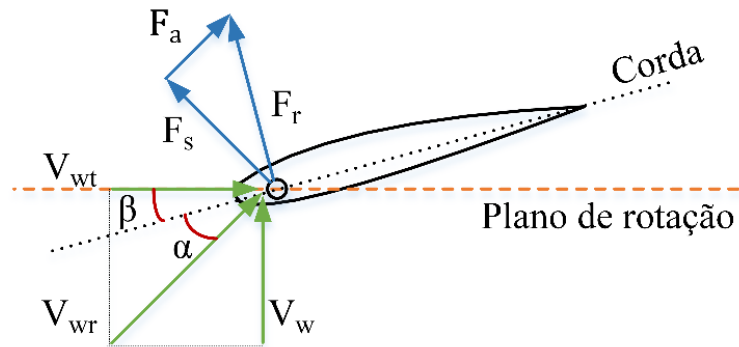
As turbinas eólicas modernas são decorrência do avanço tecnológico dos moinhos de vento ou cata-ventos tradicionais, utilizados há séculos para aplicações como bombeamento de água, moagem de grãos, entre outros. Em contraste com os moinhos de vento utilizados no passado, as turbinas eólicas modernas usam máquinas elétricas para geração de eletricidade (CUSTÓDIO, 2013).

Existem dois tipos diferentes de turbinas eólicas: aquelas que dependem principalmente da sustentação aerodinâmica (turbinas de sustentação) e aquelas que usam principalmente o arrasto aerodinâmico (turbinas de arraste). As turbinas eólicas de alta velocidade dependem da força de sustentação para mover as lâminas, e a velocidade linear das lâminas geralmente é várias vezes maior que a velocidade do vento. Em contrapartida, para as turbinas que utilizam arrasto aerodinâmico, a velocidade linear não pode exceder a velocidade do vento, como resultado, são turbinas de baixa velocidade. Em geral, as turbinas eólicas são divididas por estrutura em eixo horizontal e eixo vertical. As turbinas eólicas para utilização na geração de energia em parques eólicos tanto instalado em terra (*onshore*) quanto no mar (*offshore*) são as de sustentação com eixo horizontal. Dessa forma, nos tópicos subsequentes, essas duas características (turbinas de sustentação e de eixo horizontal) serão discutidas (CUSTÓDIO, 2013; HANSEN, 2015).

2.2.1 Turbinas de Sustentação

As turbinas de sustentação utilizam pás com perfil aerodinâmico, cuja força resultante da interação do vento com o rotor possuem, além da componente de arrasto na mesma direção da velocidade relativa do vento (V_{wr}), uma componente perpendicular à essa velocidade, denominada de força de sustentação, conforme indicado pela Figura 9, em que a velocidade relativa é dada pela soma vetorial da velocidade do vento incidente (V_w) e da componente de velocidade do vento resistente ao movimento das pás (V_{wt}) (CUSTÓDIO, 2013; HANSEN, 2015; ROCHA, 2018).

Figura 9 – Definição da força de sustentação e arrasto considerando uma representação em 2-D



Fonte: Adaptado de Hansen (2015).

A força de sustentação F_s sobre uma seção da pá do rotor é dada por:

$$F_s = \frac{1}{2} \rho C_s A V_w^2 \quad (1)$$

em que,

- F_s = força de arraste aerodinâmico[N];
- C_s = coeficiente de arrasto;
- α = ângulo de ataque [°];
- β = ângulo de passo [°].

As características construtivas da pá e a sua inclinação em relação à direção da velocidade relativa do vento (ângulo de ataque) devem ser estabelecidas de forma a direcionar a força resultante F_r sobre a pá. Assim, a força resultante atuará no mesmo sentido da rotação do rotor da turbina, fazendo com que esta realize trabalho (CUSTÓDIO, 2013; HANSEN, 2015; ROCHA, 2018).

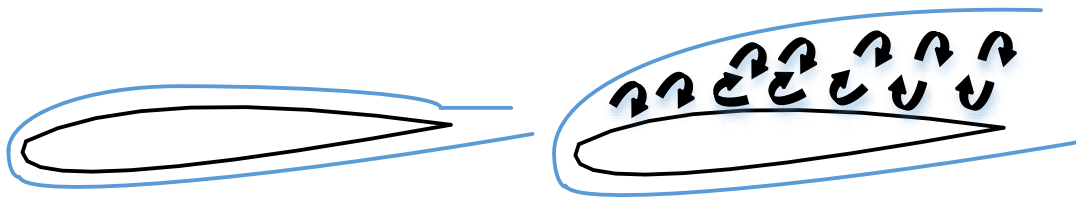
A incidência do vento sobre as pás de uma turbina eólica poderá provocar uma mudança do fluxo de ar de parte da superfície da pá, dependendo do ângulo de ataque, das dimensões e perfil da pá e da velocidade do vento relativo. A Figura 10 ilustra esse deslocamento. Em um primeiro momento, à medida em que o coeficiente de sustentação varia linearmente com o ângulo de ataque, a turbina se encontra na região normal de operação, que é caracterizada por apresentar um fluxo de ar laminar e aderente à superfície da pá, conforme a Figura 9a. Nesta região a força de sustentação é maior, resultando em maior sustentação aerodinâmica da pá e, conseqüentemente, maior transferência da potência do vento. Por outro lado, à medida em que se aumenta o ângulo de ataque, o perfil entra na região de perda aerodinâmica e o fluxo sobre o perfil passa a ser turbulento, resultando em um deslocamento entre o fluxo laminar do ar e a superfície da pá. Nessa região, não haverá

sustentação aerodinâmica, o que pode ser observado na Figura 9b. Portanto, quanto maior for a região de perda numa pá em relação à região de sustentação, menor será a transferência da potência do vento realizada pela pá e, assim, menor será a eficiência aerodinâmica da turbina. Esta região normalmente é utilizada para limitar as forças sobre a turbina eólica, quando a velocidade do vento é muito alta (CUSTÓDIO, 2013; HANSEN, 2015; ROCHA, 2018).

Figura 10 – Fluxos de ar sobre o perfil de uma pá:

(a) fluxo laminar

(b) fluxo turbulento



Fonte: Adaptado de Hansen (2015).

2.2.2 Turbina de eixo horizontal

As turbinas eólicas podem ser construídas com o eixo horizontal ou vertical. Os rotores de eixo horizontal precisam se manter perpendiculares à direção do vento para capturarem o máximo de energia. Este tipo de turbina é o mais utilizado atualmente, especialmente nas instalações de maior potência para produção de energia elétrica, onde o gerador é instalado no alto, conforme a Figura 11 (CUSTÓDIO, 2013; HANSEN, 2015; ROCHA, 2018).

Figura 11 – Turbina eólica de eixo horizontal

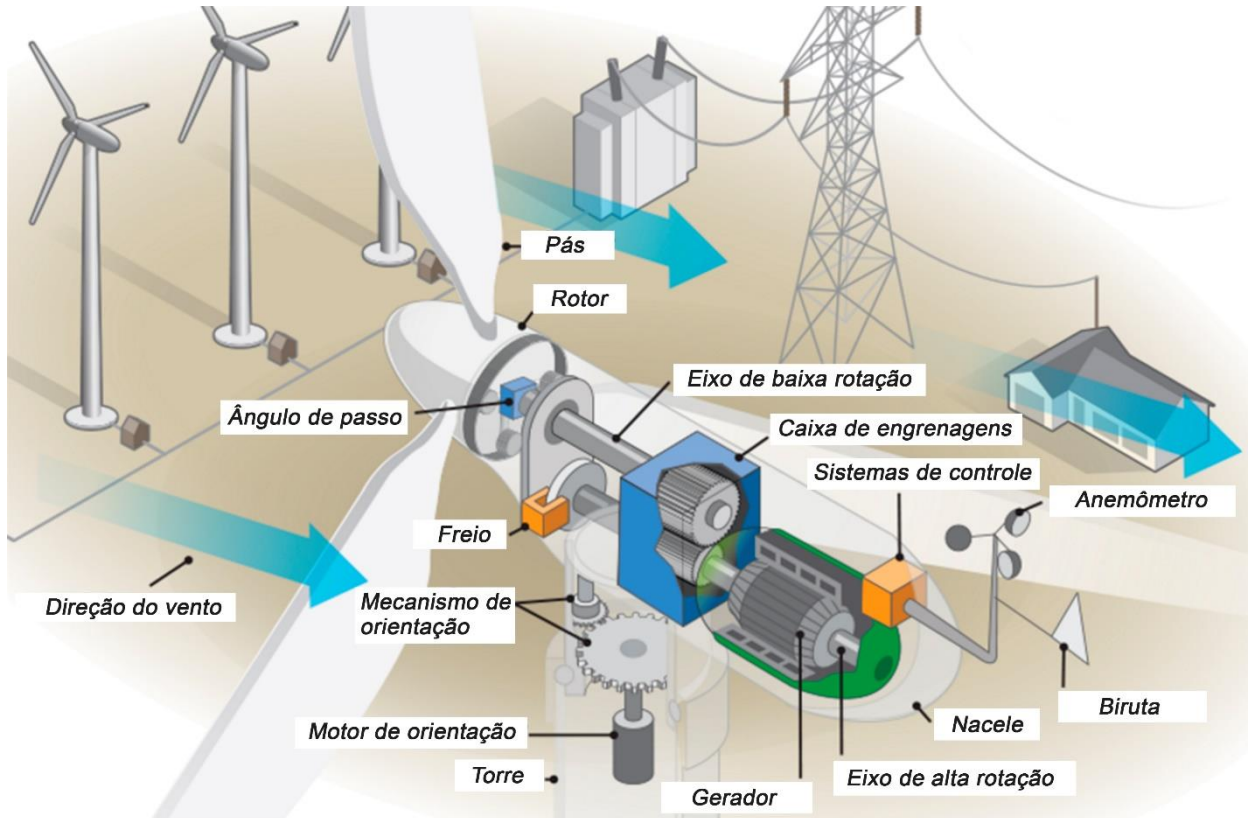


Fonte: CRESESB-Centro de Referência para Energia Solar e Eólica.

2.3 Componentes de um Sistema Eólico

A maioria das grandes turbinas eólicas modernas são turbinas de eixo horizontal com tipicamente três pás (TONG et al., 2010). Como mostrado na Figura 12, uma turbina eólica típica consiste no rotor (pás e cubo), dispositivo de elevação de velocidade (caixa de engrenagens), sistema de conversão, controles e torre (NELSON, 2014).

Figura 12 – Componentes de um aerogerador



Fonte: Rocha (2018).

- Anemômetro – Tem a função de medir a velocidade do vento e transmitir esses dados para o controlador eletrônico;
- Pás – As pás da turbina são tipicamente fabricadas a partir de poliéster ou resina epóxi reforçado com fibra de vidro. No entanto, novos materiais, como a fibra de carbono, estão sendo introduzidos para fornecer a alta relação resistência-peso necessária para as pás de turbinas eólicas de maior dimensão.
- Freio – Para o rotor mecanicamente, eletricamente ou hidraulicamente, em emergências;
- Controlador eletrônico – Responsável pelo controle contínuo do gerador elétrico, como por exemplo, controle de potência ativa e reativa entregue à rede;
- Caixa de engrenagens – conecta o eixo de baixa rotação ao eixo de alta rotação;

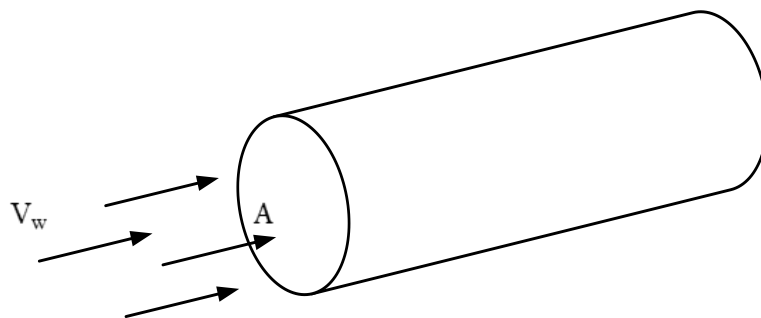
- f) Gerador elétrico – Converte a energia mecânica presente no eixo de alta rotação em energia elétrica. Esse gerador pode ser de indução ou síncrono;
- g) Nacele – É o compartimento instalado no alto da torre e que abriga os componentes de um sistema eólico;
- h) Ângulo de passo – Gira as pás eólicas de forma a controlar a velocidade de rotação para elevadas velocidades de vento;
- i) Rotor – É o componente que efetua a transformação da energia cinética dos ventos em energia cinética de rotação. No rotor são fixadas as pás da turbina;
- j) Torre – Suporta a estrutura da turbina na altura onde os ventos possuem melhores condições para aproveitamento eólico;
- k) Biruta – Captam a direção do vento, de modo ao vento sempre estar perpendicular à torre para se obter um maior rendimento;
- l) Mecanismo de orientação (*Yaw Mechanism*) – Mecanismo de ajuste da direção do aerogerador de acordo com a direção do vento;

2.4 Conversão de Energia Eólica em Energia Mecânica

A energia eólica pode ser definida como a energia cinética do ar em movimento (ROCHA, 2018). A energia cinética do vento tem sua relação com o raio do rotor e a velocidade do vento. Assim, a conversação de massa, energia e momento são descritas no contexto da energia eólica. Esses conceitos são usados para derivar o limite de Betz. Esse limite define a quantidade de energia que pode ser extraída por uma turbina de disco rotor com uma porcentagem de energia total contida no vento (JAIN, 2011).

Considerando um fluxo de ar, movendo-se a uma certa velocidade, perpendicular à uma seção transversal de um cilindro, conforme a Figura 13, tem-se que (CUSTÓDIO, 2013):

Figura 13 – Fluxo de ar fluindo através de uma seção transversal



Fonte: Adaptado de Custódio (2013).

A energia cinética da massa de ar é dada pela equação (2):

$$E = \frac{mV_w^2}{2} \quad (2)$$

em que:

- E = energia cinética [J];
- m = massa de ar [kg];
- V_w = velocidade do vento [m/s].

A potência disponível no vento (P) é definida como a derivada da energia no tempo, dada por:

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{\dot{m}V_w^2}{2} \quad (3)$$

em que:

- \dot{m} = fluxo de massa de ar [kg/s].

O fluxo de massa é dado por:

$$\dot{m} = \rho V_w A \quad (4)$$

em que:

- ρ = densidade específica de ar [kg/m³];
- A = área da seção transversal [m²].

Portanto, substituindo a equação (4) em (3), tem-se que a potência disponível no vento que passa pela seção A , transversal ao fluxo de ar, é dada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 \quad (5)$$

Ao se observar a equação (5), nota-se que a potência disponível no vento é proporcional ao cubo da velocidade que ele apresenta. Através da turbina eólica, a energia cinética dos ventos é convertida em energia cinética de rotação da turbina. Quando se analisa o fluxo de ar através de uma turbina eólica de eixo horizontal, conforme é mostrado pela Figura 14, é possível determinar o quanto de potencial eólico é aproveitado pela turbina.

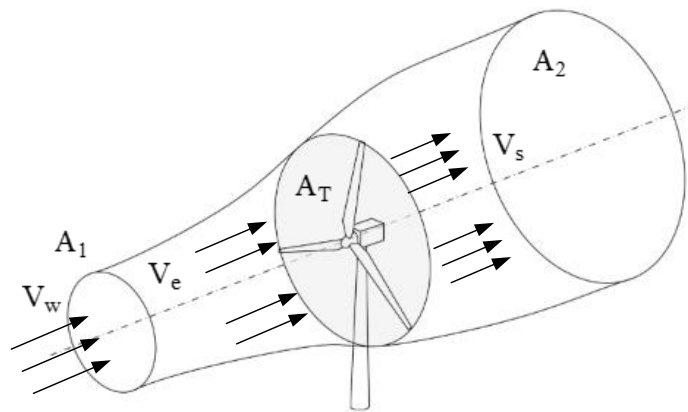
O fluxo de massa de ar é dado por (BANIOTOPOULOS; BORRI; STATHOPOULOS, 2013):

$$\dot{m} = \rho V_w A_1 = \rho V_e A_T = \rho V_s A_2 \quad (6)$$

em que:

- A_1 = área da seção transversal do vento que se aproxima da turbina [m²];
- A_T = área da seção transversal do tubo de vazão do ar na entrada do rotor da turbina [m²];
- V_e = velocidade do vento na seção do tubo de vazão na entrada da turbina [m/s];
- A_2 = área da seção transversal do tubo de vazão do ar na saída do rotor da turbina [m²];
- V_s = velocidade do vento na seção do tubo de vazão na saída da turbina [m/s].

Figura 14 – Fluxo de vento através de uma turbina eólica



Fonte: Adaptado de Hansen (2015).

Ao converter a energia cinética do vento, a turbina eólica provocará uma redução em V_s , resultando no aumento do diâmetro do tubo de vazões, com isso, a potência que a turbina eólica extrai do vento é dada pela equação (7) (CUSTÓDIO, 2013; HANSEN, 2015):

$$P_t = P_e - P_s \quad (7)$$

em que:

- P_t = potência extraída do vento pela turbina eólica [W];
- P_e = potência disponível no vento na entrada do rotor eólico [W];
- P_s = potência disponível no vento na saída do rotor eólico [W].

Logo, da equação (3), tem-se que:

$$P_t = \frac{\dot{m}}{2} (V_w^2 - V_s^2) \quad (8)$$

Substituindo a equação (6) em (8), é possível obter que:

$$P_t = \frac{\rho V_e A_T}{2} (V_w^2 - V_s^2) \quad (9)$$

Sabendo que a potência pode ser escrita como a multiplicação entre a força aplicada e velocidade do vento, pode-se determinar que (BANIOTOPOULOS; BORRI; STATHOPOULOS, 2013):

$$P_t = \dot{m} V_e (V_w - V_s) \quad (10)$$

Substituindo a equação (6) em (10), tem-se que:

$$P_t = \rho A_T V_e^2 (V_w - V_s) \quad (11)$$

Aplicando a Lei da Conservação de Energia (BANIOTOPOULOS; BORRI; STATHOPOULOS, 2013):

$$\rho A_T V_e^2 (V_w - V_s) = \frac{\rho V_e A_T}{2} (V_w^2 - V_s^2) \quad (12)$$

$$V_e = \frac{1}{2} (V_w + V_s) \quad (13)$$

A equação (13) mostra que a velocidade no rotor é a média da velocidade do vento e a velocidade de saída, isto é, a queda de velocidade antes e depois da turbina é igual, e dada por:

$$V_w - V_e = V_e - V_s \quad (14)$$

É possível definir um fator de indução axial a em função da velocidade do vento e da velocidade do vento na seção do tubo de vazão na entrada da turbina:

$$a = \frac{V_w - V_e}{V_w} \quad (15)$$

Substituindo a equação (15) em (13), tem-se que:

$$V_s = (1 - 2a)V_w \quad (16)$$

Aplicando esta definição na equação (9), é possível reescrever a potência da seguinte forma:

$$P_t = 2\rho A V_w^3 a(1 - a)^2 \quad (17)$$

A potência disponível total do vento é dada pela equação (5). Desta forma, é possível determinar uma expressão adimensional de potência definindo o coeficiente e potência C_p , da seguinte forma:

$$C_p = \frac{P_t}{P} \quad (18)$$

Substituindo (17) e (5) em (18), tem-se:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (19)$$

Portanto,

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 C_p \quad (20)$$

A derivada da equação do coeficiente de potência resulta em:

$$\frac{dC_p}{da} = 4(1-a)(1-3a) \quad (21)$$

Igualando a equação (21) a zero, é possível obter o valor de a para o ponto máximo do coeficiente de potência, logo:

$$0 = 4(1-a)(1-3a) \quad (22)$$

$$a = \frac{1}{3} \text{ ou } a = 1 \quad (23)$$

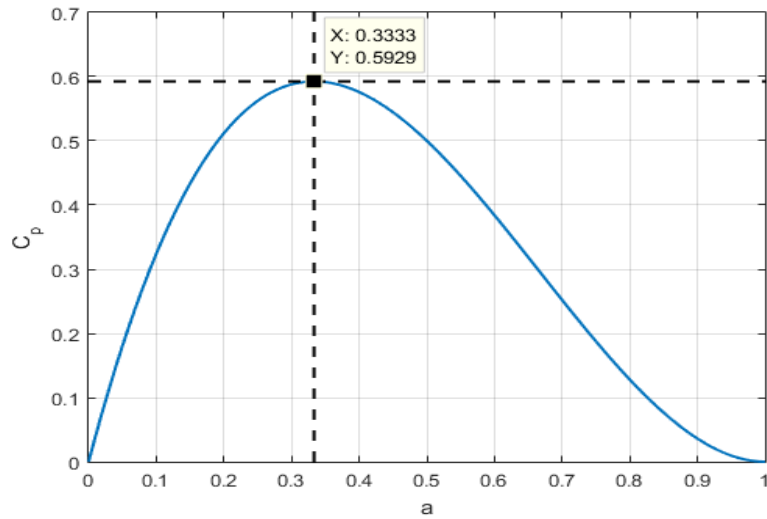
Substituindo os valores de a na equação de C_p , tem-se que o ponto de máximo ocorre para $a = \frac{1}{3}$, com isso:

$$C_{p_{\text{máx}}} = \frac{16}{27} \cong 0,593 \quad (24)$$

Este valor teórico máximo para uma turbina eólica ideal é conhecido como Limite de Betz, o qual afirma que um máximo de 59% da energia total associada à energia cinética do vento poderá ser extraído pela turbina eólica (BANIOTOPOULOS; BORRI; STATHOPOULOS, 2013):

A Figura 15 mostra o comportamento do coeficiente de potência à medida em que o fator de indução axial varia, comprovando que o valor máximo ocorre em aproximadamente 0,593.

Figura 15 – Coeficiente de potência teórico



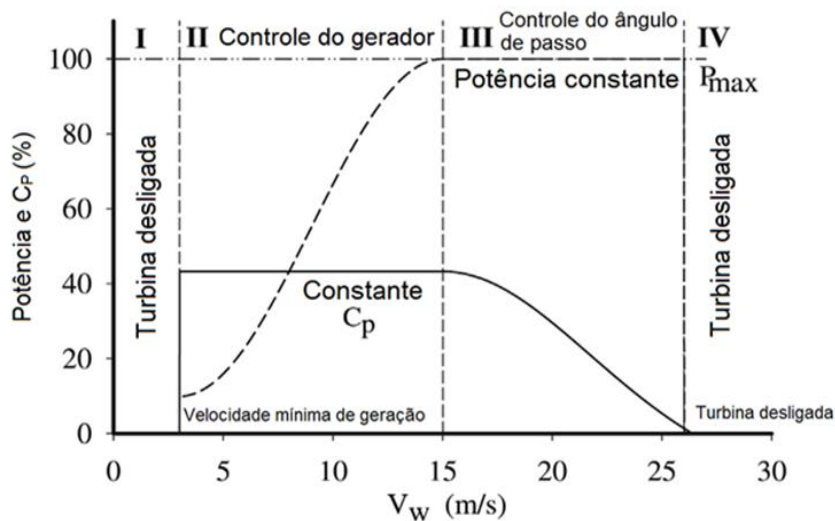
Fonte: Rocha (2018).

As turbinas eólicas modernas operam próximas a este limite, com C_p até 0,5 como sendo um valor máximo, mesmo que o Limite de Betz determine 0,593 (HANSEN, 2015; JAIN, 2011). Dentro da turbina, a maior parte da energia é convertida em energia elétrica útil, enquanto parte dela é perdida em caixa de câmbio, rolamentos, gerador, conversor de energia, transmissão e outros (JAIN, 2011).

2.5 Modos de Operação de uma Turbina Eólica

As turbinas eólicas são divididas em 4 regiões de operação, conforme mostrado pela Figura 16.

Figura 16 – Regiões de operação de uma turbina eólica



Fonte: Adaptado de Taveiros, Barros, Costa (2015).

Na região I, a velocidade de vento vai de zero à velocidade mínima de geração (*cut-in*), valor este geralmente inferior a 3 m/s, assim a potência gerada apenas fornece energia para as perdas por atrito, desta forma a turbina é desligada (TAVEIROS; BARROS; COSTA, 2015).

Na região II, a turbina opera com passo fixo e velocidade variável, onde a velocidade do gerador é controlada para obter a máxima potência disponível do vento (TAVEIROS; BARROS; COSTA, 2015). Para a maioria das turbinas eólicas, a velocidade mínima de geração (*cut-in*) está na faixa de 3 a 5 m/s (JAIN, 2011).

Idealmente, o controle aerodinâmico só começa a operar quando a potência gerada atinge seu valor nominal, o que caracteriza o início da região III. Na terceira faixa, ou seja, para velocidades de vento acima da nominal, a velocidade e a potência da turbina devem ser limitadas ao seu valor nominal, a fim de evitar danos mecânicos (TAVEIROS; BARROS; COSTA, 2015). A velocidade nominal está na faixa de 11 a 17 m/s (REKIOUA, 2014). Em relação ao controle de potência, os três principais métodos são: controle por estol (*stall*) ativo, controle por estol (*stall*) passivo e regulação por passo (*pitch*) (MARQUES, 2004).

Na região IV, a velocidade do vento é considerada alta demais e a turbina é desligada (TAVEIROS; BARROS; COSTA, 2015). A velocidade de corte (*cut-out speed*) está na faixa de 17 a 30 m/s (REKIOUA, 2014). O principal motivo para a parada é a segurança, uma vez que os componentes de uma turbina não são projetados para lidar com as cargas criadas pela velocidade do vento acima da velocidade de corte (JAIN, 2011).

2.6 Tipos de emuladores de turbina eólica

Os emuladores de turbina eólica são normalmente construídos por duas máquinas elétricas mecanicamente acopladas entre si. A primeira máquina opera como motor e tem a função de simular a potência e torque oriundo do vento. Já a segunda máquina elétrica opera como gerador, e a ela são aplicadas cargas para que as curvas de potência possam ser representadas. Um esquema dessa conexão está apresentado na Figura 1.

Os ETEs típicos são construídos por máquinas CC ou máquinas de indução. Neste tópico serão apresentados os principais tipos de emuladores de turbina eólica presentes na literatura. Dessa forma, foi possível adotar a estratégia necessária para o ETE proposto nesta dissertação de mestrado acadêmico.

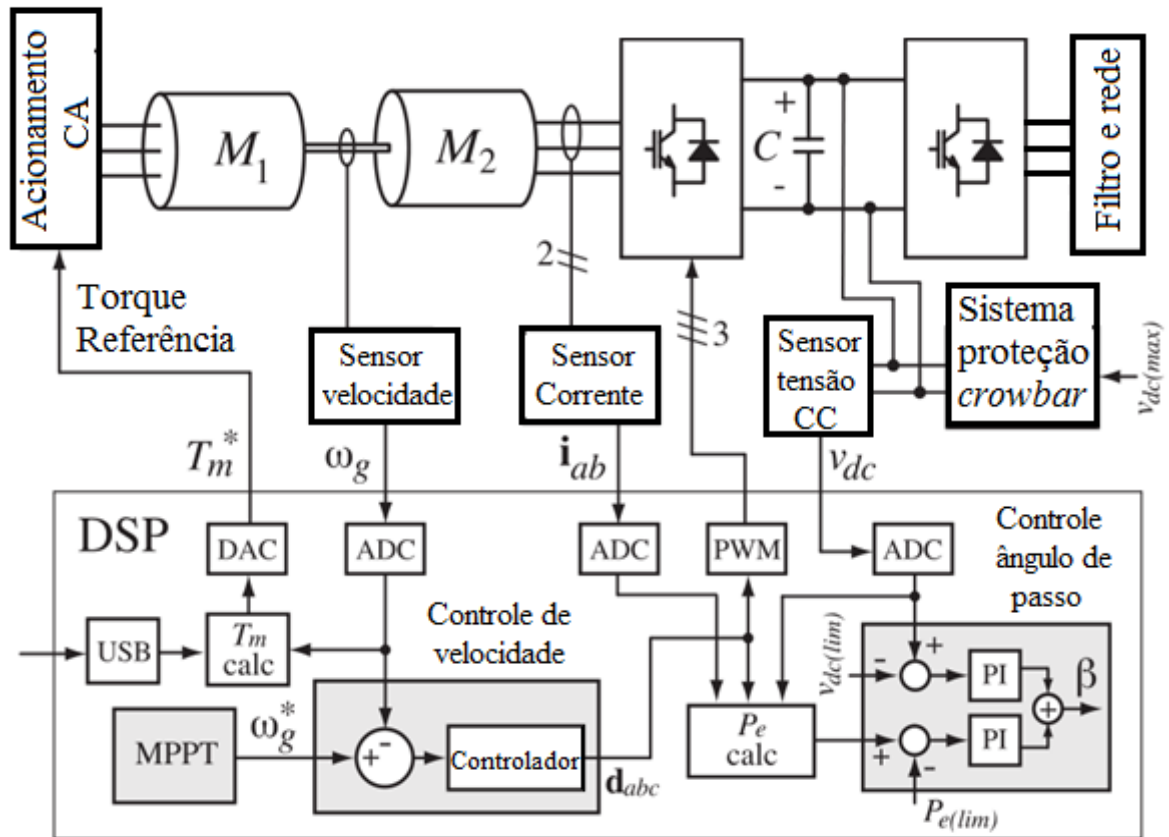
Em Castelló, Espí e García-Gil (2016) foi proposto um emulador de turbina eólica que consiste em duas máquinas de indução trifásicas com rotor em gaiola de esquilo

mecanicamente acopladas. Ambas as máquinas possuem potência nominal de 1,5 kW. Os cálculos aerodinâmicos da turbina eólica foram desenvolvidos em ferramenta computacional e a conexão com a bancada experimental foi feita por meio de um DSP conectado via USB. O torque total aplicado ao motor é a diferença do torque mecânico oriundo do modelo aerodinâmico calculado computacionalmente e o medido, por meio de um torquímetro, na bancada experimental. Um eixo de velocidade derivativa foi utilizado para o cálculo da inércia do torque, o que fornece melhores resultados em termos de atenuação de harmônicas de alta frequência presentes na aquisição da velocidade do gerador. O ETE implementado foi usado para comparar diferentes algoritmos de ponto de máximo rastreamento de potência, para situações de potência muito elevada e para eventos de sobtensões. Dessa forma, essa turbina eólica foi testada de diversas maneiras, tendo como principal diferencial o teste de sistemas eólicos de potência em situações adversas.

A Figura 17 mostra o esquema proposto por Castelló, Espí e García-Gil (2016), em que o algoritmo de ponto de máximo rastreamento de potência fornece a velocidade de referência do gerador que maximiza a extração de potência para uma dada velocidade do vento. Se o vento se tornar muito forte, para preservar-se a turbina eólica e os dispositivos eletrônicos de potência, a extração de potência deve ser reduzida pelo aumento do ângulo de passo. Além disso, nota-se que através do torque de referência é que a turbina eólica é emulada.

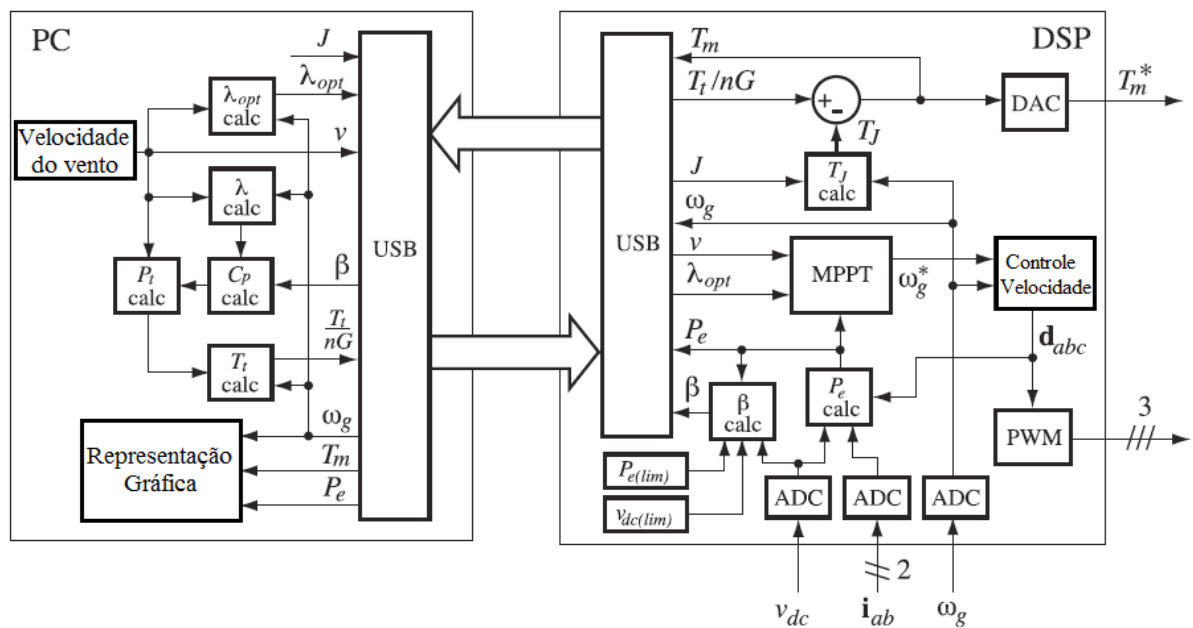
O ETE proposto foi elaborado via computador e a comunicação foi feita pelo DSP modelo AT91SAM7X256 da ATMEL®, ambos com comunicação via USB. A Figura 18 mostra o diagrama em blocos da implementação digital. Os resultados obtidos mostram a efetividade do emulador proposto, inclusive quando submetidos a problemas relacionados a potência elevada e eventos de sobtensões.

Figura 17 – Esquema do sistema eólico de potência com o ETE proposto por Castelló, Espí e García-Gil



Fonte: Adaptado de Castelló, Espí e García-Gil (2016).

Figura 18 – Diagrama em blocos do software implementado para ETE proposto por Castelló, Espí e García-Gil

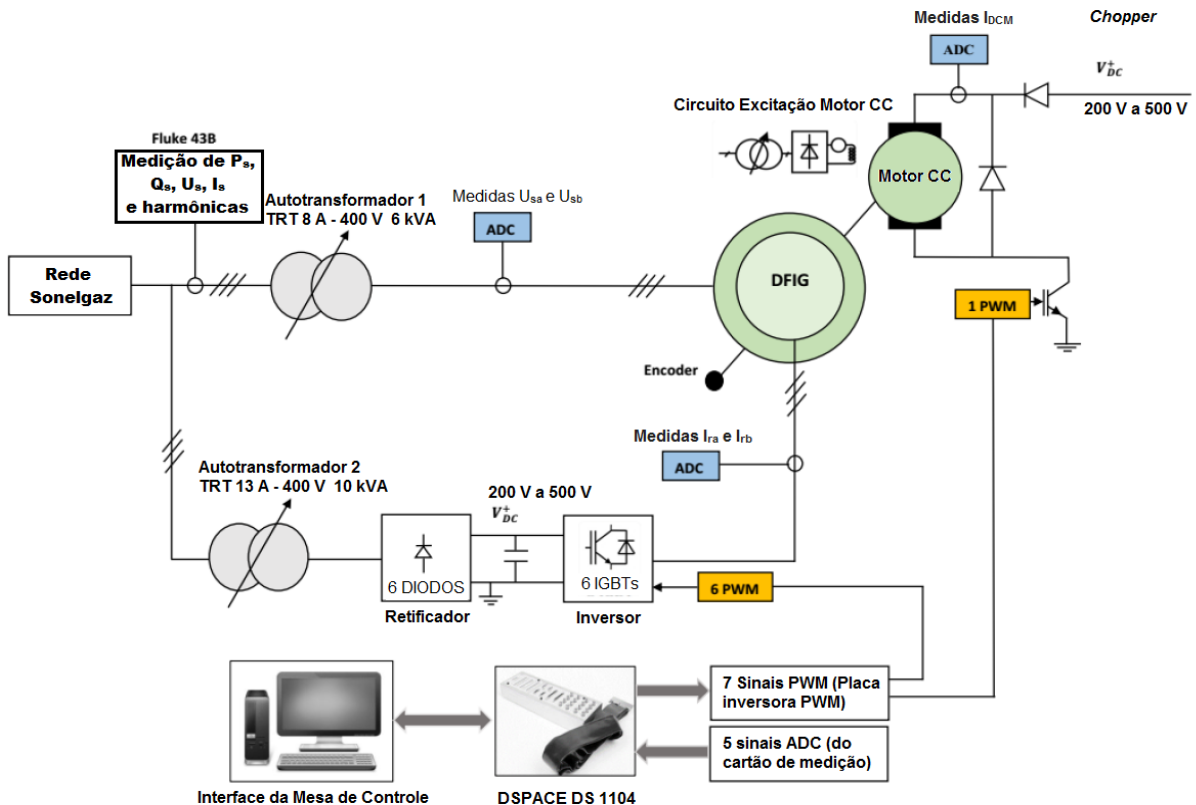


Fonte: Adaptado de Castelló, Espí e García-Gil (2016).

Em Lopes et al. (2005) é proposto um emulador de turbina eólica que consiste em um motor de corrente contínua acionado por um retificador trifásico a tiristor e por um conversor CC-CC acionado por modulação por largura de pulso. O modelo aerodinâmico foi implementado via software MATLAB®/Simulink® e a comunicação foi realizada por meio do dSPACE. Os resultados experimentais demonstraram a efetividade do emulador proposto.

Em Dekali et al. (2018) é proposto um sistema eólico de potência baseado em gerador de indução duplamente alimentado (DFIG, do inglês – *Doubly Fed Induction Generator*). O emulador de turbina eólica utilizado para o acionamento do DFIG foi um motor de corrente contínua. Este trabalho propõe a verificação do ETE quando o sistema de geração eólica estiver submetido a transferência de potência ativa e reativa em regime transitório e permanente com o DFIG operando nos modos sub síncrono e super síncrono. Os algoritmos de controle e o ETE foram implementados computacionalmente na linguagem de programação C, e a comunicação com a bancada experimental foi feita via dSPACE DS1104. Os resultados experimentais demonstraram a efetividade das técnicas de controle propostas. A Figura 19 mostra a estrutura geral do emulador de sistema de geração eólica proposto. O motor CC emula a turbina eólica. Ele é mecanicamente acoplado ao DFIG e alimentado por um *chopper*.

Figura 19 – Esquema geral do emulador proposto por Dekali et al.

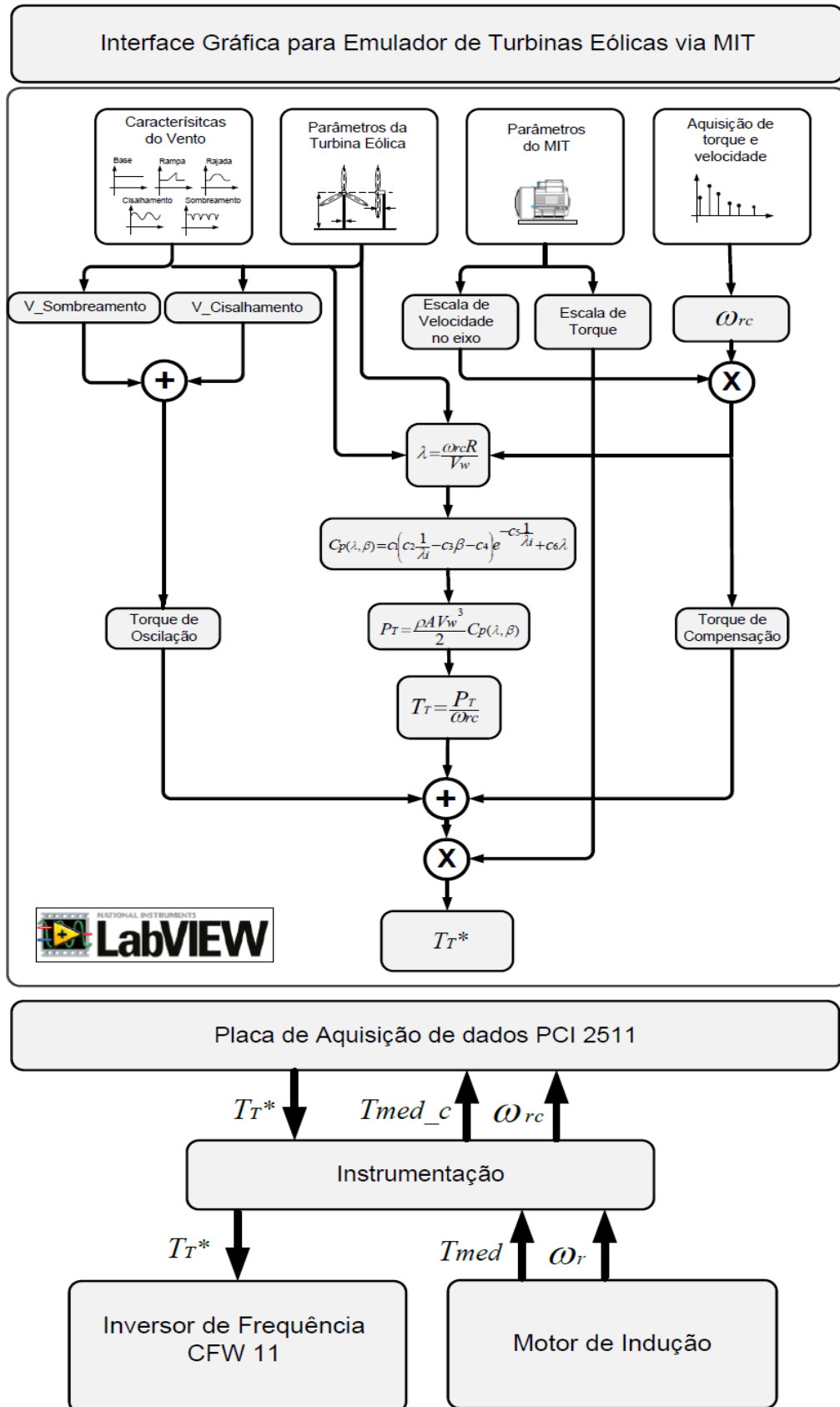


Fonte: Adaptado de Dekaili et al. (2018).

Em Martinello (2015) é proposto um ETE utilizando um motor de indução trifásico com rotor em gaiola de esquilo acoplado mecanicamente à um gerador síncrono de ímã permanente. Há um torquímetro no eixo do sistema, para a aquisição de torque. A velocidade do sistema é obtida por meio de um encoder. O objetivo deste trabalho foi emular o torque mecânico desenvolvido no eixo de uma turbina eólica operando em geração distribuída, a partir de uma bancada experimental constituída por motor de indução trifásico e gerador síncrono de ímã permanente, sob diferentes condições de velocidade do vento. O modelo computacional foi desenvolvido via software LabVIEW®. A comunicação entre o modelo computacional e a bancada experimental foi feita por meio da placa de aquisição de dados PCI 2511. A Figura 20 mostra o modelo computacional desenvolvido em LabVIEW®. A Figura 21 mostra a interface homem-máquina criada do emulador de turbina eólica proposto. Por fim, o diagrama do projeto do ETE em bancada experimental é exposto na Figura 22. Os resultados experimentais demonstraram a eficácia do modelo proposto, tornando o ETE útil para demais aplicações envolvendo geração eólica.

Em Corrêa (2014) é proposto um ETE de eixo horizontal utilizando um motor de corrente contínua para acionar geradores com o mesmo torque que haveria caso estivessem acoplados a uma turbina real. O modelo computacional foi desenvolvido via LabVIEW® e a comunicação com a bancada experimental foi realizada por meio da placa de aquisição de dados NI 6009. Além do modelo aerodinâmico da turbina eólica, este trabalho propõe um modelo dinâmico para representar o efeito cortante do vento, o sombreamento da torre e o direcionamento da turbina em relação ao vento. Além disso, o modelo proposto permite a emulação de máquinas de grande inércia usando motores de menor porte, pela simples alteração do torque imposto ao gerador. O diferencial deste trabalho consiste na possibilidade da emulação da turbina Magnus, que é um aerogerador que possui cilindros girantes no lugar das tradicionais pás eólicas. O diagrama de blocos do emulador proposto é mostrado na Figura 23.

Figura 20 – Fluxograma de implementação de turbina eólica em plataforma LabVIEW® proposto por Martinello

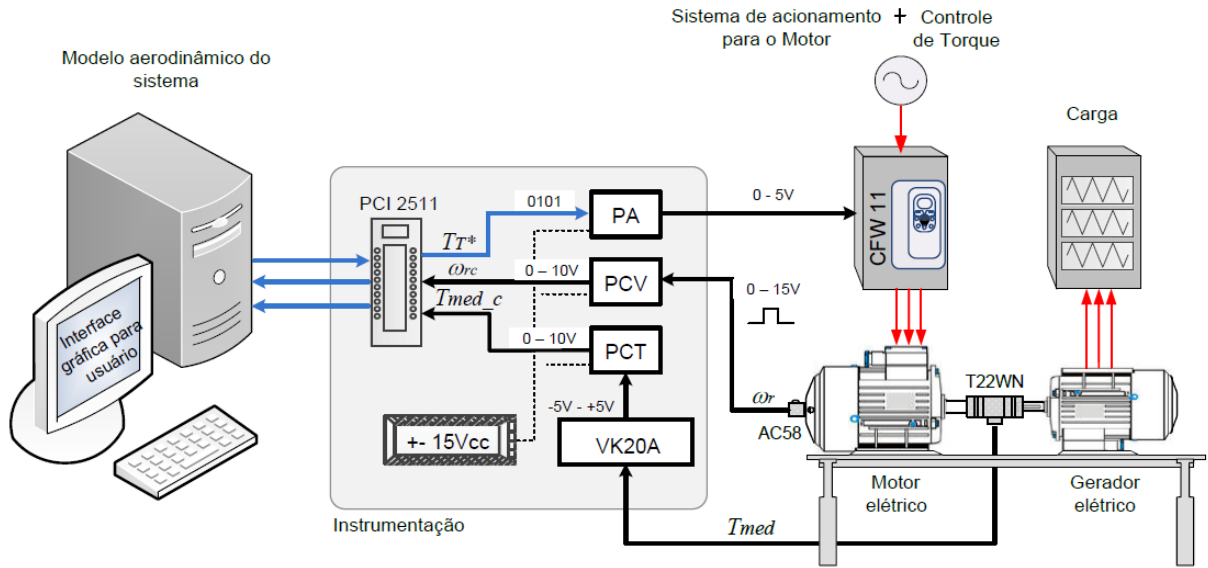


Fonte: Martinello (2015).

Figura 21 – Tela de apresentação do ETE proposto por Martinello

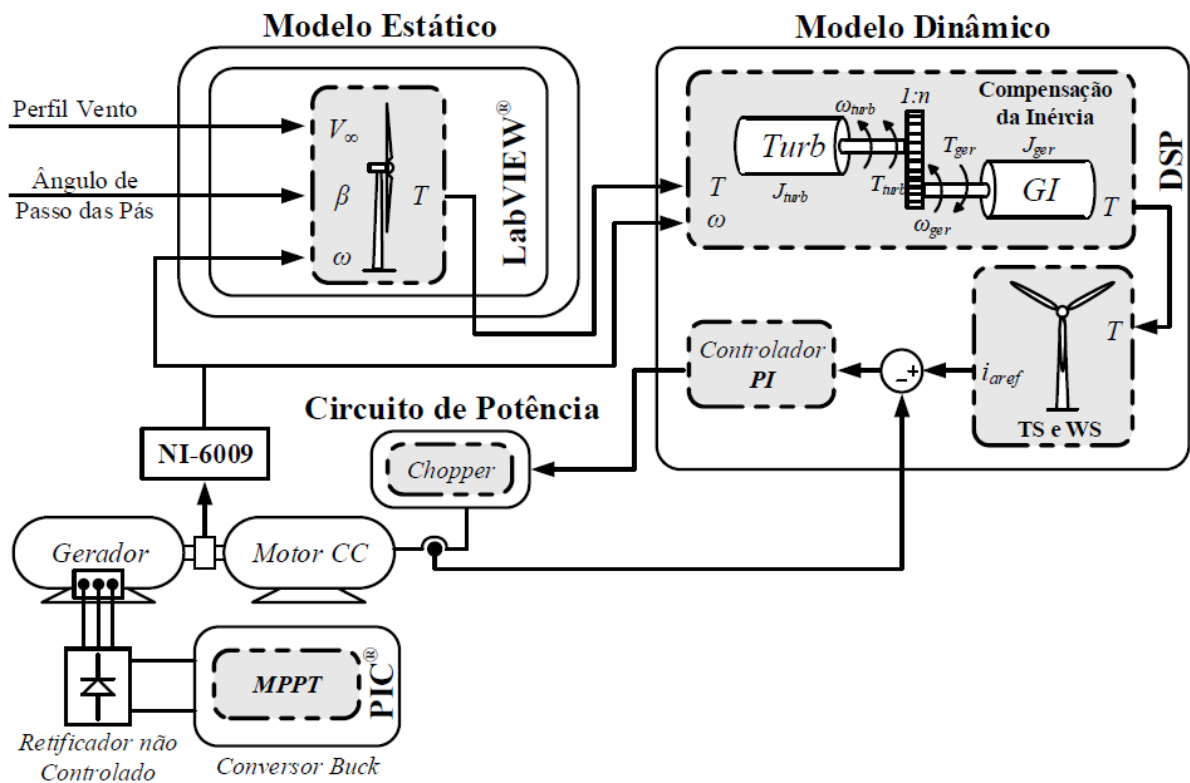
Fonte: Martinello (2015)

Figura 22 – Diagrama do projeto do ETE proposto por Martinello



Fonte: Martinello (2015).

Figura 23 – Diagramas em blocos do emulador proposto por Corrêa

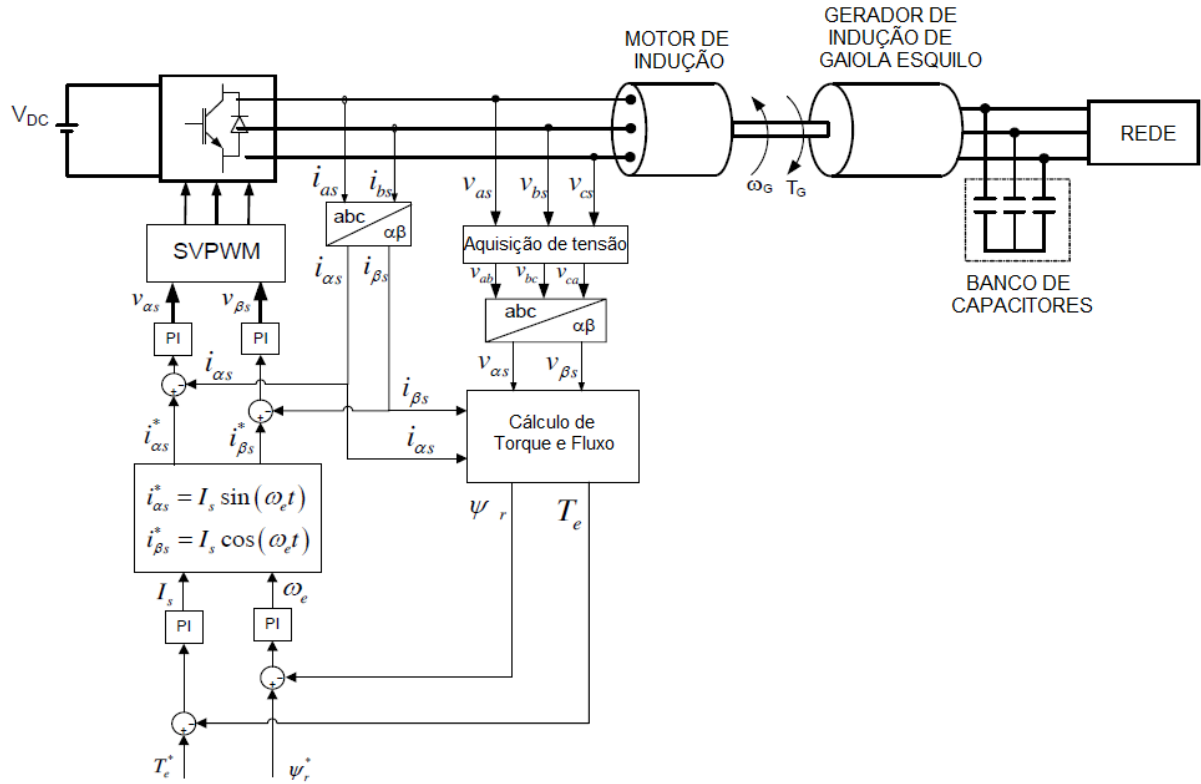


Fonte: Corrêa (2014).

Em Voltolini et al. (2012) foi proposto um ETE com um motor de indução acionado por um inversor com controle escalar de torque. O modelo computacional foi desenvolvido via MATLAB®/Simulink®. O esquema de controle proposto se mostrou rápido e com um bom amortecimento em situações estáticas e dinâmicas. Os controles de torque

eletromagnético e de fluxo do rotor apresentaram bom desempenho durante variações de degrau do torque eletromagnético de referência. O diagrama do emulador proposto é mostrado na Figura 24.

Figura 24 – Sistema de controle do ETE proposto por Voltolini et al.



Fonte: Adaptado de Voltolini et al. (2012).

2.7 Modelagem Aerodinâmica de uma Turbina Eólica

O modelo aerodinâmico de uma turbina eólica permite calcular o valor do conjugado ou potência mecânica aplicado ao eixo do gerador, considerando diferentes velocidades de vento e diferentes posições de ângulo de passo entre as pás. Para a obtenção deste modelo aerodinâmico, deve-se levar em conta o tipo de turbina eólica a ser representada (turbinas de eixo vertical ou de eixo horizontal, quantidade de hélices, entre outros), porém não há dependência do tipo de máquina primária a ser empregada no processo de geração elétrica, como também não há dependência do tipo de controle utilizado nos conversores de potência (SALLES, 2009).

Deste modo, considerando que a turbina eólica de eixo horizontal de três hélices é a mais utilizada, e desconsiderando o tipo de gerador empregado no sistema de geração eólica, a potência mecânica extraída do vento por uma turbina pode ser calculada em função da área limitada pelas pás, da densidade do ar, do coeficiente de potência conforme a equação (25):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) V_w^3 \quad (25)$$

A potência mecânica extraída pela turbina eólica depende da velocidade do vento e da velocidade mecânica de rotação do eixo. A relação entre a velocidade tangencial na ponta da pá do rotor eólico e a velocidade do vento incidente na turbina é chamada de velocidade de ponta (λ), e determinada por (CUSTÓDIO, 2013):

$$\lambda = \frac{V_{tg}}{V_w} = \frac{\omega_T R}{V_w} \quad (26)$$

em que:

- V_{tg} = velocidade tangencial [m/s];
- V_w = velocidade do vento [m/s];
- ω_T = velocidade angular da pá da turbina [rad/s];
- R = raio do rotor eólico medido na ponta da pá [R].

Como visto anteriormente, o coeficiente de potência depende do ângulo de passo das hélices e da relação entre a velocidade tangencial na ponta da pá e a velocidade incidente na turbina. As curvas de $C_p(\lambda, \beta)$ são obtidas experimentalmente segundo um modelo matemático bastante usado em literatura (HEIER, 2006):

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} + c_8 \lambda \quad (27)$$

sendo λ_i dado por:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + c_9 \beta} - \frac{c_{10}}{\beta^3 + 1} \quad (28)$$

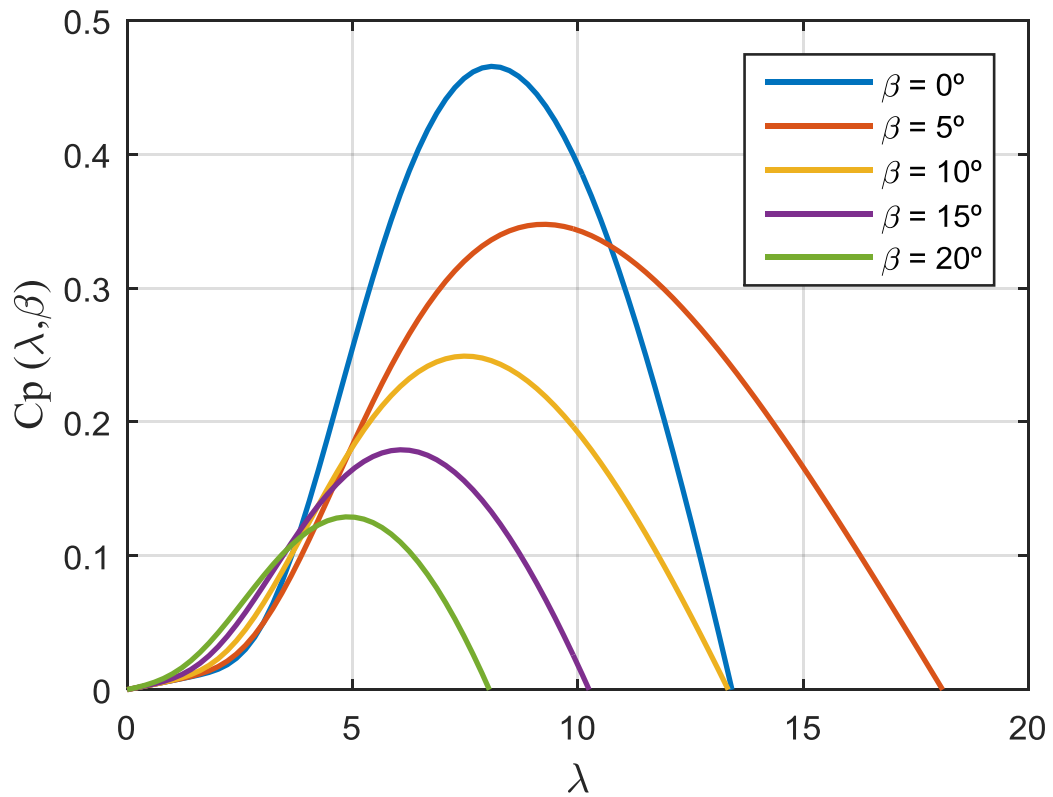
Para a determinação dos conjuntos de valores das constantes de $c_1 - c_{10}$, o modelo mais utilizado é o proposto por Heier (2006). Essas constantes são mostradas na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores para aproximação das curvas do coeficiente de potência

Modelo	c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8	c_9	c_{10}
Heier	0,5	116	0,4	0	0	5	21	0,0068	0,08	0,035

Através das equações (26) e (27) é possível obter uma família de curvas para $C_p(\lambda, \beta)$, para diversos valores do ângulo de passo, conforme mostrado na Figura 25.

Figura 25 – Coeficiente de potência para diferentes valores de velocidade de ponta para diferentes valores de ângulo de passo, modelo Heier (2006)



Fonte: O próprio autor.

O torque da turbina eólica pode ser expresso pela razão entre a potência mecânica e a velocidade angular da turbina.

$$T_t = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) \frac{V_w^2}{\omega_T} \quad (29)$$

A equação mecânica, considerando a inércia (J), o torque da turbina eólica (T_t), o torque eletromagnético desenvolvido (T_e) e o coeficiente de atrito (B) é dada por:

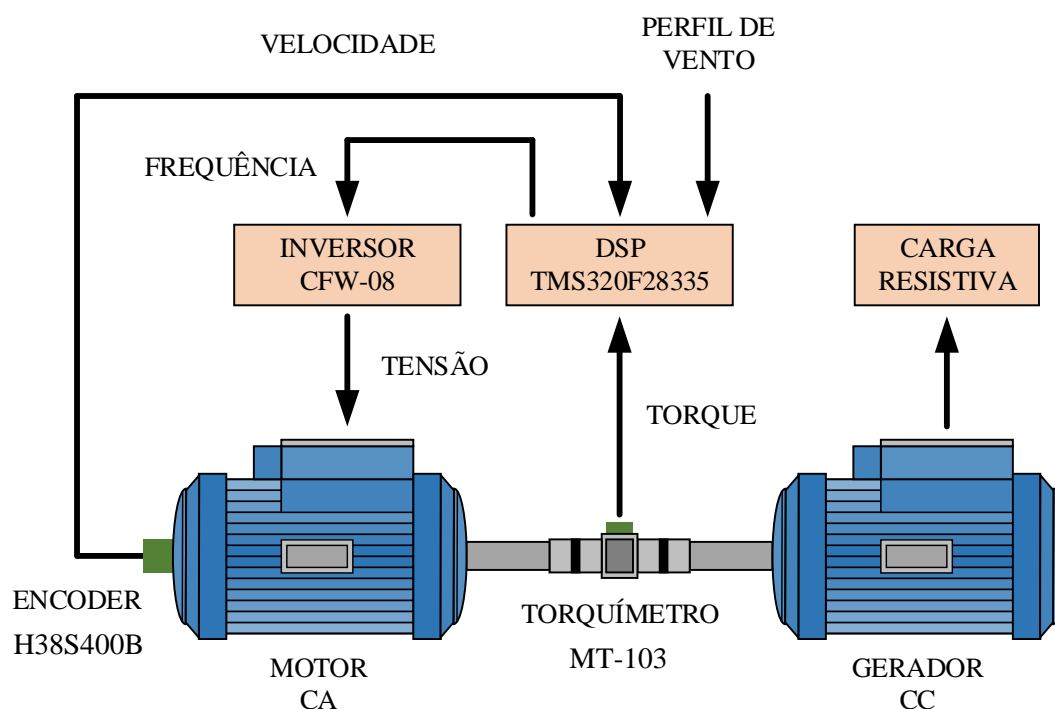
$$\frac{d\omega_T}{dt} = \frac{1}{J} (T_t - T_e - B\omega_T) \quad (30)$$

CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA

Considerando a revisão bibliográfica apresentada no capítulo anterior, onde foram realizadas a análise teórica e numérica, neste capítulo serão apresentados o projeto e a implementação de um sistema de emulação de turbinas eólicas, cujas etapas para desenvolvimento do sistema emulador implementado são descritas a seguir.

Na Figura 26 é apresentada a estrutura esquemática do emulador de turbina eólica implementado neste trabalho. Consiste em um motor de indução de quatro polos acionado por um inversor de frequência, no qual o referencial de velocidade é calculado pelas equações mecânicas do sistema em um processador digital de sinais TMS320F28335, cujas entradas de realimentação são o torque e a velocidade. Como carga, um gerador de corrente contínua de 1,8 kW é acoplado no eixo do emulador para alimentar uma carga resistiva eletrolítica.

Figura 26 – Diagrama geral do sistema emulador implementado



Fonte: O próprio autor.

Os tópicos que se seguem descrevem em maiores detalhes a implementação do emulador de turbinas eólicas.

3.1 Estrutura de Programação do TMS320F28335 / Simulink®

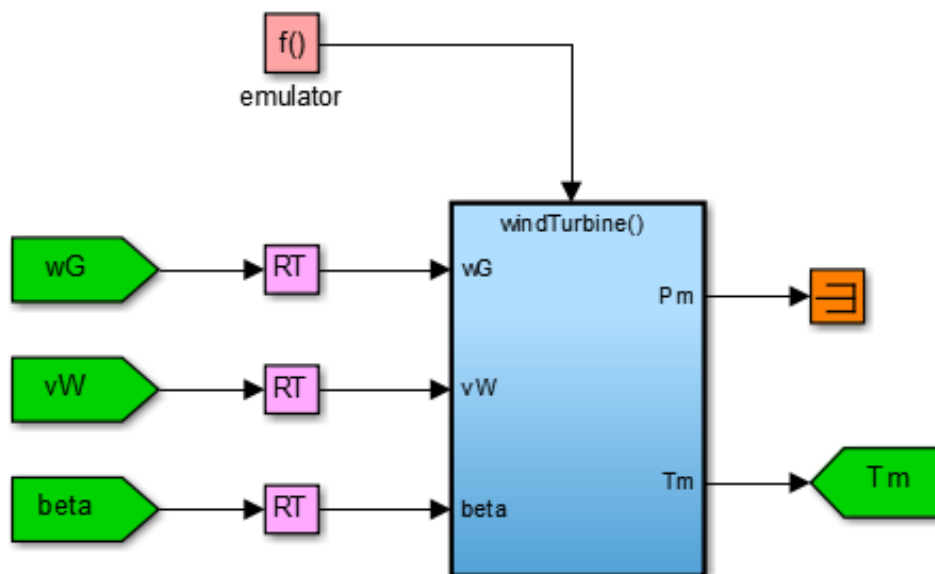
O TMS320F28335 é um processador digital de sinais baseado em microcontroladores da família C2000 da fabricante *Texas Instruments* e apresenta a grande vantagem de ser

programado diretamente no ambiente do MATLAB®/Simulink®. Por meio da *Toolbox TI C2000 Support from Embedded Coder*, as equações matemáticas do emulador de turbinas eólicas e as configurações dos módulos periféricos utilizados são compiladas e carregadas automaticamente no DSP em tempo real.

3.1.1 Modelagem da Turbina Eólica

Na Figura 277 é mostrado o subsistema *windTurbine*, que é responsável por executar o modelo matemático da turbina eólica, sendo composto por três entradas: a velocidade do gerador wG , que corresponde com a do gerador de corrente contínua; a velocidade do vento vW ; e o ângulo de ataque $beta$ da turbina eólica. A saída do sistema são a potência e o torque mecânicos a serem desenvolvidos no eixo do sistema, realimentado no controle da frequência do inversor. O sincronismo das operações matemáticas é dado pelo disparador *emulator*, gerado pela função *Function-Call Generator* a cada 100 ms no Simulink®. As funções *RT* consistem em *Rate Transitions* utilizados para adequar a sincronia entre o tempo de amostragem dos conversores analógico-digitais e das equações matemáticas presentes neste subsistema.

Figura 27 – Subsistema *windTurbine*



Fonte: O próprio autor.

A função *windTurbine* implementa as Equações 25, 26, 27 e 28, expostas no tópico de modelagem aerodinâmica e emula uma turbina eólica com potência nominal de 1,8 kW. Este valor de potência foi escolhido devido a compatibilidade com o gerador de corrente contínua

disponível no Laboratório de Pesquisa em Qualidade de Energia Elétrica (LAQEE), do Departamento de Engenharia Elétrica – DEE, sendo utilizado para alimentar uma carga resistiva e drenar torque do sistema. Os parâmetros de configuração são apresentados na Tabela 2:

Tabela 2 – Configuração da Turbina Eólica

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	1,8 kW
Raio da Turbina Eólica	1,1 m
Relação de Engrenagens (gerador/turbina)	1,5
Coefficiente de Inércia	0,01 kg.m ²
Densidade do Ar	1,225 kg/m ³

A máquina de indução utilizada para emular o sistema eólico possui os dados de placa dispostos na Tabela 3. A partir destas informações, é possível determinar que a velocidade síncrona do campo girante é de 377 rad/s , o que é equivalente a uma velocidade mecânica no rotor de $188,5 \text{ rad/s}$; valor adotado como velocidade máxima do sistema.

Tabela 3 – Parâmetros da Máquina de Indução

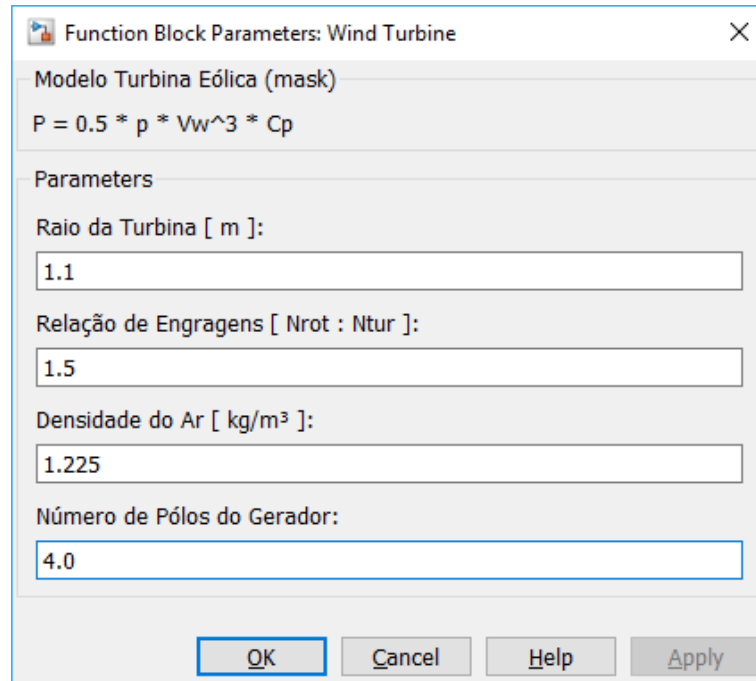
Parâmetro	Valor
Potência Nominal	3 kW
Tensão de Linha	220 V / 60 Hz
Velocidade Nominal	1725 rpm
Fator de Potência	0,8 para 100 % da potência nominal
Eficiência	83,5 % para 100 % da potência nominal
Número de Polos	4

Na Figura 28 é apresentada a interface de entrada para ajustar os parâmetros de configuração do emulador de turbinas eólicas no ambiente do MATLAB®/Simulink®, onde a Equação (25) foi implementada para cálculo da potência mecânica extraída pela turbina eólica.

O coeficiente de potência C_p pode ser obtido pela sequência dos cálculos apresentados na Figura 29, onde as Equações 26, 27 e 28 foram implementadas. Como o sistema não apresenta fisicamente uma caixa de engrenagens para realizar a transformação do torque, a velocidade de saída do motor de indução é virtualmente multiplicada pela relação de

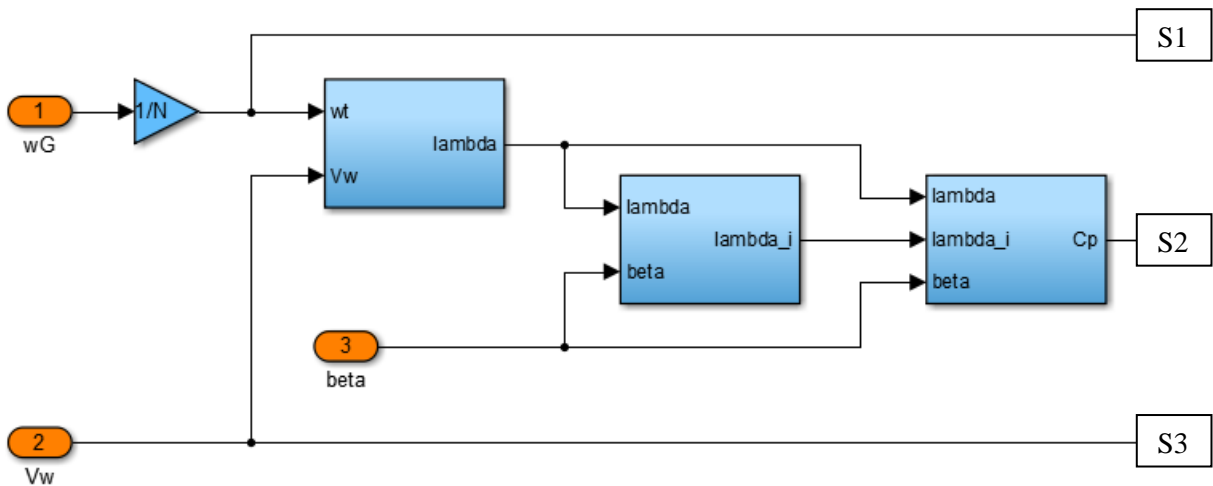
engrenagens N para simular a presença de um multiplicador mecânico no sistema, permitindo o cálculo da potência mecânica a partir da potência disponível no aproveitamento eólico. As saídas S1, S2 e S3 são interligadas com os cálculos da potência mecânica e do torque gerado apresentadas na Figura 33.

Figura 28 – Configuração do subsistema *windTurbine*



Fonte: O próprio autor.

Figura 29 – Cálculo do coeficiente de potência C_p



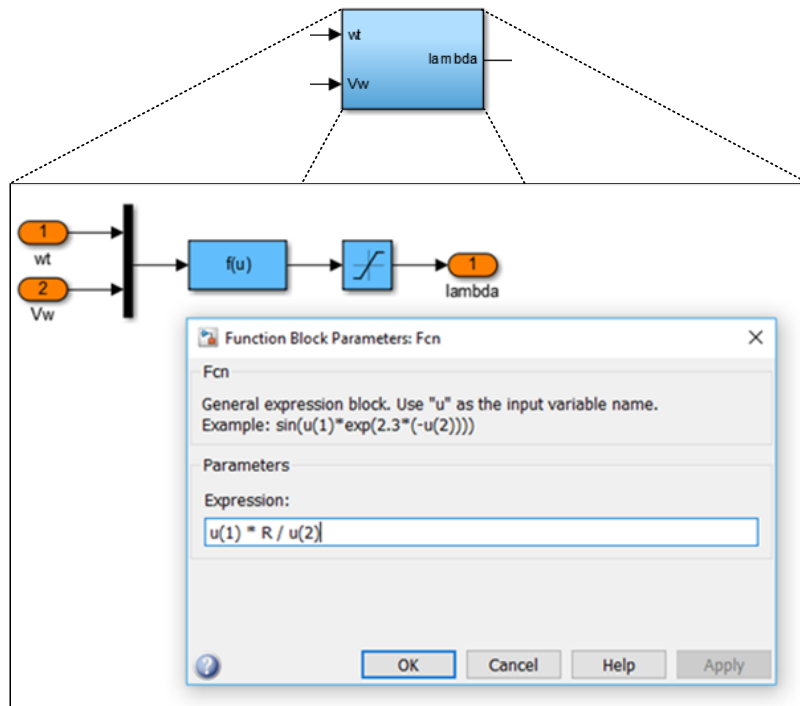
Fonte: O próprio autor.

Na Figura 30 é detalhado o cálculo da velocidade tangencial λ (saída “lambda”), a partir da Equação (26), no qual o saturador de saída protege o sistema contra possíveis divisões por zero na ausência da velocidade do vento. As variáveis apresentadas no cálculo

são representadas por:

- $u(1)$ – assume o valor de ω_t , que representa a velocidade angular da turbina eólica (ω_T);
- $u(2)$ - assume o valor de V_w , que representa a velocidade do vento (V_w).

Figura 30 – Cálculo de λ

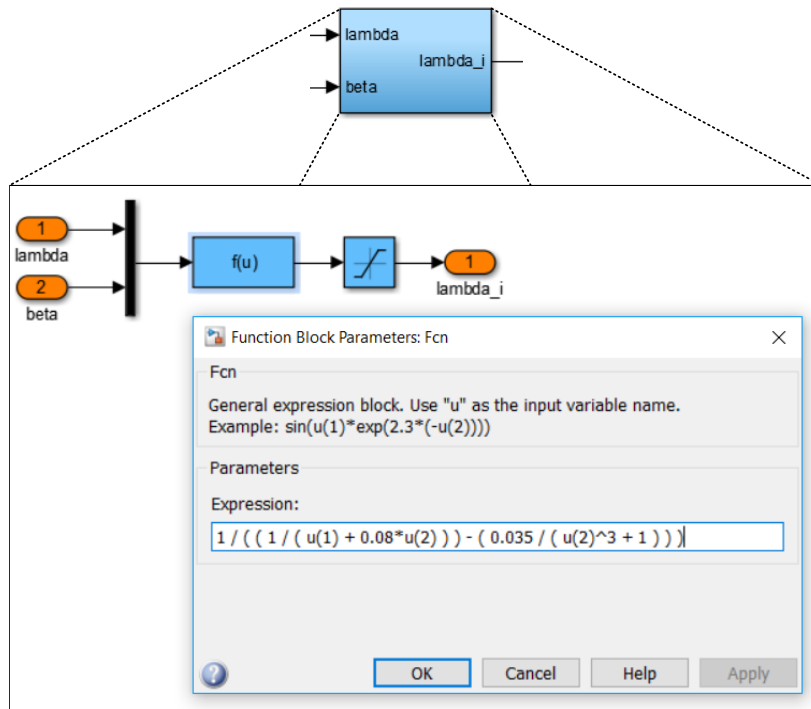


Fonte: O próprio autor.

O detalhamento da composição da variável auxiliar λ_i (saída “lambda_i”) é apresentado na Figura 31 e permite considerar os efeitos do ângulo de ataque β na potência gerada pelo sistema eólico, onde a Equação (28) foi implementada, onde:

- $u(1)$ – assume o valor de λ , que representa a velocidade de ponta (λ);
- $u(2)$ - assume o valor de β , que representa o ângulo de ataque (β);
- 0,08 – corresponde ao valor da variável c_9 das curvas do coeficiente de potência – Tabela 1;
- 0,035 – corresponde ao valor da variável c_{10} das curvas do coeficiente de potência – Tabela 1.

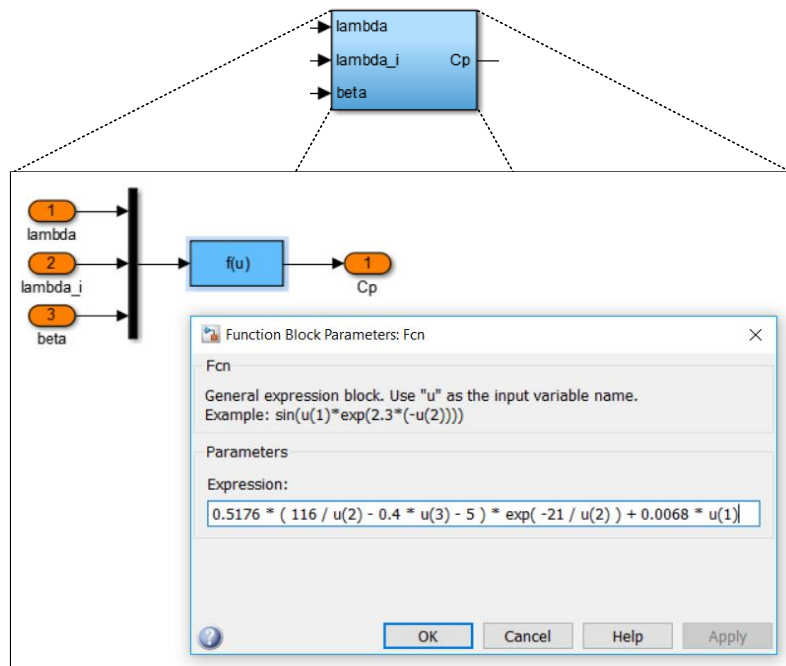
Figura 31 – Cálculo de λ_i



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 32 é destacado o cálculo do coeficiente de potência C_p , onde foi implementada a Equação (27), onde $u(1)$ representa a variável “lambda” (λ), $u(2)$ representa a variável “lambda_i” (λ_i) e $u(3)$ representa ao ângulo de ataque “beta” (β).

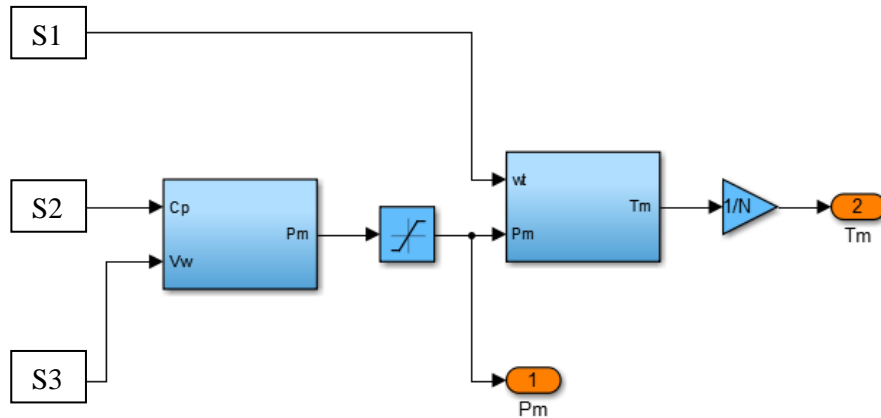
Figura 32 – Cálculo de C_p



Fonte: O próprio autor.

Os cálculos da potência mecânica e do torque gerado são apresentados na Figura 33. As entradas S1, S2 e S3 representam, respectivamente, as variáveis de saída ω_t , C_p e V_w da Figura 28. Para evitar que o sistema apresente instabilidades, um saturador garante que a potência calculada seja sempre positiva. O torque de saída é utilizado como entrada de referência para determinar o sinal de controle do inversor.

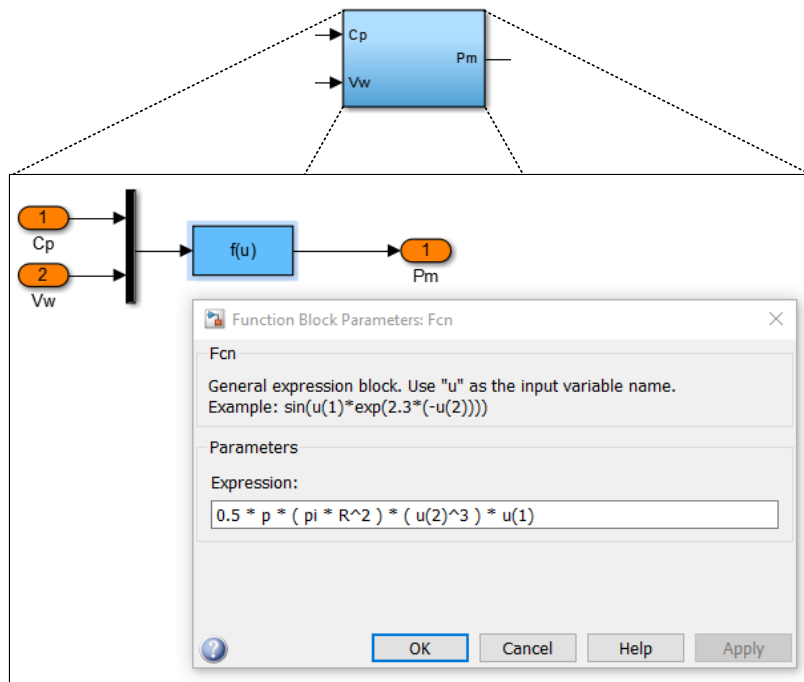
Figura 33 – Cálculo da potência e torque gerados pelo vento



Fonte: O próprio autor.

A Figura 34 apresenta o cálculo da potência disponibilizada pela velocidade do vento P_m , obtida a partir da Equação (25), onde $u(1)$ representa o coeficiente de potência (C_p) e $u(2)$ representa a velocidade do vento (V_w).

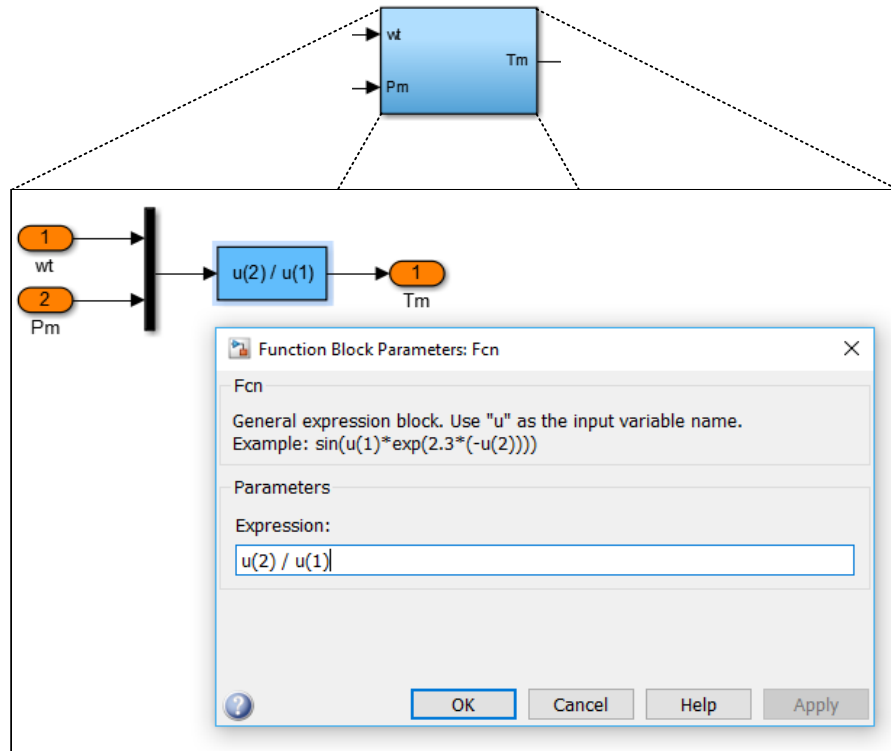
Figura 34 – Cálculo da potência mecânica P_m



Fonte: O próprio autor.

O cálculo do torque T_m é apresentado na Figura 35, onde $u(1)$ o valor de assume o valor de wt e $u(2)$ representa a Potência disponibilizada pelo vento.

Figura 35 – Cálculo do torque mecânico T_m



Fonte: O próprio autor.

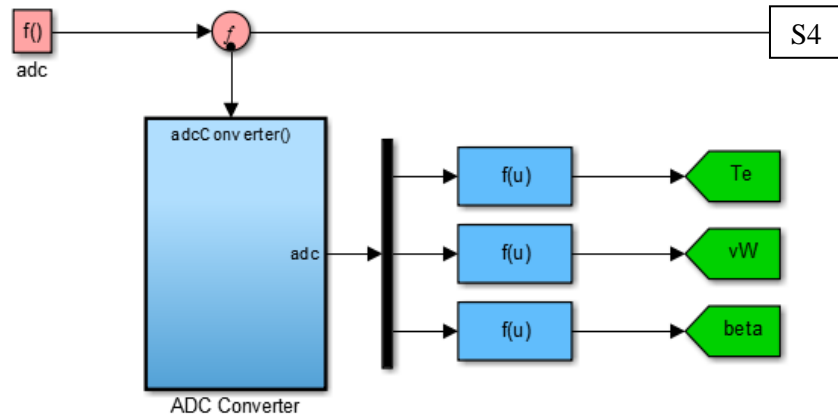
3.1.2 Conversores Analógico-Digitais – ADC

O periférico de conversão analógico-digital (ADC) da família de processadores C2000 é formado por dois módulos de 8 canais com 12 bits de resolução para uma faixa de medição de 0 a 3,0 V. Sua velocidade máxima de conversão é de 12,5 MSPS, valor recomendado pelo fabricante para evitar os erros de não-linearidade da conversão. Portanto, neste trabalho a frequência de amostragem será definida como $F_s = 20 \text{ kHz}$, valor abaixo do máximo estipulado pelo fabricante, e escolhido pelo fato da velocidade do vento apresentar uma dinâmica lenta ao longo do tempo.

O subsistema *adcConverter*, apresentado na Figura 36, é responsável em adequar os sinais da velocidade do vento vW – canal 0, torque gerado pelo motor de indução Te – canal 1 e o ângulo de ataque $beta$ – canal 2 para as rotinas do emulador de turbinas eólicas. O sincronismo é dado pelo disparador *adc*, configurado para o tempo de amostragem de $50 \mu\text{s}$. Como as equações do subsistema *windTurbine* são chamadas a cada 100 ms , a

atualização das entradas analógicas do microprocessador é vista como instantânea para efeito dos cálculos. Cada saída apresenta um ganho de conversão $f(u)$, que está relacionado com o condicionamento dos sinais antes de serem enviados ao TMS320.

Figura 36 – Subsistema *adcConverter*



Fonte: O próprio autor.

A saída do conversor ADC é um conjunto de 12 bits, isto é, um número inteiro que varia entre 0 a 4095. As equações de conversão de cada sinal amostrado são destacadas na Tabela 4, assim como o intervalo de medição adotado para este trabalho. Como o sentido de rotação do motor de indução pode influenciar a leitura do torque lido, a grandeza é medida em função da orientação adotada durante o acionamento do emulador de turbinas eólicas – direção horária / anti-horária. Na Seção 3.3 será detalhado o ganho da conversão do sinal de torque. A saída S4 é interligada ao subsistema dac, Figura 43, que será descrito na Seção 3.1.5.

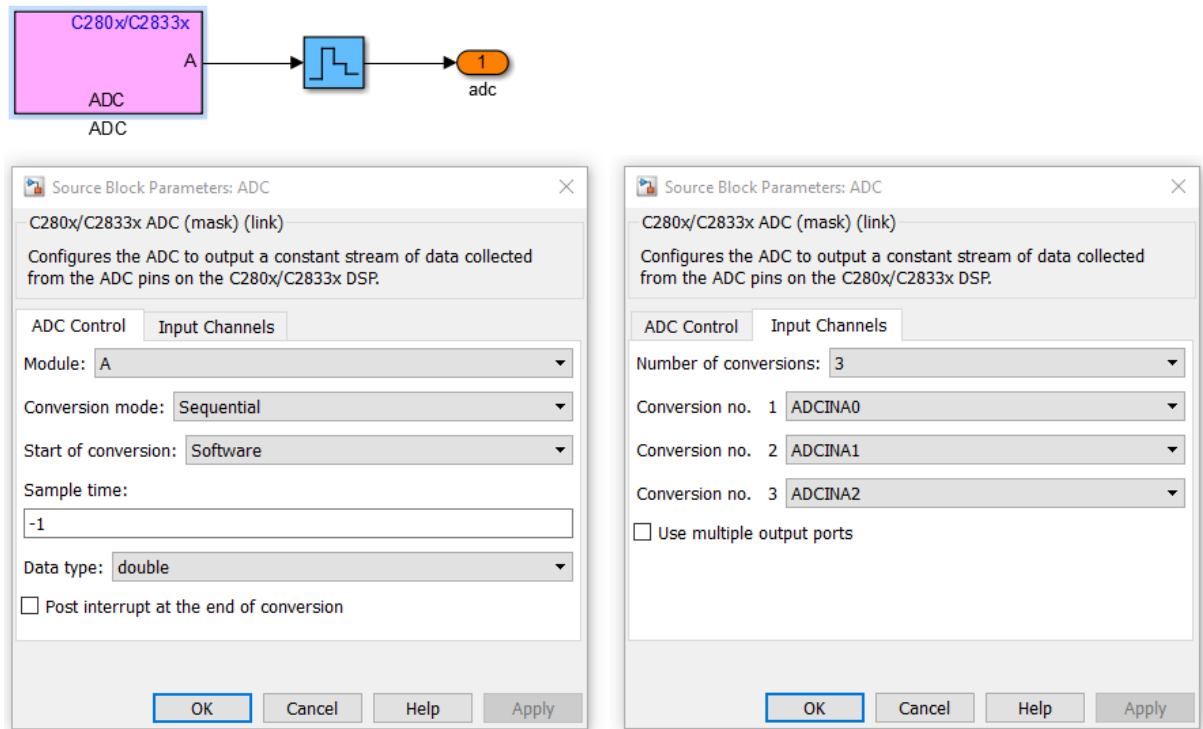
Tabela 4 – Conversão dos Canais Analógicos

Grandeza	Ganho de Conversão	Mínimo	Máximo
Torque	$13,33 \left(\frac{3}{4096} adc_0 - 1,5 \right)$	-20,0 N.m	20 N.m
Velocidade do Vento	$5,0 \left(\frac{3}{4096} adc_1 \right)$	0 m/s	15 m/s
Ângulo de Ataque	$10,0 \left(\frac{3}{4096} adc_2 \right)$	0°	30°

De acordo com a turbina especificada na Tabela 2, a velocidade de vento de 10 m/s é suficiente para se atingir a máxima potência do sistema. Portanto, a entrada analógica foi definida para uma variação de 0 a 15 m/s, enquanto para fins de validação experimental do sistema proposto, o ângulo de ataque pode ser ajustado entre 0 e 30° manualmente.

Os parâmetros de configuração do ADC do TMS320 são apresentados na Figura 37, no qual o período de amostragem é definido como $T_s = -1$, já que o sincronismo é realizado externamente pelo disparador *adc*. O retentor de ordem zero (*Zero-Order Holder* - ZOH) garante que as amostras obtidas permaneçam disponíveis para o restante do sistema durante uma nova conversão.

Figura 37 – Configuração do Conversores Analógicos



Fonte: O próprio autor.

3.1.3 Leitura de Velocidade – *Encoder*

O *encoder* utilizado para medir a velocidade no motor de indução atuando como emulador de turbinas é um modelo incremental H38S400B, capaz de gerar 400 pulsos por volta para saídas em quadratura, permitindo obter o sentido de rotação do motor e sua máxima velocidade mecânica é de 5000 RPM. Na Figura 38 é destacada a posição de instalação do *encoder* na tampa defletora do motor de indução.

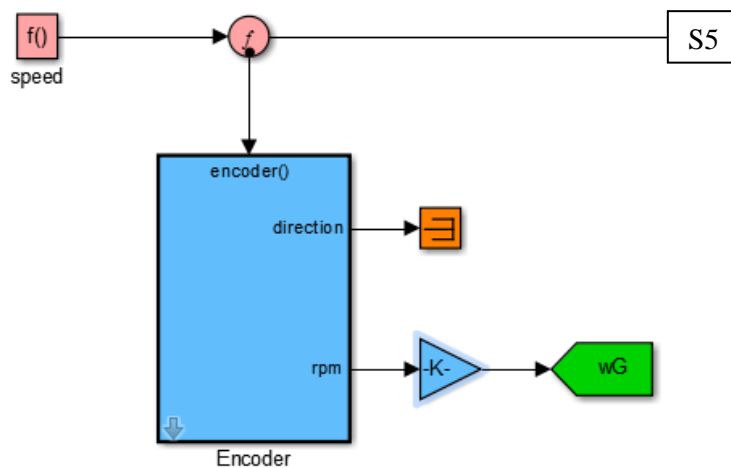
Figura 38 – Encoder H38S400B



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 39 é apresentado o subsistema *encoder*, responsável em ler a velocidade do motor de indução a cada 1 ms pelo disparador *speed*. O ganho k representa a conversão da velocidade em RPM para velocidade angular, em radianos por segundo. A saída S5 é interligada ao subsistema *inverter*, Figura 41, que será descrito na Seção 3.1.4.

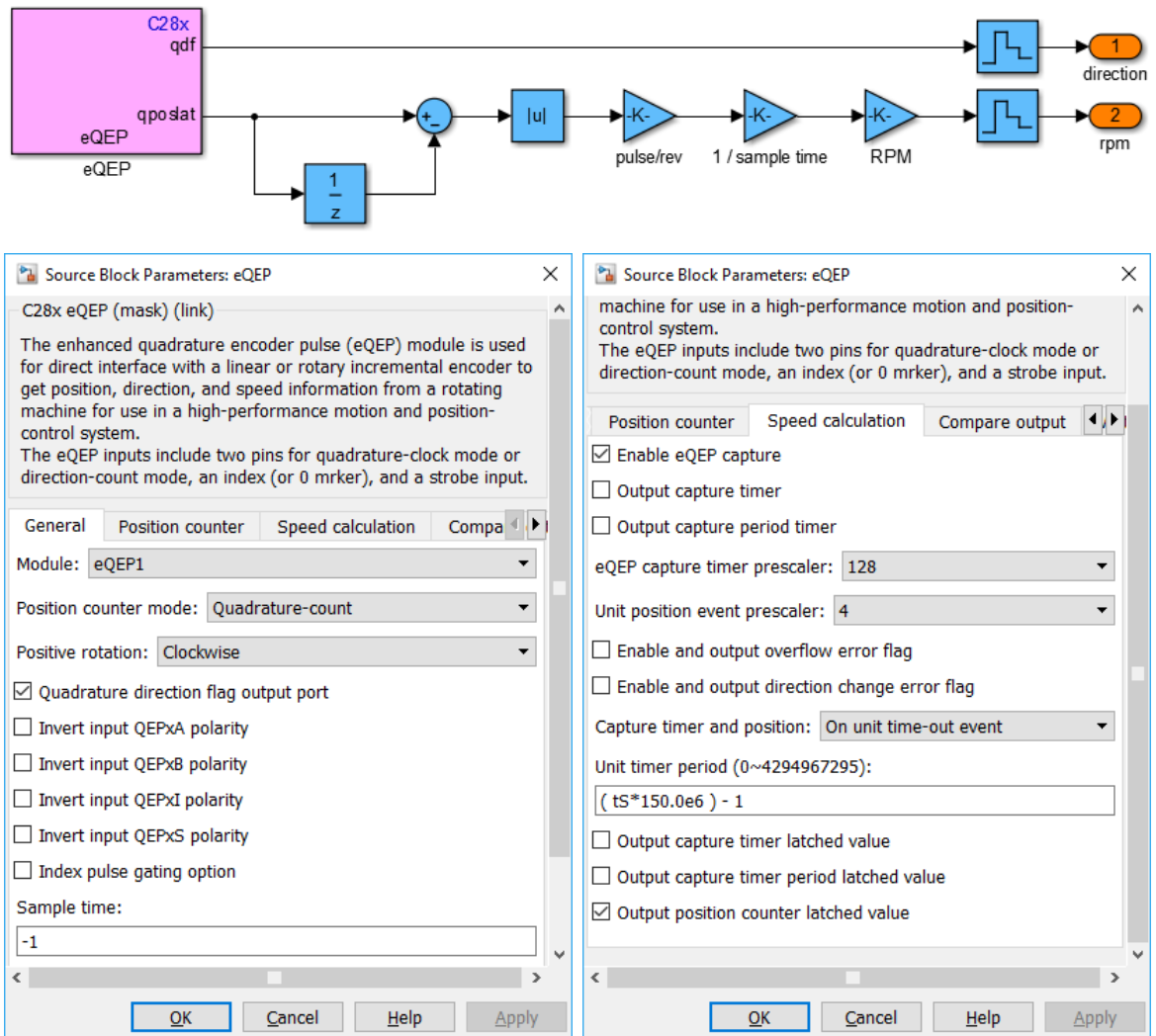
Figura 39 – Subsistema *encoder*



Fonte: O próprio autor.

A leitura dos canais *A* e *B* é feita por um módulo próprio do TMS320, que pode ser configurado diretamente no ambiente de desenvolvimento do MATLAB®/Simulink®, conforme mostrado na Figura 40.

Figura 40 – Detalhamento interno do subsistema encoder



Fonte: O próprio autor.

Os parâmetros de configuração destacados na Figura 40 indicam a modalidade de leitura para a contagem dos pulsos gerados pelo *encoder*, conectado na entrada *eQEP1*. O período de atividade do módulo é definido pelo tempo de amostragem, convertido em ciclos de *clock* pelo parâmetro *unit timer period*, sendo que a frequência de operação do microcontrolador C2000 é de 150 MHz. As variáveis de saída são os terminais virtuais *qposlat*, que retorna o número de pulsos dados durante um período de amostragem, e *qdf*, que informa o sentido de rotação do motor.

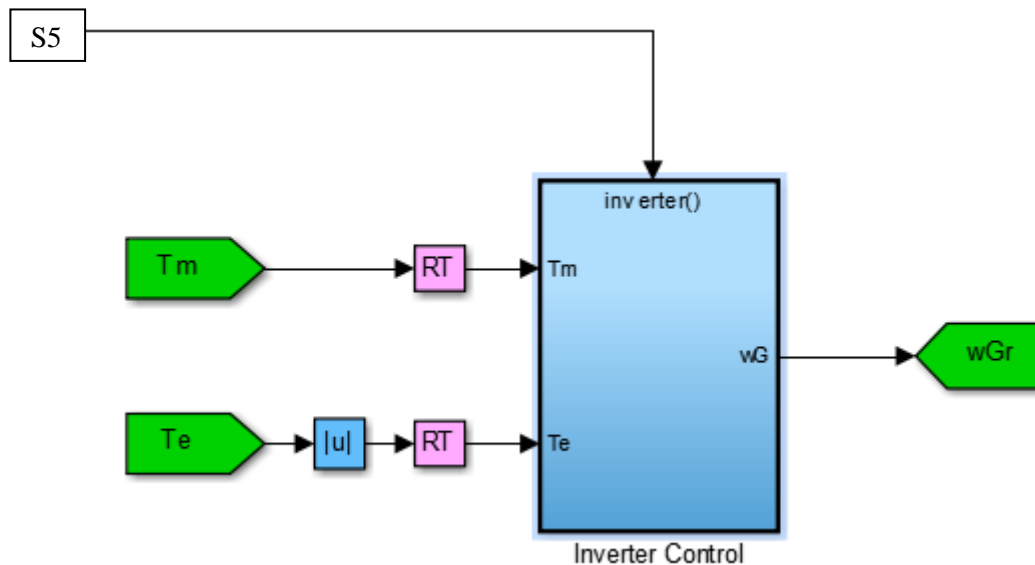
A Equação (31) apresenta a conversão dos pulsos gerados pelo encoder em função da posição para rotações por segundo (rps):

$$v_{rps} = \frac{qposlat(k) - qposlat(k - 1)}{T_s} \times \frac{1}{1600} \quad (31)$$

3.1.4. Referência de velocidade do Inversor de Frequência

Na Figura 41 é apresentado o subsistema *inverter*, que gera o sinal de referência de velocidade para o inversor de frequência utilizado no acionamento da máquina de indução. Sua função é definir a velocidade de operação do motor de indução a partir do torque de saída T_m , calculado pelas equações matemáticas da turbina eólica, e do módulo do torque lido no eixo do sistema T_e . O seu sincronismo é dado pelo disparador *speed* a cada 1 ms, que sai do subsistema *encoder*, Figura 39.

Figura 41 – Subsistema *inverter*



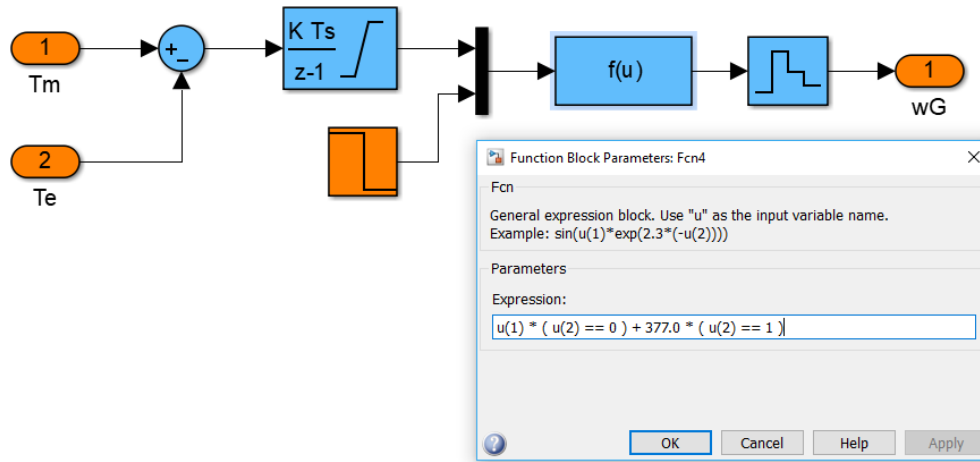
Fonte: O próprio autor.

O subsistema *inverter* é implementado a partir da Equação (30), reescrita na forma da Equação (32), que permite obter a velocidade de referência do sistema, wGr , em função da diferença dos conjugados e do momento de inércia do sistema. O sinal de módulo na leitura do conjugado do eixo permite a definição da referência de velocidade para o inversor de frequência sem considerar o sentido de rotação do motor de indução.

$$\omega_{Gref} = \frac{1}{J} \int (T_m - |T_e|) dt \quad (32)$$

A versão discretizada da Equação (32) é destacada na Figura 42 por meio da implementação no MATLAB®/Simulink®. Para garantir a partida do emulador de turbinas, um degrau de velocidade de 1800 rpm (377 rad/s) é aplicado durante 3 s para permitir que o subsistema *windTurbine* forneça um primeiro torque de referência para inicializar o integrador em função da velocidade do vento aplicada. O momento de inércia utilizado é de $J = 0,01 \text{ kg.m}^2$.

Figura 42 – Detalhamento do subsistema *inverter*



Fonte: O próprio autor.

A Tabela 5 apresenta as configurações do bloco de integração discreta utilizado no MATLAB®/Simulink®:

Tabela 5 – Parâmetros do integrador (MATLAB)

Parâmetro	Valor
Ganho	$1/j$
Condição Inicial	0
Período de Amostragem	-1
Saturação Inferior	0
Saturação Superior	415
Método de Integração	<i>Forward Euler</i>

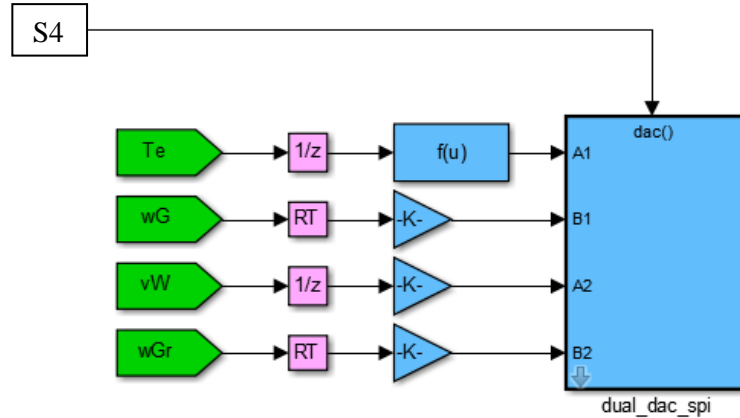
3.1.5. Conversores Digitais-Analógicos – DAC

Os microcontroladores C2000 não apresentam módulos de conversão digital-analógico, o que torna necessário a utilização de circuitos externos que possam realizar a presente função. Nesta montagem experimental, o circuito integrado MCP4922 da *Microchip* é utilizado como abordagem alternativa para enviar ao inversor o sinal de referência de velocidade do motor de indução. Por apresentar dois canais com resolução de 12 bits, o seu acionamento é dado pela interface de comunicação SPI (*Serial Peripheral Interface*), presente no TMS320.

Na Figura 43 é apresentado subsistema *dac*, configurado para operar a cada $50 \mu s$ pelo disparador *adc*. Formado por dois CI's MCP4922, é possível converter o sinal de controle do

inversor wGr e apresentar a velocidade lida no eixo wG em um Oscilógrafo Digital Yokogawa DL850 para acompanhar a dinâmica do sistema durante sua validação. As saídas restantes podem ser utilizadas para visualizar as variáveis internas do emulador, como a velocidade do vento vW , o torque lido Te e o ângulo de ataque $beta$.

Figura 43 – Subsistema dac



Fonte: O próprio autor.

A entrada de cada canal do subsistema *dac*, que corresponde a uma saída analógica, é ajustada para retornar um sinal entre 0 a 3 V. Internamente este valor é ajustado para corresponder a um bit de 0 a 4095, sendo enviado pelo protocolo de comunicação SPI ao MCP4922. As entradas A_1 e B_1 correspondem a um módulo DAC, enquanto que A_2 e B_2 a um segundo periférico. O detalhamento deste subsistema não será apresentado neste trabalho.

Na Tabela 6 são apresentados os ganhos de conversão utilizados nas variáveis internas do microcontrolador C2000, destacando os intervalos correspondentes das grandezas convertidas nos conversores digitais-analógicos para o intervalo de 0 a 3 V.

Tabela 6 – Conversão dos Canais Digitais

Grandeza	Ganho de Conversão	Mínimo	Máximo
Torque	$\frac{3}{40} (A_1 + 20)$	-20,0 N.m	20 N.m
Velocidade do Vento	$\frac{3}{15} A_2$	0 m/s	15 m/s
Ângulo de Ataque*	$\frac{3}{30} A_2$	0°	30°
Velocidade do Gerador	$\frac{3}{2000} B_1$	0 rpm	2000 rpm
Inversor de Frequência	$\frac{3}{415} B_2$	0 rad/s	415 rad/s

* Durante os ensaios de validação do emulador de turbinas, o canal A_2 também foi utilizado para apresentar o ângulo de ataque $beta$ quando a velocidade do vento era mantida constante.

3.2. Inversor de Frequência

O inversor de frequência utilizado nesta montagem experimental é fabricado pela WEG Automação, modelo CFW-08 28A/200-240V, para motores de indução trifásicos de 10CV, 220V, equipado com IHM remota instalada no painel frontal do quadro de comando de máquinas disponível no Laboratório de pesquisa.

A saída do controle de velocidade do TMS320 é um sinal de 0 a 3 V. Como o inversor possui uma entrada analógica de tensão entre 0 e 10 V, o sinal do microcontrolador deve ser condicionado para adequar a referência enviada. Nesse contexto, a entrada AI1 do inversor CFW-08 é utilizada com um ganho interno configurável para o ajuste dos níveis de tensão. O parâmetro de configuração interno P324 – Ganho da Entrada Analógica AI1 foi programado para uma amplificação de 3,33. O modo de acionamento remoto é habilitado pelo usuário na interface do aparelho.

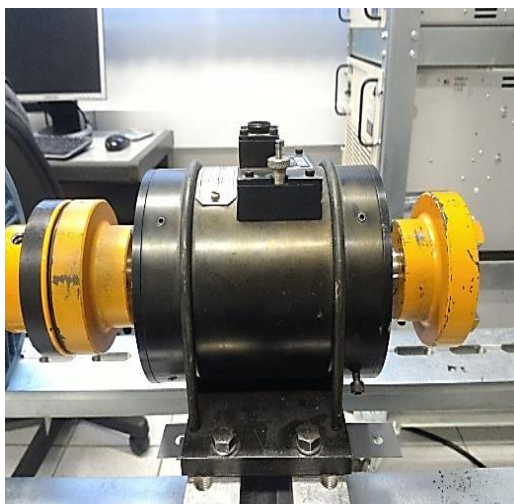
3.3. Transdutor de Conjugado

O transdutor de conjugado utilizado neste trabalho é o modelo MT-103 da fabricante SODMEX, destinado para medições de conjugados máximos de 50 N.m, conforme apresentado na Figura 444. Os dados de placa são destacados na Fonte: O próprio autor.

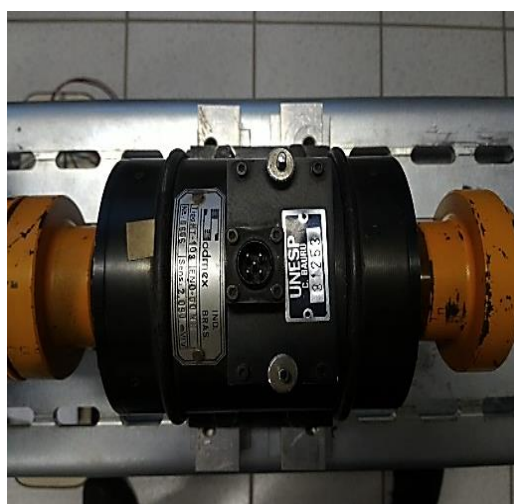
Tabela 7:

Figura 44 – Torquímetro MT-103

(a) Vista Lateral



(b) Vista Superior



Fonte: O próprio autor.

Tabela 7 – Dados de Placa do Torquímetro

Grandeza	Ganho de Conversão
Torque Máximo	50 N.m
Sensibilidade	$\pm 2,09$ mV/V
Tensão de Alimentação (DC)	10 V

Como a tensão máxima de saída do transdutor de conjugado utilizado é de 20,9 mV, um amplificador de célula de carga é utilizado para aumentar a amplitude do sinal medido. O amplificador utilizado é o fabricado pela SMOWO, modelo RW-ST01A, e que tem o aspecto físico apresentado na Figura 45. O ganho do amplificador foi ajustado na montagem experimental para 400 V/V.

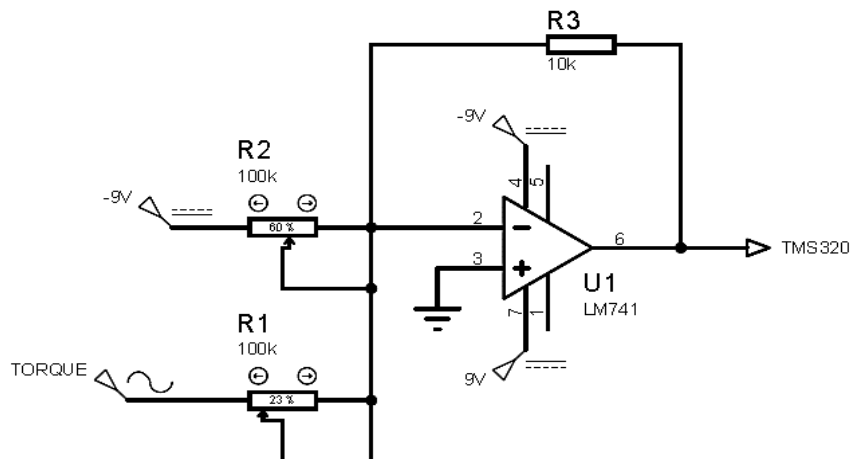
Figura 45 – Amplificador de Célula de Carga RW-ST01A



Fonte: O próprio autor.

Um segundo dispositivo condiciona a tensão de saída da célula de carga e realiza o ajuste do *offset* para o conversor analógico do TMS320. Este dispositivo consiste em um amplificador operacional LM741 na configuração de somador/inversor, como mostrado na Figura 46:

Figura 46 – Condicionador do Sinal de Torque para o TMS320



Fonte: O próprio autor.

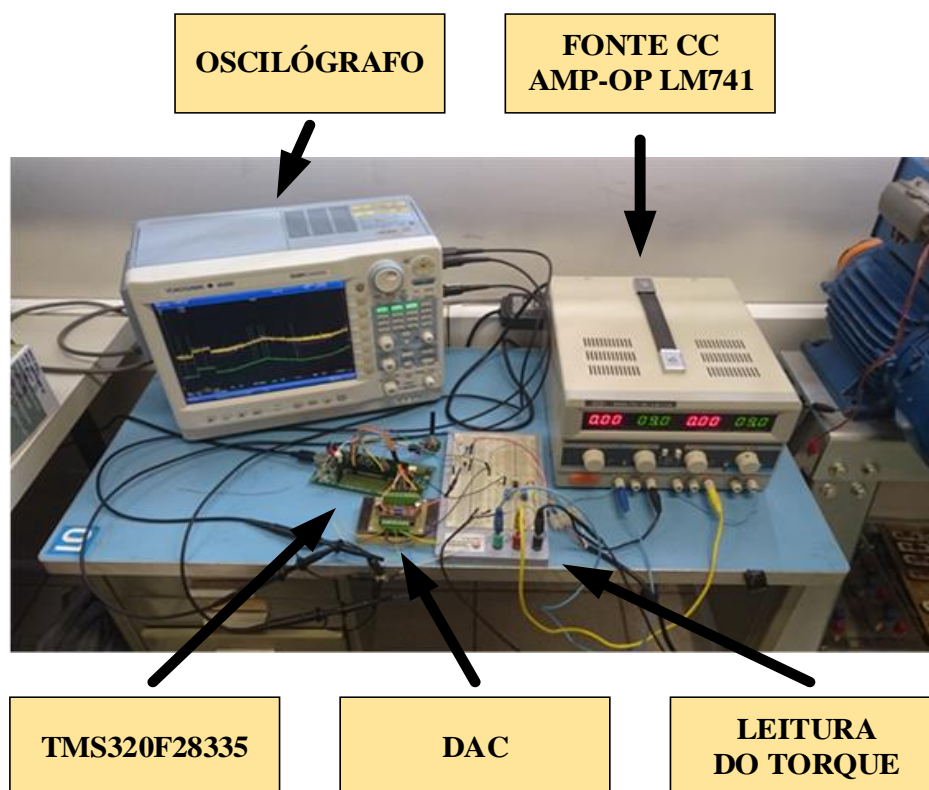
Considerando o motor de indução utilizado na montagem experimental, o sinal de conjugado será limitado no processo de leitura a ± 20 N.m. Neste caso, para a entrada analógica do TMS320, o sinal do transdutor de conjugado será condicionado para 0 V se o conjugado for igual a -20 N.m e 3 V caso seja igual a 20 N.m. Durante os ensaios de calibração do transdutor de conjugado, o ganho do amplificador operacional foi ajustado para 0,434 V/V para atender os requisitos de projeto. Um potenciômetro de 100 k Ω é ajustado na posição de 23 k Ω para que o ganho seja atendido, uma vez o resistor de realimentação utilizado é igual a 10 k Ω , como mostrado na Figura 46; um segundo potenciômetro é utilizado para aplicar um offset de 1,5 V, ajustado no valor de 60 k Ω .

CAPÍTULO 4 – RESULTADOS EXPERIMENTAIS E DISCUSSÃO

De acordo com a estrutura desenvolvida no Capítulo 3, a validação experimental do emulador de turbinas eólicas será dada pela comparação dos resultados práticos com as curvas teóricas obtidas no ambiente do MATLAB®/Simulink®. As leituras dos sinais de torque, da velocidade do vento, da velocidade do motor de indução e do ângulo de ataque foram feitas e registradas pelo oscilógrafo digital YOKOGAWA DL850, que permite exportar os dados colhidos para posterior tratamento em um microcomputador.

Os resultados obtidos serão analisados pelas curvas características de potência vs. velocidade e torque vs. velocidade. Neste caso, a potência desenvolvida no eixo, que representa a potência gerada pelo vento, foi calculada via *software* pelo produto do torque com a velocidade do motor de indução, sendo apresentada na mesma figura com os valores teóricos correspondentes. Na Figura 47 é apresentada a bancada experimental do emulador de turbinas eólicas, com destaque nos circuitos do TMS320, da *protoboard* de leitura do sinal gerado pelo torquímetro e a conexão do oscilógrafo. Na Figura 48 é possível observar a visão geral do acoplamento mecânico entre os motores, torquímetro, carga eletrolítica, inversor e encoder.

Figura 47 – Detalhamento da Bancada Experimental



Fonte: O próprio autor.

Figura 48 – Visão Geral da Bancada Experimental



Fonte: O próprio autor.

Os ensaios para a validação experimental do sistema desenvolvido foram divididos em três casos:

- Caso 1: levantamento das curvas características de diferentes velocidades do vento com ângulo de ataque constante;
- Caso 2: levantamento das curvas características para diferentes ângulos de ataque com velocidade de vento constante;

- Caso 3: aplicação de um perfil de vento com variações instantâneas de velocidade para um ângulo de ataque constante.

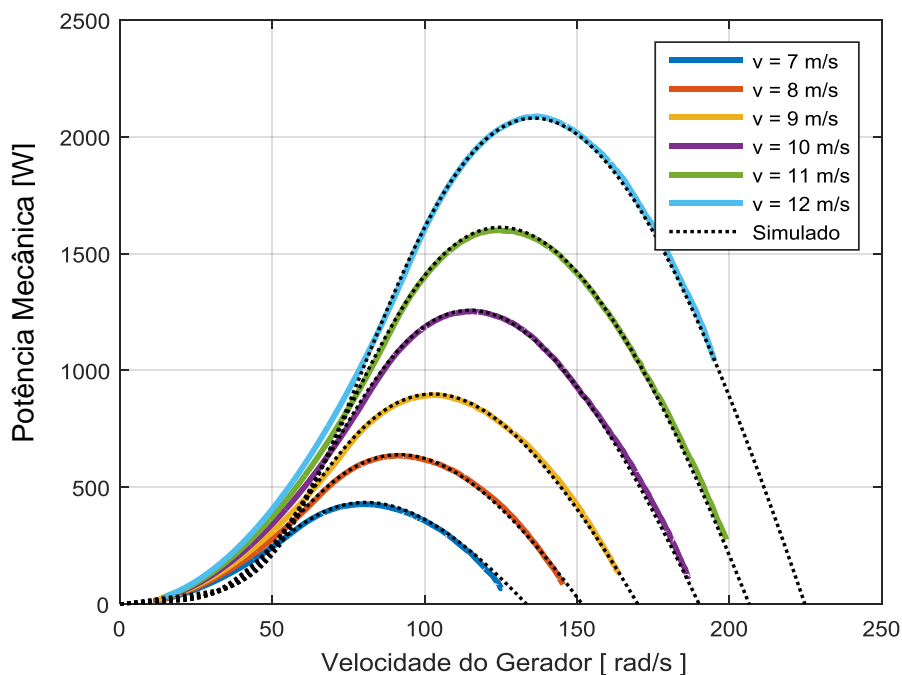
Todas as aquisições de dados realizadas foram realizadas a uma taxa de amostragem de 1 MSPS no oscilógrafo digital. Um filtro de média móvel de 1000 amostras foi aplicado no MATLAB® durante o processamento dos dados para eliminar os ruídos de alta frequência propagados pelo chaveamento do inversor.

4.1. CASO 1: curvas para velocidade do vento distintas

Neste ensaio, a carga eletrolítica é mergulhada vagarosamente a uma velocidade constante para variar a resistência conectada no estator do gerador de corrente contínua. Como a tensão de excitação do campo é mantida constante, a corrente elétrica gerada será dada em função da carga resistiva utilizada. Conforme o consumo de potência aumenta, o emulador de turbinas ajusta a velocidade que se reduz em função do torque solicitado; a curva característica provém o comportamento do sistema e está sujeita à velocidade do vento.

Na Figura 49 são mostrados os ensaios das curvas características da potência mecânica vs. velocidade do gerador para diferentes perfis de vento. Neste caso, foram selecionadas as velocidades de 7 a 12 m/s, com passo de 1 m/s, e obtidas as curvas correspondentes. O ângulo de ataque β é mantido constante e igual a zero.

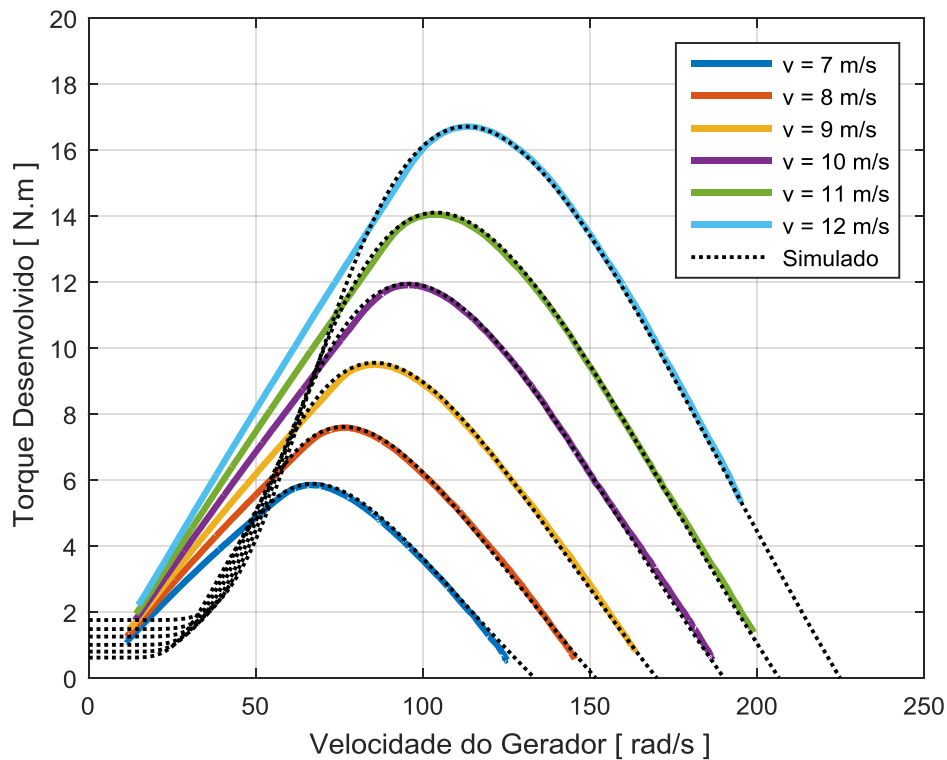
Figura 49 – Caso 1: curva de potência vs. velocidade



Fonte: O próprio autor.

Da Figura 49, é possível observar que o emulador desenvolvido conseguiu representar satisfatoriamente as curvas de potência vs. velocidade de um sistema eólico qualquer. Para velocidades com magnitudes mais altas e nas proximidades do ponto de máxima potência de cada curva característica, o emulador apresentou poucas variações no erro de potência entre os valores reais e simulados. Embora estes últimos atinjam velocidades da ordem de 200 a 225 rad/s, o TMS320 foi configurado para limitar a velocidade do motor de indução em valores próximos de 210 rad/s (2000 rpm). Para rotações mais baixas, o erro entre a potência gerada e a potência estimada foi maior, pois a potência solicitada não foi capaz de ser atendida devido à baixa velocidade do gerador de corrente contínua. Este comportamento fica mais evidente nas curvas de torque vs. velocidade apresentadas na Figura 50, em que se pode observar o desvio do torque gerado pela carga em função do valor teórico:

Figura 50 – Caso 1: curva de torque vs. velocidade



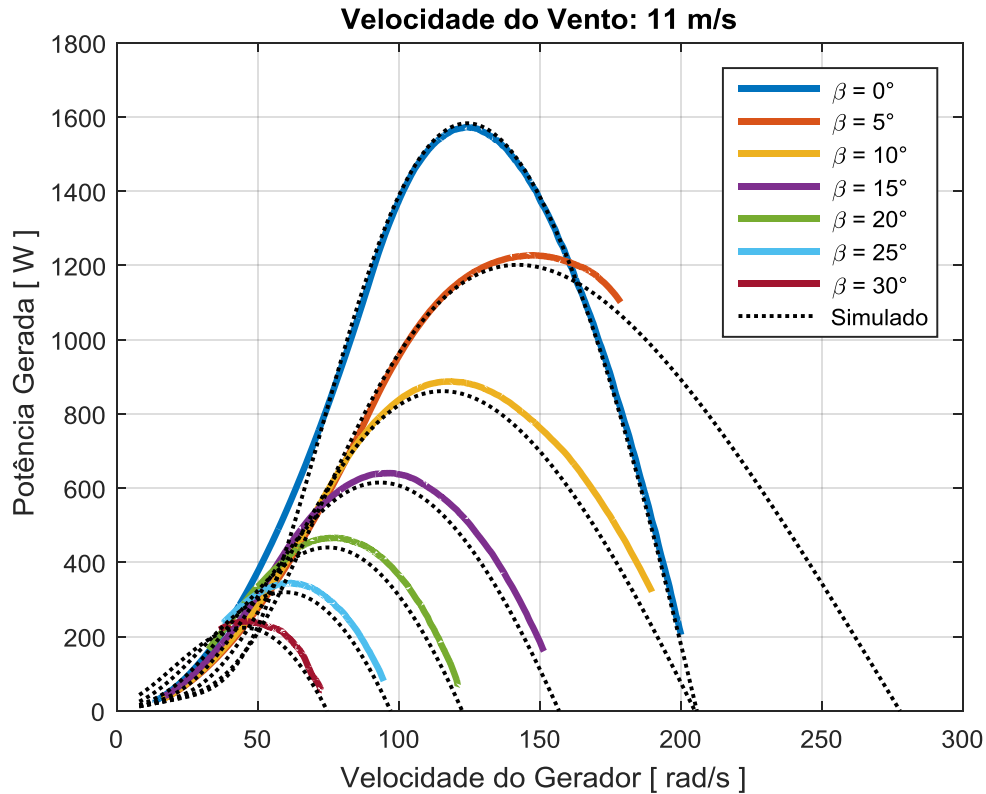
Fonte: O próprio autor.

4.2. CASO 2: curvas para ângulo de ataque distintas

Este ensaio é similar ao Caso 1, no entanto a variação das curvas características é realizada com a alteração do ângulo de ataque β para uma velocidade do vento constante igual a 11 m/s, permitindo respostas com valores de potência mecânica bem significativas. A

forma de se realizar o ensaio é a mesma, em que a carga eletrolítica é mergulhada vagarosamente a uma velocidade constante para variar a resistência conectada no estator do gerador de corrente contínua. Na Figura 51 é mostrado os ensaios realizados para a curva de potência vs. velocidade para um conjunto de ângulos de 0 a 30° e com passo de 5°:

Figura 51 – Caso 2: curva de potência vs. velocidade



Fonte: O próprio autor.

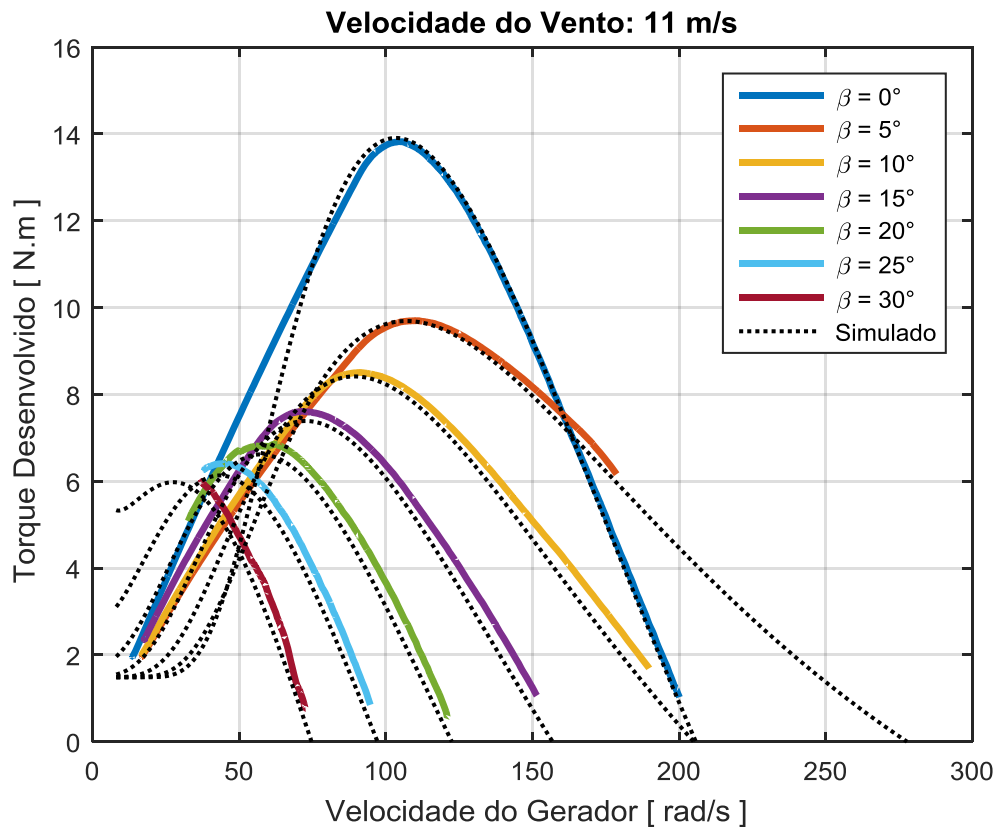
Na Figura 51 é possível observar que conforme o ângulo de ataque aumenta, a potência disponível no eixo do sistema é reduzida. Neste caso, pode-se observar que o emulador de turbinas acompanhou a dinâmica prevista, sendo que a curva de $\beta = 0^\circ$ apresentou o melhor comportamento, pois conservou o menor erro. Conforme o ângulo de ataque aumenta, as curvas características obtidas produziram uma potência numericamente maior para altas rotações. Neste caso, os erros medidos são inferiores a 50 W e se reduzem nas proximidades dos pontos de máxima potência.

A variação do ângulo de ataque está relacionada com os sistemas eólicos que precisam limitar a potência do gerador para velocidades de vento muito elevadas, isto é, que necessitam da proteção contra os danos estruturais, ou para os sistemas que necessitam extrair a máxima potência nas condições de velocidade de vento mais baixas e quando estão conectados na rede por meio de uma linha de transmissão. Nestes casos, a região de interesse é o ponto de

máxima potência que, nas curvas apresentadas na Figura 51, mostram erros inferiores a 20 W, tornando o resultado obtido satisfatório para o tipo de aplicação analisada.

A Figura 52 destaca o comportamento do torque vs. velocidade para os diversos ângulos de ataque analisados. Nota-se que, nas condições de baixas rotações, as curvas teóricas deixam de acompanhar os valores experimentais porque o gerador de corrente contínua não é capaz de acompanhar a velocidade devido as limitações da própria máquina.

Figura 52 – Caso 2: curva de torque vs. velocidade

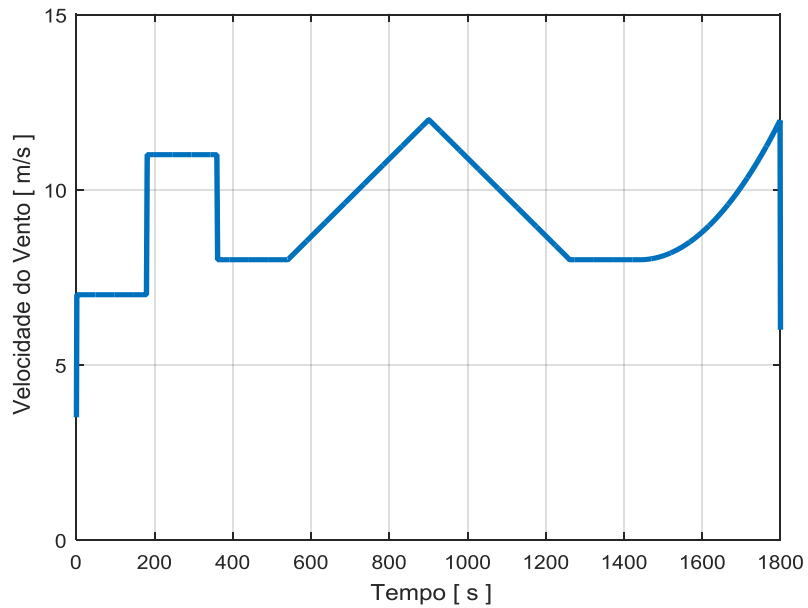


Fonte: O próprio autor.

4.3. CASO 3: perfil de vento

Neste ensaio, um perfil de vento foi aplicado no emulador de turbinas eólicas durante um intervalo de 30 minutos para $\beta = 0^\circ$, conforme mostrado na Figura 53:

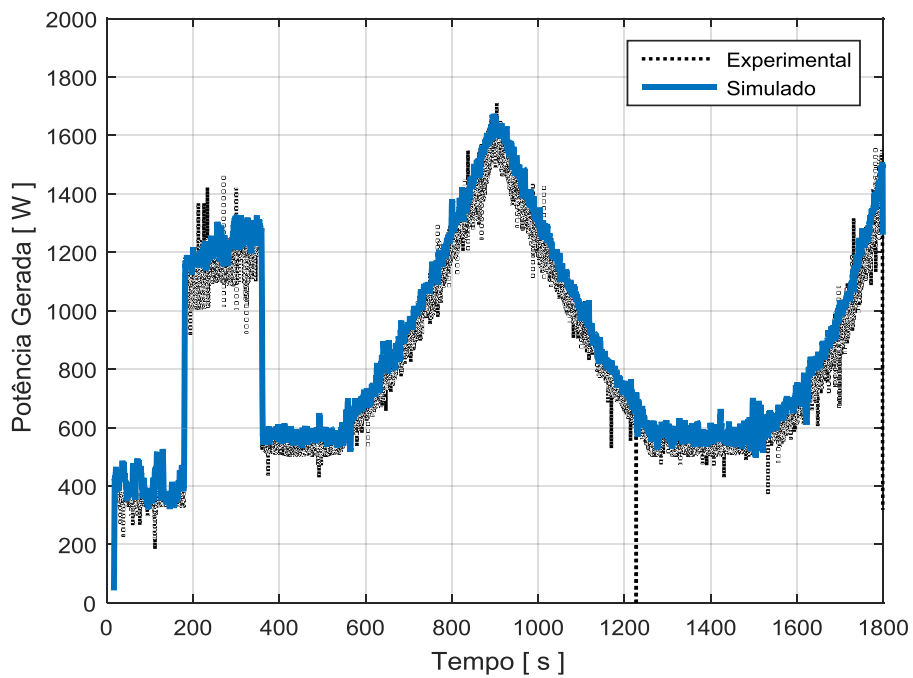
Figura 53 – Caso 3: perfil de vento aplicado



Fonte: O próprio autor.

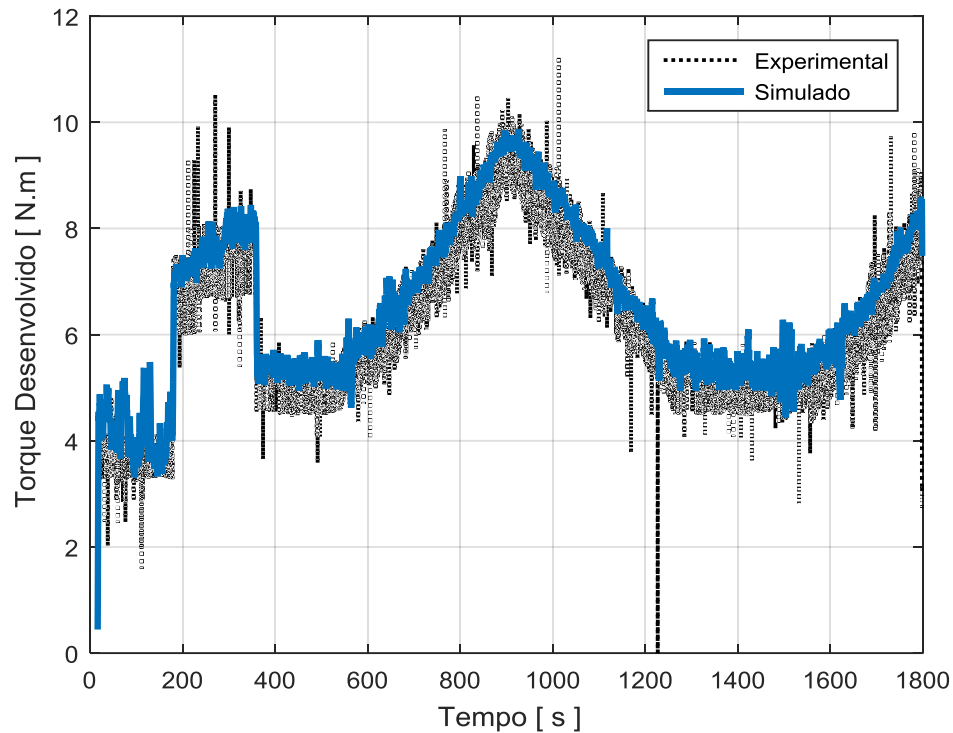
O objetivo deste experimento é analisar a resposta do sistema desenvolvido a um degrau, rampa e aceleração de vento. A carga eletrolítica permaneceu constante e mergulhada a 30 % de profundidade. Dos resultados obtidos, a potência gerada é mostrada na Figura 54, enquanto que o torque desenvolvido na Figura 55:

Figura 54 – Caso 3: potência gerada



Fonte: O próprio autor.

Figura 55 – Caso 3: torque desenvolvido



Fonte: O próprio autor.

Os resultados obtidos mostram que o emulador de turbinas foi capaz de acompanhar o perfil de vento programado no TMS320 para as entradas em rampa e de aceleração. Durante a aplicação do degrau mostrou, o sistema apresentou um atraso de cerca de 100 segundos para o assentamento. Os valores teóricos foram obtidos utilizando a velocidade real do eixo do motor de indução e os dados obtidos revelam que a potência gerada é superior a 100 W durante alguns pontos de operação.

De maneira geral, o objetivo do ensaio foi atendido, pois na prática a velocidade do vento varia mais lentamente em um intervalo de tempo maior, além do fato de suas transições serem suaves e não-abruptas, como o degrau aplicado.

CONCLUSÃO

Este trabalho abordou o desenvolvimento de um emulador de turbinas eólicas utilizando um motor de indução trifásico. Pelos resultados apresentados, é possível concluir que os objetivos inicialmente propostos foram atingidos. Neste contexto, o controle da velocidade do motor de indução é ajustado satisfatoriamente pelo TMS320F28335 em função do torque solicitado pelo gerador de corrente contínua ao longo da curva característica de potência vs. velocidade.

A fim de garantir a confiabilidade do sistema desenvolvido, a entrada da velocidade do vento e do ângulo de ataque são controladas externamente pelo usuário, de tal forma que o TMS320 seleciona o melhor ponto de operação a partir da modelagem matemática do sistema e por meio do controle da tensão do inversor de frequência.

Na análise dos resultados, o sistema proposto foi capaz de acompanhar a dinâmica de uma turbina eólica com o aumento de carga. Neste caso, foi possível obter as curvas características para diferentes velocidades do vento e ângulos de ataque, que foram comparadas com os valores teóricos obtidos no ambiente do MATLAB®/Simulink®. Além disso, um perfil de vento foi aplicado na entrada do sistema para analisar a dinâmica do mesmo para as respostas de velocidade do tipo degrau, rampa e aceleração, as quais foram satisfatórias.

As atividades futuras associadas a este trabalho propõem a substituição do motor de corrente contínua por um gerador de indução duplamente alimentado conectado à rede com o fim de implementar de um algoritmo de controle para a maximização da potência gerada pelo vento por meio do ângulo de ataque. Além disso, estuda-se a viabilidade de conectar o TMS320 em tempo real com o MATLAB para visualização em tempo real do emulador de turbinas em um microcomputador.

PUBLICAÇÕES

Trabalho submetido à periódico

OLIVEIRA, J. R.; ANDREOLI, A. L. Wind Turbine Emulator: A Tool for Study of Distributed Wind Generation Systems. **IEEE Latin America Transactions**.

Trabalho completo publicado em anais de congresso

OLIVEIRA, J. R. et al. Wind Turbine Emulator Using Induction Motor Driven by Frequency Inverter and Hardware-in-the-loop Control. **2018 13th Ieee International Conference On Industry Applications (Induscon)**, [s.l.], p.381-385, nov. 2018. IEEE.

<http://dx.doi.org/10.1109/induscon.2018.8627167>.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. 1. ed. Stockholm, Sweden: John Wiley & Sons, 2005.

ARRIBAS, J. et al. Computer-based simulation and scaled laboratory bench system for the teaching training of engineers on the control of doubly fed induction wind generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 1, p. 1534-1543, ago. 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (org). **Eólica já é a segunda fonte da matriz elétrica brasileira com 15 GW de capacidade instalada**. 2019. Elaborada por ABEEólica. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/noticias/eolica-ja-e-a-segunda-fonte-da-matriz-eletrica-brasileira-com-15-gw-de-capacidade-instalada/>>. Acesso em: 01 jun. 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (org). **Números ABEEólica**: Fevereiro de 2019. São Paulo: ABEEólica, 2019. 9 p.

BANIOTOPOULOS, C. C. et al. **Environmental Wind Engineering and Design of Wind Energy Structures**. Springer Science & Business Media, 2011. 352 p.

BENAAOUINATE, L. et al. Development of a useful wind turbine emulator based on permanent magnet DC motor. **14th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD)**, p. 44-48, 2017.

BERRIEL, R. O.; STEPHAN, R. Motor de indução como emulador de turbina eólica de velocidade variável. **XXII Congresso Brasileiro de Automática**, 2017.

BONELLI, A. F. **Modelagem e simulação de usina eólica para estudos de indicadores de qualidade de energia elétrica**. 2010. 199f. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2010.

CASTELLÓ, J.; ESPÍ, J. M.; GARCÍA-GIL, R. Development details and performance assessment of a Wind Turbine Emulator. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 86, p.848-857, fev. 2016. Elsevier BV.

CORRÊA, L. C. **Emulação dos regimes permanente e transitório de turbinas de eixo horizontal incluindo o modelo estático da turbina Magnus**. 2014. 105 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Org.) **Aplicações dos Sistemas Eólicos**. 2008. CRESESB. Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/index/php?section=com_content&lang=pt&cid=251>; Acesso em: 11 fev. 2019.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Edição: 2. Brasil: Synergia Editora, 2013.

DEKALI, Z. et al. Control of a Grid Connected DFIG Based Wind Turbine Emulator. 2018

5th International Symposium On Environment-friendly Energies And Applications (EFEA), [s.l.], p.1-6, set. 2018.

FERREIRA, J. C.; ROLIM, L. G. B. Wind turbine emulator using an MPPT controller based on neural networks. **IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)**, p 1-6, 2015.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report 2018**. [s.l.] GWEC, 2019.

GONTIJO, G. et al. Implementation of a wind turbine emulator test bench using a squirrel cage induction machine. **Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP)**, p. 1-6, 2017.

HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of Wind Turbines**. 3 edition ed. New York, NY: Routledge, 2015.

HARDY, T.; JEWELL, W. Emulation of a 1,5 MW wind turbine with a dc motor. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1-8, jul. 2011.

HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. Tradução Rachel J. Waddington. 2 edition ed. Chichester, England ; Hoboken, NJ: Wiley, 2006.

JAIN, P. **Wind Energy Engineering**. Mcgraw Hill Professional, 2011. 352 p.

JUÁREZ, A. A. et al. Development of the wind power in Brazil: Political, social and technical issues. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 39, p.828-834, nov. 2014.

LEI, Y. et al. Modeling of the wind turbine with a doubly fed induction generator for grid integration studies. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 21, n. 1, p. 257-264, mar. 2006.

LOPES, L. A. C. et al. A wind turbine emulator that represents the dynamics of the wind turbine rotor and drive train. In: **2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference**. IEEE, 2005. p. 2092-2097.

MAHDY, A. et al. Small wind turbine emulator with separately excited DC motor using analog electronic circuit. **IET Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT)**, p. 1-6, 2011.

MARQUES, J. **Turbinas eólicas: modelo, análise, e controle do gerador de indução com dupla alimentação**. Dissertação – Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria, UFSM, RS, 2004.

MARTINELLO, D. **Sistema de Emulação de Aero geradores para Aplicação em Geração distribuída de Energia Elétrica**. Dissertação — Pato Branco: Universidade Tecnológica Federal do Paraná - PR, 2015.

MARTINEZ, F. et al. **Open loop wind turbine emulator**. *Renewable Energy*, v. 63, n. 1, p. 212-221, 2014.

MESBAHI, A. et al. Emulator design for a small wind turbine driving a self-excited induction

generator. **International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT)**, p. 1-6, nov. 2017.

MESEMANOLIS, A. et al. High-efficiency control for a wind energy conversion system with induction generator. **IEEE Transactions on Emergency Select Topics on Power Electronics**, v. 4, n. 1, p. 238-246, Dez. 2013.

MONFARED, M.; KOJABADI, H. M.; RASTEGAR, H. Static and dynamic wind turbine simulator using a converter controlled dc motor. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 33, n. 5, p.906-913, maio 2008. Elsevier BV.

MOUSSA, I.; BOUALLEGUE, A.; KHEDHER, A. Design and implementation of constant wind speed turbine emulator using Matlab/Simulink and FPGA. **2014 Ninth International Conference On Ecological Vehicles And Renewable Energies (ever)**, [s.l.], p.1-8, mar.

MUNTEANU, I. et al. Hardware-in-the-loop-based simulator for a class of variable-speed wind energy conversion systems: design and performance assessment, **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 25, n. 1, p. 564-576, jun. 2010.

NEAMMANEE, B. et al. Development of a wind turbine simulator for wind generator testing. **Energy**, v. 8, n. 1, p. 21-28, 2007.

PINTO, V. P. **Controladores robustos LQG/LTR com ação integral aplicados ao controle de geradores eólicos interligados ao sistema de distribuição de energia elétrica baseados em máquina de indução duplamente alimentada**. Tese — Ceará: Universidade Federal do Ceará, jan. 2012.

REKIOUA, D. **Wind Power Electric Systems: Modeling, Simulation and Control**. [s. L.]: Springer Science & Business, 2014. 202 p. (Green Energy and Technology).

ROCHA, M. A. **Modelagem e Controle de Gerador de Indução Duplamente Alimentado para Estudo de Sistema de Geração Eólica**. Dissertação – Bauru: Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, UNESP, Bauru, mar. 2018.

SALLES, M. B. C. **Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica**. text—São Paulo: Universidade de São Paulo, 2 out. 2009.

SEWWANDI, K. M. G. Y. et al., Wind turbine emulator for a microgrid, **Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)**, p. 1–6, 2017.

SOLTOSKI, J. C. F.; SANTOS, P. T. P.; FONT, C. H. I. Development of a small-scale wind turbine emulator work bench. **2016 12th IEEE International Conference On Industry Applications (INDUSCON)**, [s.l.], p.1-8, nov. 2016. IEEE.

SOUHILA, Z. et al. Comparison of sliding mode control and fuzzy logic applied to wind turbine emulator. **3rd International Symposium on Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA)**, p. 1-6, 2014.

TAVEIROS, F. E. V.; BARROS, L. S.; COSTA, F. B. Back-to-back converter state-feedback

control of DFIG (doubly-fed induction generator)-based wind turbines. **Energy**, v. 89, p. 896–906, set. 2015.

VOLTOLINI, H. et al. Modeling and simulation of the wind turbine emulator using induction motor driven by torque control inverter. **10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications**, p. 1-6, 2012.

YADAV, A. K. et al. Modelling and simulation of a wind turbine emulator using DC motor. **7th IEEE Power India International Conference (PIICON)**, p. 1-5, 2016.

ZINE, S. et al. Sliding mode control of wind turbine emulator. **International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)**, p. 822-826, out. 2014.