

Helmut Araujo

**CONTROLE DA MÁQUINA ELÉTRICA DE UM AEROGERADOR COM
AEROFÓLIO CABEADO NA CONFIGURAÇÃO *PUMPING-KITE***

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia de Automação e Sistemas.

Orientador: Prof. Alexandre Trofino Neto, Dr.
Coorientador: Prof. Ivo Barbi, Dr.

Florianópolis

2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Araujo, Helmut

Controle da máquina elétrica de um aerogerador
com aerofólio cabeado na configuração pumping-kite /
Helmut Araujo ; orientador, Alexandre Trofino,
coorientador, Ivo Barbi, 2017.
136 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de
Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós
Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas,
Florianópolis, 2017.

Inclui referências.

1. Engenharia de Automação e Sistemas. 2. Energia
eólica com aerofólios cabeados. 3. Controle de
máquinas elétricas. 4. Eletrônica de potência. 5.
Controle vetorial. I. Trofino, Alexandre . II.
Barbi, Ivo . III. Universidade Federal de Santa
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de
Automação e Sistemas. IV. Título.

Helmut Araujo

**CONTROLE DA MÁQUINA ELÉTRICA DE UM AEROGERADOR COM
AEROFÓLIO CABEADO NA CONFIGURAÇÃO *PUMPING-KITE***

Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de “Mestre em Engenharia de Automação e Sistemas”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas.

Florianópolis, 03 de Julho de 2017.

Prof. Daniel Ferreira Coutinho, Dr.
Coordenador do Curso
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Alexandre Trofino Neto, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Banca Examinadora:

Prof. Daniel Ferreira Coutinho, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Marcelo De Lellis Costa de Oliveira, Dr.
Universidade Estadual do Oeste do Paraná

Prof. Hector Bessa Silveira, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Tiago Jackson May Dezuo, Dr.
Universidade do Estado de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Ao professor Alexandre Trofino, por sua orientação, pelos ensinamentos e pelo excelente trabalho de coordenação do grupo UFSCkite.

Ao professor Ivo Barbi, pelas várias contribuições feitas ao longo do trabalho e por sua disponibilidade.

Ao Ramiro Saraiva da Silva e ao Marcelo De Lellis Costa de Oliveira, pelas sugestões dadas ao trabalho, pela dedicação e iniciativa frente ao grupo UFSCkite. A todos os membros do grupo UFSCkite pela convivência agradável e por todas as contribuições ao projeto.

À minha mãe, Angelita, por seu incentivo diário e apoio em todos os momentos. Às minhas irmãs Isabela e Hellen, pelo carinho e por todos os bons momentos vividos. À minha madrinha, Ana, pelo carinho e apoio, por estar sempre presente nessa jornada. À minha querida avó, Isabel, pela compreensão e pelo incentivo aos estudos.

Aos amigos de longa data Ednilson, Igor, Julio Cezar e Wagner, pelo incentivo, pelas conversas e discussões, risadas e recordações.

Aos professores e colegas do departamento de automação e a todos que contribuíram de alguma forma para a elaboração deste trabalho.

Ao CNPq pela bolsa de estudos. À UFSC e ao DAS pela estrutura disponível para a realização do curso.

RESUMO

Nos últimos anos a tecnologia para exploração da energia dos ventos em altitudes elevadas - *Airborne Wind Energy* (AWE) - vem se desenvolvendo rapidamente. Várias empresas e grupos de pesquisa em todo o mundo já estão testando seus protótipos para validar as diferentes configurações e conceitos de AWE, sendo que todos dependem do controle de máquinas elétricas. A otimização da potência produzida e também o voo robusto da pipa frente a variações no vento podem ser obtidos com o controle adequado das máquinas. As máquinas utilizadas em AWE devem ser capazes de operar tanto como gerador, produzindo eletricidade, quanto motor durante manobras como pouso e fase de recolhimento. Essa versatilidade traz uma maior complexidade para a eletrônica de potência empregada.

O controle de máquinas de corrente alternada é comumente utilizado na indústria, principalmente devido ao avanço de ferramentas como o conhecido Controle Vetorial, também nomeado de controle por orientação de campo (FOC). Nesse método, as correntes de fluxo magnético e torque eletromagnético são controladas separadamente em malhas internas, enquanto que a velocidade da máquina é controlada na malha externa e é responsável por produzir as referências para as malhas de corrente. Embora o controle de velocidade seja adequado para diversas aplicações, sua utilização em AWE pode ser problemática especialmente quando os ventos forem turbulentos. Manter a velocidade da máquina constante nesse cenário pode levar a flutuações indesejadas na força de tração do cabo e no ângulo de ataque do aerofólio, e eventualmente pode levar a pipa à condição de estol (queda).

Para melhorar a confiabilidade do voo, é proposta nesse trabalho uma estratégia para controlar a força de tração no cabo de um sistema AWE na configuração *pumping-kite* através da adição de uma malha externa ao FOC. Essa malha compara o valor de tração medido com uma referência ótima e, baseado no erro de comparação, produz uma referência de velocidade para o FOC. As simulações são parametrizadas para representar o protótipo do projeto UFSSkite, a qual possui uma única máquina a ímãs permanentes de 12 kW e é projetada para suportar trações de até 800 kgf. Os resultados demonstram a eficiência do controlador proposto, não somente pelo seguimento de referências de tração, como também prevenindo que a pipa entre em estol.

Palavras-chave: Energia eólica com aerofólios cabeados. Controle de máquinas. Eletrônica de potência. Controle vetorial.

ABSTRACT

In the last few years the Airborne Wind Energy (AWE) technology has been undergoing a rapid development. Several companies and research groups around the world have already built prototypes to validate different AWE concepts and configurations, all of which rely on the control of electric machines. An appropriate machine control can optimize the power production and also allow for the tethered wing to fly robustly regardless of wind fluctuations, while respecting system constraints such as the maximum tether traction force and the reel speed saturation. These machines should be capable of operating not only as a generator, when producing electricity, but also as a motor during maneuvers such as landing and recovery phases. This required versatility brings extra complexity to the involved power electronics.

Alternated current machines are commonly used in the industry, mainly due to advanced features such as the well known Vector Control, also referred to as Field Oriented Control (FOC). In this scheme, the magnetic flux and electromagnetic torque currents are regulated in the inner loop, whereas the machine speed is controlled in the outer loop. Although speed control is suitable for many applications, using it in a pumping-kite system might be problematic, especially when the kite is exposed to high levels of wind gusts. Keeping the machine speed constant in this scenario may cause the traction force and the airfoil angle of attack to fluctuate to undesirable values, which may eventually lead the kite to a stall condition (and eventual crash).

To improve flight reliability, in this work we present a strategy to control the tether traction force of a pumping-kite unit by adding an external loop to the FOC. This loop compares an optimum reference to the instantaneous measured traction force and, based on this control error, generates a speed reference to the FOC. The simulation is parameterized to represent the ground station prototype under development by the UFSCkite team, which is based on a single permanent-magnet machine of 12 kW and designed to support up to 800 kgf of traction force. The results show the effectiveness of the proposed control strategy, not only for tracking the traction force reference, but also for preventing the kite from stalling.

Keywords: Airborne Wind Energy. Machine Control. Power Electronics. Field Oriented Control.

LISTA DE FIGURAS

1.1	Demanda energética no Brasil em 2011 e projeção para 2035. Adaptado de IEA (2013b)	25
1.2	Evolução do tamanho e potência dos aerogeradores convencionais. Adaptado de IEA (2013b)	28
1.3	Grupos de Pesquisa e Empresas de AWE. Fonte: (SCHMEHL, 2015)	29
2.1	Conceito de sustentação e arrasto. Adaptado de Lellis (2016)	34
2.2	Utilização de um dispositivo AWE em plataforma <i>off-shore</i> . Adaptado de Coleman et al. (2014)	36
2.3	Combinação entre a tecnologia existente e AWE em parques eólicos. Adaptado de Lellis et al. (2016)	37
2.4	Sistema AWE com balão utilizando efeito Magnus. Adaptado de Milutinović et al. (2015)	39
2.5	Unidades de Geração em Voo. Adaptado de Cherubini et al. (2015a)	40
2.6	Unidades com Geração no Solo. Adaptado de Cherubini et al. (2015a)	41
2.7	Classificação das unidades de geração de energia segundo os grupos de P&D que as utilizam. Adaptado de Cherubini et al. (2015a)	42
2.8	Diagrama da unidade de solo da <i>University of Limerick</i> . Adaptado de Coleman et al. (2014)	45
2.9	Diagrama da unidade de solo da <i>TuDelft</i> . Adaptado de Ahrens et al. (2014)	46
2.10	Diagrama da unidade de solo da <i>KiteEnergy</i> . Adaptado de Ahrens et al. (2014)	47
2.11	<i>Pumping-Kite</i> - UFSCkite. Adaptado de Schmidt et al. (2017)	48
2.12	Unidade de controle de voo (<i>Control Pod</i>)	49
2.13	Unidade de solo do projeto UFSCkite	50
2.14	Aplicação do <i>hardware in the loop</i> no laboratório	51
2.15	Janela de vento. Fonte: (SARAIVA, 2014)	53
2.16	Forças no aerofólio e cabo. Adaptado de Lellis (2016)	54
2.17	Ângulo de ataque e forças de sustentação e arrasto	55
2.18	Modelo dinâmico da pipa. Adaptado de Saraiva (2014)	57
2.19	Trajectoria de voo do aerofólio em ciclo completo de operação do <i>pumping-kite</i>	58
2.20	Velocidade de (des)enrolamento r_a e força de tração no cabo F^{Tc} (sem considerar a máquina)	59

2.21 Velocidade do vento na altura da pipa durante a simulação. Em azul o vento nominal (em função da altitude) e em verde e vermelho as perturbações (estocásticas) média e forte	59
3.1 Desenvolvimento dos ímãs de terras raras. Adaptado de Deshpande (2003)	64
3.2 Posicionamento dos ímãs. Adaptado de Perera (2002)	66
3.3 MSIP e circuito do estator	67
3.4 Eixos de referência - Transformação de Park	68
3.5 Representação na forma de circuito	70
3.6 Modelo da MSIP em eixos d - q . Adaptado de Świerczyński (2005)	71
3.7 Acionamento básico de uma máquina trifásica	72
3.8 Acionamento de uma máquina trifásica - Conjunto Bidirecional	73
3.9 Topologia do <i>Voltage Source Inverter</i> e sua conexão à máquina elétrica	74
3.10 Esquema de um modelo médio do conversor VSI por fontes controladas. Adaptado de Mihailovic (1998)	76
3.11 Operação em quatro quadrantes. Adaptado de Krishnan (2009)	77
3.12 Estratégias de Controle por Frequência Variável. Adaptado de Świerczyński (2005)	78
3.13 Controle V/Hz em malha aberta. Adaptado de Perera (2002)	79
3.14 Métodos de controle vetorial para máquinas elétricas. Adaptado de Świerczyński (2005)	80
3.15 Diagrama de aplicação do controle vetorial de campo orientado	83
3.16 Controle Direto de Torque - DTC	84
4.1 Diagrama de Controle: correntes d e q . Adaptado de Bari et al. (2015)	89
4.2 Diagrama de blocos - Controle de Velocidade	91
4.3 Diagrama de blocos - Controle de Velocidade Simplificado	91
4.4 Diagrama do Controle de Tração	93
4.5 Acoplamento mecânico entre máquina e carretel na unidade de solo do projeto UFSCkite	95
4.6 Método para controle alternativo baseado na medição do vento e força de tração	96
4.7 Escolha do Modo de Controle	97

5.1	Diagrama de simulação do sistema completo	99
5.2	Referência de velocidade e força de tração sem perturbações no vento	101
5.3	Referência de velocidade e força de tração sob condições de turbulência média	102
5.4	Referência de velocidade e força de tração sob condições de turbulência forte	103
5.5	Referência de tração e velocidade considerando vento sem perturbação	105
5.6	Referência de tração e velocidade. Cenário com turbulência média no vento	107
5.7	Referência de tração e velocidade. Cenário com turbulência forte no vento	108
5.8	Comparação da potência mecânica com os dois controladores. Em azul a potência em situações de vento nominal e em verde a potência mecânica produzida em períodos de turbulência	110
5.9	Corrente no barramento CC e no resistor de freio, juntamente a forma da tensão e faixas limite	111
5.10	Coefficientes de sustentação e arrasto em função do ângulo de ataque	112
5.11	Ângulos de ataque em 3 cenários de vento e com duas estratégias de controle da máquina	113
1	Controle vetorial implementado no conversor CFW11. Fonte: Manual WEG	124
2	Controle de Velocidade usando MTPA	127
3	Correntes de eixo direto e quadratura usando MTPA	128
4	Controle de Velocidade usando CTA	129
5	Correntes de eixo direto e quadratura usando CTA	129
6	Diagrama Inicial do Sistema de Geração Embarcada. Fonte: Weber (2016)	132
7	Modelo de Simulação. Fonte: Weber (2016)	134
8	Motor DC Brushless, modelo Koford 412, que será usado como gerador	134
9	Resultados práticos e de simulação - <i>Onboard Generation</i>	135

LISTA DE TABELAS

2.1	Unidades de Geração em Voo. Adaptado de Cherubini et al. (2015a)	43
2.2	Unidades de Geração em Solo Fixas. Adaptado de Cherubini et al. (2015a)	43
2.3	Unidades de Geração de Solo Móveis. Adaptado de Cherubini et al. (2015a)	44
3.1	Característica de um acionamento que opera em quatro quadrantes. Adaptado de Krishnan (2009)	78
3.2	Comparação entre os requisitos dos modos de controle. Adaptado de Świerczyński (2005)	81
5.1	Valores com controle por ω_m^* sob condições nominais de vento	101
5.2	Valores com controle por ω_m^* sob condições de turbulência média	103
5.3	Valores com controle por ω_m^* sob condições de turbulência forte	104
5.4	Valores com controle por F^{Tc^*} sob condições de vento nominal	105
5.5	Valores com controle por F^{Tc^*} sob condições de turbulência média	106
5.6	Valores com controle por F^{Tc^*} sob condições de turbulência forte	108
5.7	Valores de potência mecânica na máquina e potência elétrica sob o resistor de frenagem durante a fase de geração	111
1	Parâmetros da máquina elétrica	123
2	Conjunto de parâmetros programáveis - CFW11	125
3	Parâmetros dos Controladores	126
4	Parâmetros do motor Koford 412	134

SIGLAS

AG Aerogeradores	27
AWE <i>Airborne Wind Energy</i>	28
DTC <i>Direct Torque Control</i>	83
FOC <i>Field Oriented Control</i>	81
FS <i>Flying Station</i>	41
FV Fotovoltaica	27
GS <i>Ground Station</i>	45
GSC <i>Grid-Side Converter</i>	73
IEA <i>International Energy Agency</i>	25
IRENA <i>International Renewable Energy Agency</i>	35
MSIP Máquina síncrona a ímãs permanentes	63
PK <i>Pumping-kite</i>	46
RES <i>Renewable Energy Source</i>	30
UFSCkite Grupo de pesquisas em aerofólios cabeados da UFSC	46
VSI <i>Voltage Source Inverter</i>	73

SÍMBOLOS

A	Área projetada do aerofólio [m ²]	54
B	Coefficiente de atrito [N.m/rad/s]	70, 92, 93
C_D	Coefficiente de arrasto	54
C_L	Coefficiente de sustentação	54, 56, 94, 112
C_p	Coefficiente de potência de uma turbina eólica	27
E	Eficiência aerodinâmica	56
F^{Tc}	Força de tração no cabo [kgf]	53, 56, 87, 92, 93, 95, 104, 105
I_{cc}	Corrente no barramento CC [A]	75
I_{sa}	Corrente no estator - A [A]	67, 69, 75, 100
I_{sb}	Corrente no estator - B [A]	67, 69, 75, 100
I_{sc}	Corrente no estator - C [A]	67, 69, 75
J	Momento de inércia do rotor [kgm ²]	70, 92
L_d	Indutância de eixo direto [H]	68–70, 88
L_q	Indutância de eixo de quadratura [H]	68–70, 88
R_s	Resistência no estator [Ω]	67, 69, 84
T_L	Torque de carga [N.m]	53, 70, 71, 92, 93, 95
T_{em}	Torque eletromagnético	70, 71, 85, 92, 93
V_{cc}	Tensão no barramento CC [V]	75
V_{sa}	Tensão no estator - A [V]	67, 69, 75, 100
V_{sb}	Tensão no estator - B [V]	67, 69, 75, 100
V_{sc}	Tensão no estator - C [V]	67, 69, 75, 100
Δu_{sd}	Desacoplamento de eixo direto	88
Δu_{sq}	Desacoplamento de eixo de quadratura	88
δ_t	Ângulo de torque	79

\dot{r}_a	Velocidade de (des)enrolamento do cabo [m/s]	53, 56, 87, 94, 100, 106
\dot{r}_{opt}	Velocidade de (des)enrolamento ótima [m/s]	57
F_D	Força de arrasto	54
F_L	Força de sustentação	54
W_a	Velocidade do aerofólio	52
W_e	Vento efetivo	52, 54
W_n	Vento nominal	52, 56, 57, 94
W_t	Perturbação do vento	52, 57, 100
ω_e	Velocidade angular do fluxo do rotor	68–70, 88
ω_m	Velocidade angular do rotor [rpm]	68, 92, 93, 100, 101, 104, 105
ϕ_a	Ângulo de azimute	52, 56, 57
ψ_m	Fluxo magnético dos ímãs [Wb]	69, 70, 85, 88
ψ_s	Fluxo do estator	79
ρ	Densidade do ar [kg/m ³]	27, 54, 94
θ_a	Ângulo de inclinação	52, 56, 57
θ_e	Posição elétrica do rotor	68
θ_r	Posição mecânica do rotor	68
e_{ω_m}	Erro da malha de velocidade	100
i_{sd}	Corrente de eixo direto [A]	69, 70, 88
i_{sq}	Corrente de eixo quadrado [A]	69, 70, 85, 88, 92
k_{tr}	Relação de transmissão do redutor	53, 92, 95
n_{pp}	Número de par de polos	68, 70, 71, 85
r_d	Raio do carretel	53, 92, 95
u_{sd}	Tensão de eixo direto [V]	69

Notação:

- Variáveis com fonte em **negrito** representam vetores. Exemplo: \mathbf{F}_L .
- Variáveis com fonte normal representam escalares. Exemplo: ω_m .
- Quando uma variável ocorre com fontes negrito e normal, então o valor escalar refere-se à norma Euclidiana do valor vetorial. Exemplo: $F_L = |\mathbf{F}_L|$.
- O valor de referência de uma variável controlada é indicado com o índice (*). Exemplo: ω_m^* .

SUMÁRIO

1	Introdução	25
1.1	Objetivos	30
1.1.1	Objetivo Geral	30
1.1.2	Objetivos Específicos	30
1.2	Contribuições	30
1.3	Estrutura do Documento	31
2	Energia Eólica com Aerofólios Cabeados	33
2.1	Configurações	37
2.2	Unidades de Geração de Energia	41
2.2.1	Exemplos de Unidades de Geração	44
2.3	Projeto UFSCkite	46
2.3.1	Unidade de Controle de Voo	47
2.3.2	Unidade de Solo	49
2.3.3	Simulação em Hardware-in-the-loop	50
2.4	Modelo do Aerofólio	52
2.4.1	Modelo da Dinâmica de Voo	52
2.4.2	Modelo em Equilíbrio Dinâmico - Força de Tração no Cabo	54
2.4.3	Controle e Otimização	56
3	Máquina Elétrica e Circuitos de Potência	61
3.1	Máquinas Síncronas a Ímãs Permanentes	63
3.2	Configurações de Máquinas a Ímãs	65
3.3	Modelo de Máquinas Síncronas a Ímãs Permanentes	66
3.4	Acionamentos	72
3.4.1	Modelo do Conversor	73
3.4.2	Operação em Quatro Quadrantes	75
3.5	Estratégias de Controle para Máquinas a Ímãs Perma- nentes	77
3.5.1	Controle Escalar	78
3.5.2	Modos de Controle Usando Estratégias Vetoriais	79
3.5.3	Controle Vetorial de Campo Orientado	81
3.5.4	Controle Direto de Torque	83
4	Operação da Unidade de Solo em <i>Pumping-kite</i>	87
4.1	Controle de Velocidade	88
4.1.1	Malhas de Corrente	88
4.1.2	Malha de Velocidade	90
4.2	Controle da Força de Tração no Cabo	92

4.2.1	Controle Pelo Ajuste da Referência de Velocidade	93
4.2.2	Metodologias Alternativas	96
5	Resultados de Simulação	99
5.1	Referência de Velocidade	100
5.2	Referência de Tração	104
5.3	Análise dos Resultados	109
5.3.1	Potência Produzida	109
5.3.2	Robustez de Voo	112
5.3.3	Síntese	113
6	Considerações Finais	115
	Referências Bibliográficas	117
	Apêndice A - Controle Máquina	123
	Objetivo	123
	Configuração de Parâmetros e Acionamento	123
	Controle	125
	Resultados	127
	Apêndice B - Geração Embarcada	131
	Objetivo	131
	Conceito	131
	Projetos e Trabalhos Desenvolvidos	132

1 INTRODUÇÃO

O cenário energético mundial é complexo e apresenta constante mudança em suas tendências, sendo que a relação entre custo e sustentabilidade costuma influenciar diretamente a escolha de uma fonte energética em detrimento de outra. Fatores como o aumento populacional e da demanda energética têm grande impacto nas políticas e necessidade de geração de energia elétrica. No Brasil, por exemplo, projeções feitas pela agência internacional de energia (*International Energy Agency* (IEA)) (IEA, 2013b) mostram o aumento da demanda até 2035 (Figura 1.1), com uma taxa de 3% ao ano, passando de 471 para 940 TWh.

Esse aumento da demanda energética intensifica a busca por energias limpas, acelerando o desenvolvimento de tecnologias que contribuam para a diminuição das emissões de CO_2 (IEA, 2013a). As preocupações com o aumento da temperatura do planeta, devido às emissões de dióxido de carbono, vêm sendo tema de debates internacionais. Pode-se citar, por exemplo, um pacote de medidas da União Europeia (UE) que estabelece três metas para o ano de 2020: redução de 20% na emissão de gases que causam o efeito estufa; 20% de aumento na eficiência energética; produção através de fontes renováveis para pelo menos 20% da energia consumida pela UE (CEP, 2009).

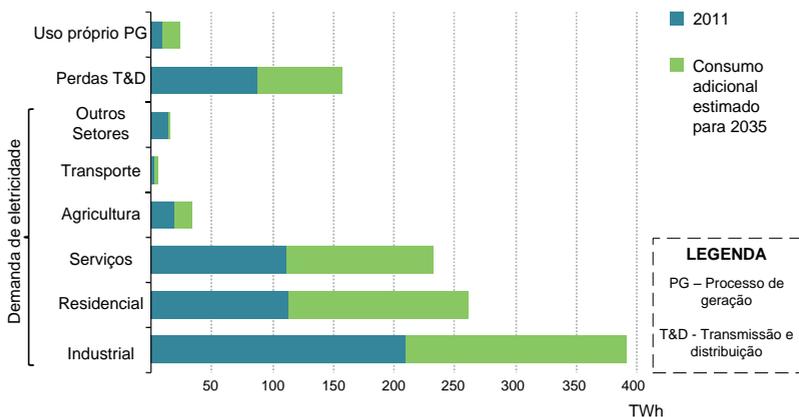


Figura 1.1: Demanda energética no Brasil em 2011 e projeção para 2035. Adaptado de IEA (2013b).

Medidas como as apresentadas pela UE e também a disponibi-

lidade de recursos incentivaram uma rápida expansão da produção de energia por meio de fontes renováveis, especialmente as tecnologias do tipo eólica e solar (IEA, 2013b), visando substituir as fontes mais poluentes como aquelas baseadas em combustíveis fósseis (como as termelétricas) e usinas nucleares. Embora a produção de energia em usinas nucleares não gere a emissão de gases de efeito estufa, seus resíduos são de grande preocupação caso sejam armazenados de forma incorreta e portanto, não se classificam como uma fonte renovável de energia ou mesmo limpa.

Dentre as diferentes maneiras para geração que empregam o uso de recursos naturais renováveis se destacam a energia hidrelétrica, eólica e solar. Nesse mesmo cenário, de maneira menos significativa, encontram-se a energia gerada por biomassa e a oceânica (ondas ou correntes marítimas). Devido ao amadurecimento e custo competitivo, as tecnologias eólica e solar foram as que mais se desenvolveram e possuem o maior número de pesquisas e capacidade instalada. Lembrando que, apesar da produção de energia limpa através das hidrelétricas, existem prejuízos ocasionados pela construção das barragens, além das limitações do potencial hídrico em vários países.

As metas que estão definidas para uso de fontes renováveis são consideradas medidas ambiciosas pois existem alguns desafios que precisam ser superados para que esses objetivos sejam alcançados. Apesar do aumento da competitividade econômica das fontes de energias renováveis nos últimos anos, ainda são necessários investimentos e incentivos fiscais para que essas tecnologias sejam mais amplamente utilizadas (IEA, 2013b). Duas características que são indesejáveis e afetam diretamente toda fonte de energia renovável são a variabilidade e incerteza (FATTORI; ANGLANI, 2015). A variabilidade está relacionada à disponibilidade dos recursos, seja o sol na fotovoltaica e os ventos na eólica. Já a incerteza está relacionada com a variabilidade no sentido de que é difícil garantir a confiabilidade da entrega de energia para a carga, algo que é mais simples de se obter com a utilização de usinas nucleares, termelétricas e hidrelétricas (onde as represas permitem produzir energia de maneira regular).

A geração de energia elétrica por meio de painéis solares destaca-se por ser uma fonte de energia renovável e não-poluente pois sua operação não emite gases de efeito estufa (FATTORI; ANGLANI, 2015). O custo de mercado dos módulos e sistemas solares diminuiu drasticamente nos últimos anos (IEA, 2014), e a capacidade instalada cresce a um passo de 49% ao ano, atingindo um

total de 135 GW em 2014. Devido à variabilidade e incerteza, não é possível ter na Fotovoltaica (FV) uma fonte confiável e que permita um perfeito balanceamento com a carga, fator desejável para garantir a qualidade e segurança (FATTORI; ANGLANI, 2015). Face a este problema, a FV não pode ser utilizada de maneira independente, isto é, sem conexão à rede ou sem a utilização de sistemas para armazenamento de energia.

Assim como na FV, existem limitações na geração de energia eólica convencional. As turbinas eólicas são sustentadas por uma torre, o que limita a altitude máxima em que elas podem operar. A potência mecânica (P) extraída do vento varia com o quadrado do raio da turbina por

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi r_t^2 v^3 C_p(\beta, \lambda), \quad (1.1)$$

onde ρ é a densidade do ar (kg/m^3), r_t é o raio da turbina (m) e v é a velocidade do vento (m/s). O fator C_p (coeficiente de potência) representa a parcela de potência de vento que pode ser efetivamente aproveitada e possui um valor teórico máximo de 0,59 (limite de Betz). Este fator depende do perfil aerodinâmico e da velocidade tangencial nas pontas das hélices - *Tip Speed Ratio* - (λ) e do ângulo de passo (β). Porém, o volume do material, e por consequência seu custo, aumenta proporcionalmente ao cubo do raio da turbina (THRESHHER et al., 2007). Em outras palavras, as limitações dos aerogeradores convencionais impossibilitam a exploração de ventos acima de determinadas altitudes, fazendo com que apesar da existência de uma quantidade de energia mais abundante em altitudes mais elevadas, a sua exploração se torne economicamente inviável.

Esforços de pesquisa estão sendo realizados para reduzir o custo (construção e manutenção), aumentar a escala e aprimorar a tecnologia desses sistemas, contudo não está claro ainda até que ponto isso é factível (IEA, 2013a). Segundo IEA (2013a), o aumento da potência média das turbinas eólicas provavelmente irá acontecer em um passo mais lento do que têm sido até então. Na Figura 1.2 é possível observar a evolução dos Aerogeradores (AG) e suas perspectivas em relação ao aumento da potência e do diâmetro do rotor.

A capacidade de geração no setor eólico instalada em 2014 teve um incremento de 51,4 GW, porém, no futuro, a tendência é que esse crescimento seja desacelerado devido à saturação das áreas adequadas para a instalação (CHERUBINI et al., 2015a). Ressaltando que sistemas eólicos convencionais possuem uma relação de custo-benefício que torna sua aplicação, em determinadas faixas

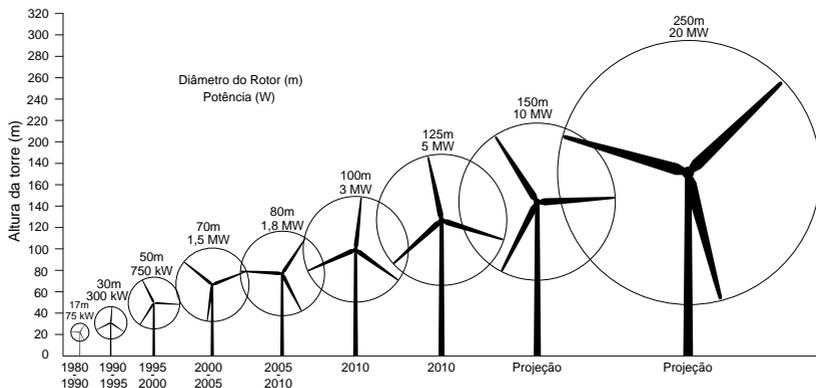


Figura 1.2: Evolução do tamanho e potência dos aerogeradores convencionais. Adaptado de IEA (2013b).

de potência e regiões, inviável. Esse problema de viabilidade está associado principalmente à condição de vento no local e também aos custos da estrutura de concreto e de logística. As pás precisam ser transportadas e montadas, mas nem todo lugar permite esse tipo de infra-estrutura.

Visando possibilitar a operação em altitudes mais elevadas, onde a quantidade de energia eólica disponível é maior, além de diminuir o custo das unidades geradoras, surge então o conceito de *Airborne Wind Energy* (AWE), onde o elemento aerodinâmico que extrai a potência do vento é suspenso e gera energia através da transmissão de potência mecânica por um cabo que é conectado a um gerador no solo (MAKANIPower, 2014). Outra alternativa é o gerador suspenso por forças aerostáticas (balão) ou aerodinâmicas (planador/avião) e transmitir energia elétrica para o solo. Em altitudes maiores o vento é mais veloz e frequente (ARCHER; CALDEIRA, 2009).

A ideia geral de AWE, que difere dos aerogeradores convencionais, é substituir a torre por um ou mais cabos e as pás por um aerofólio (asa). Assim, o sistema torna-se mais leve, barato e pode atingir altitudes maiores. Como é possível ver na Figura 1.3, em 2015 existiam cerca de 55 grupos de pesquisa em AWE (SCHMEHL, 2015) que incluem empresas, universidades e instituições governamentais que estão estudando maneiras de gerar energia eólica em altitudes elevadas. Esses grupos de pesquisa começaram a surgir por volta de 2009 e vêm ganhando força tanto pelo aumento do nú-

mero de grupos, como também pelo aumento dos financiamentos obtidos.

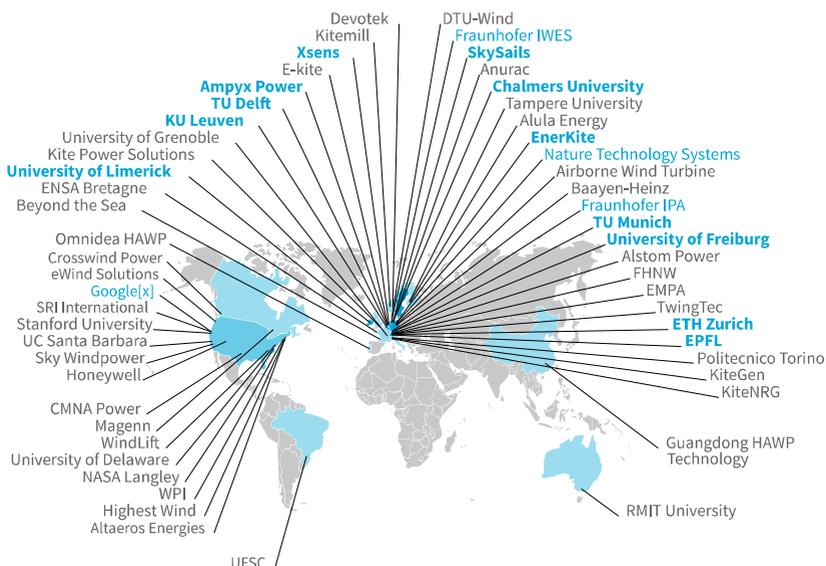


Figura 1.3: Grupos de Pesquisa e Empresas de AWE. Fonte: (SCHMEHL, 2015).

O rápido avanço nas pesquisas em AWE proporcionou uma evolução nas estruturas para controle de voo e projeto de aerofólios. Na medida em que os protótipos são construídos, surge a necessidade de avaliar as configurações possíveis para as unidades de geração de energia e seus sistemas de controle. Entre os pontos que se destacam estão: o controle de velocidade e tração que pode ser realizado em unidades de solo; o gerenciamento de energia que inclui a conexão com a rede (*grid*); e o uso das máquinas para auxílio nas estratégias de pouso e decolagem.

O controle de velocidade e torque de máquinas de corrente alternada só é possível graças ao desenvolvimento da eletrônica de potência. Os conversores de potência têm um papel fundamental no desenvolvimento de energias renováveis, sendo responsáveis pelo controle da máquina, pela conexão com a rede de energia comercial e pelo controle das potências ativas e reativas (fluxo bidirecional de potência) (DIRSCHERL et al., 2015). Em AWE, pode-se utilizar o conjunto de geração (máquina e conversor) para exercer controles

sobre o aerofólio durante a sua operação.

Assim como os aerogeradores convencionais, os dispositivos AWE são caracterizados como *Renewable Energy Source* (RES), e por isso estão sujeitos a desafios semelhantes. As RES não atendem os requisitos da rede de distribuição de energia elétrica (*grid*) atual, e por isso existe a necessidade de uma rede inteligente que ofereça alta confiabilidade, controle e elevada eficiência (REDDY et al., 2014).

O presente trabalho está associado aos problemas de controle de máquinas e gerenciamento de energia nos dispositivos AWE, e tem por foco o estudo e a implementação de controladores que permitam a máquina elétrica atuar sobre a velocidade ou força de tração no cabo.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é propor uma estratégia de controle da máquina elétrica da unidade de solo de um sistema com aerofólios cabeados baseado na configuração *pumping-kite*.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- obter um modelo de simulação para a máquina dual e seu acionamento da unidade de solo;
- utilizar um modelo dinâmico da pipa para implementar um controle da força de tração no cabo;
- elaborar uma metodologia de projeto dos controladores para a estabilidade do sistema frente às perturbações no vento;
- ajustar os controladores para seguir as referências ótimas de velocidade e tração;
- simular o comportamento do sistema e dos controladores.

1.2 CONTRIBUIÇÕES

Como principal contribuição, este trabalho apresenta a utilização do modelo de uma máquina a ímãs permanentes e seu acionamento aplicados a um sistema AWE, junto com o desenvolvimento

de controles adequados para ambas as fases de operação. As estratégias de controle propostas visam permitir a geração de energia e também a robustez frente às incertezas do vento (rajadas), garantindo maior estabilidade no voo e confiabilidade na operação do sistema.

Outro trabalho paralelo foi na geração embarcada no *control pod*, onde foram desenvolvidos modelos para a simulação da turbina (hélice + gerador) e do sistema de gerenciamento de energia. O aluno colaborou no desenvolvimento de um projeto de fim de curso (WEBER, 2016) onde foram apresentados os primeiros resultados do protótipo. Um resumo das atividades e resultados pode ser visto no Apêndice B.

1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O documento apresenta uma revisão bibliográfica e conceitual sobre os sistemas de geração de energia eólica com aerofólios cabeados no Capítulo 2. Em seguida, faz-se uma síntese sobre os dispositivos de controle e máquinas elétricas utilizadas nas diferentes unidades geradoras de energia em AWE. Apresenta-se o modelo de simulação que foi utilizado para representar a pipa como torque de carga e para formular o problema de controle. Por fim, é apresentado o protótipo que está sendo construído pelo grupo UFSCkite para a validação dos sistemas de geração de energia e controle de voo.

No capítulo seguinte, sobre máquinas elétricas e seus dispositivos de acionamento, demonstra-se a formulação teórica dos modelos da máquina e inversores, abordando questões construtivas e topológicas além de possíveis estratégias de controle aplicadas à máquinas elétricas a imãs permanentes. Os sistemas de controle para a operação da máquina isolada e em conjunto com a pipa são formulados e projetados no capítulo 4. São avaliadas quais metodologias poderiam ser aplicadas para controlar a força de tração no cabo.

Por fim apresenta-se os resultados de simulação obtidos com os modelos e propostas de controle descritas. Os resultados são discutidos e é feita uma análise geral sobre os controladores e suas características sob condições de operação de ventos nominais e turbulentos.

2 ENERGIA EÓLICA COM AEROFÓLIOS CABEADOS

O conceito de geração de energia através aerofólios cabeados é um assunto que vem ganhando destaque nos últimos anos. Ahrens et al. (2014) aponta as três principais razões para o desenvolvimento de AWE:

- O vento, assim como o sol, é uma das poucas fontes de energia renováveis que pode suprir a necessidade energética da humanidade como um todo;
- Dispositivos AWE podem atingir altitudes maiores que as turbinas convencionais, aproveitando-se de ventos mais fortes e constantes;
- Devido à redução drástica de materiais, o custo das unidades geradoras é potencialmente menor.

Existem vários estudos que propõem o uso da energia eólica por meio de aerofólios cabeados e nos últimos anos diversos protótipos foram construídos e patenteados (ARCHER; CALDEIRA, 2009). Contudo, não há ainda um produto em escala comercial e as empresas tentam ainda provar a confiabilidade de seus sistemas. Percebe-se que nem a comunidade científica nem a indústria chegaram ainda em um consenso sobre qual das diversas abordagens para geração de energia é mais promissora em termos de eficiência, viabilidade econômica e tecnológica, escalabilidade e confiabilidade (LELLIS, 2016).

A ideia de geração de energia eólica através de aerofólios cabeados surgiu em 1980, quando Myles Loyd propôs um trabalho descrevendo duas maneiras de se aproveitar a energia cinética do vento através de aerofólios ligados ao solo por meio de cabos (LOYD, 1980). Em seu trabalho, Loyd descreveu duas formas utilizando: a força de sustentação, *Lift* do inglês, e a força de arrasto (*Drag*). Além da diferença entre as forças, outro fator que distingue os modos é a localização do gerador (Figura 2.1). Porém, até os anos 2000 a ideia permaneceu estagnada enquanto a geração de energia eólica convencional desenvolveu-se em larga escala e se estabilizou (AHRENS et al., 2014).

O modo de sustentação consiste na utilização de um aerofólio que descreve uma trajetória de voo composta por duas fases: tração e recolhimento. Esse aerofólio, que pode ser rígido como um avião ou flexível como uma pipa, é conectado ao solo através de um ou mais cabo(s) (o que depende da configuração utilizada) acoplado(s)

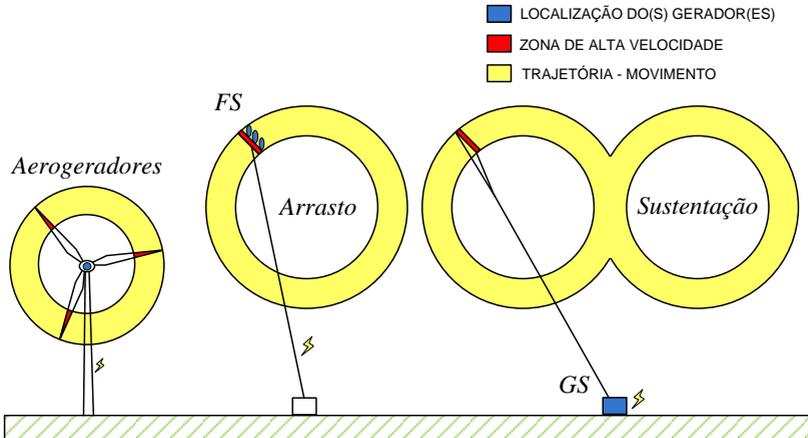


Figura 2.1: Conceito de sustentação e arrasto. Adaptado de Lellis (2016).

a um carretel no eixo de uma máquina elétrica. Na fase de tração o aerofólio descreve uma trajetória que visa a maximizar a tração do cabo que o liga no solo, enquanto o cabo é desenrolado junto ao carretel, produzindo portanto potência proporcional ao produto entre velocidade e tração a qual é convertida em energia elétrica pelo gerador. Quando o cabo atinge um determinado comprimento, inicia-se a fase de recolhimento, onde o aerofólio passa a voar de maneira a minimizar a tração do cabo enquanto a máquina elétrica é então operada como motor, recolhendo o cabo até o comprimento inicial, gastando parte da energia produzida anteriormente.

O modo de arrasto tem por característica a geração de energia embarcada, isto é, no próprio aerofólio é que estão localizado(s) o(s) gerador(es). Por não existir enrolamento e desenrolamento, essa configuração apresenta apenas uma fase de operação. As máquinas, que estão dispostas sobre o aerofólio, produzem a energia em voo e a transmitem até o solo através do cabo, que nesse caso precisa tanto resistir à tração como também ser condutor elétrico. Essas mesmas máquinas também podem ser operadas como motores, em uma configuração similar a de um quadrotor, auxiliando assim nas manobras de pouso e decolagem. No entanto, o peso que as máquinas adicionam ao aerofólio implica em uma diminuição da capacidade de geração de energia do sistema, e além disso, a complexidade e o preço do cabo aumentam.

Sabe-se que nos aerogeradores convencionais mais da metade da energia gerada se deve aos 30% de área mais extremos de suas pás (AHRENS et al., 2014). Isso acontece porque quanto mais afastado do centro, maior é a velocidade tangencial da pá, e por consequência maior é o vento percebido pelo aerofólio. Uma das principais motivações da tecnologia AWE é conseguir utilizar apenas essa parte do aerofólio que se movimenta em grande velocidade, abrindo mão de toda a estrutura pesada necessária na tecnologia convencional.

Utilizando AWE a diminuição de material necessária nas unidades geradoras é drástica. Por exemplo, a instalação de um parque eólico com 30 MW de potência composto por aerogeradores convencionais implica em cerca de 12400 toneladas (pás, torres, rotores), cerca de 300 vezes mais peso do que se fossem utilizados dispositivos AWE (AHRENS et al., 2014) ¹. Essa característica pode se mostrar vantajosa também na instalação de plataformas no oceano (*off-shore*) onde os aerogeradores estão instalados sobre estruturas flutuantes no mar. Em um documento de revisão sobre energia eólica *off-shore* feito pelo *International Renewable Energy Agency* (IRENA) (IRENA, 2016) são apontados os benefícios que sistemas AWE podem proporcionar, como a potencial redução de 50% no custo de produção de energia. O menor peso do suporte flutuante abre novos mercados e possibilita a instalação mais fácil devido ao menor uso de materiais. Algumas alternativas foram propostas por (COLEMAN et al., 2014) e (CHERUBINI et al., 2015b), onde a principal vantagem é a redução no suporte flutuante (Figura 2.2), dado que este não precisa suportar elevados momentos de torção.

Para que haja um máximo aproveitamento do vento, uma característica que os parques eólicos devem respeitar é a distância entre as torres. É por isso que a área total que os parques eólicos ocupam é consideravelmente grande. Estima-se que os lugares economicamente viáveis sobre terra firme (*on-shore*) para a instalação desses parques irão se tornar cada vez mais escassos (CHERUBINI et al., 2015a). Além disso, esse requisito é um empecilho para a escalabilidade, dado que ambos dependem diretamente do diâmetro da hélice. Nesse sentido, dispositivos AWE podem colaborar no aumento da densidade energética dos parques eólicos atuais, como sugeriu Lellis et al. (2016), e que, por trabalharem em altitudes mais elevadas, não atrapalham o funcionamento dos aerogeradores. Pode-se visualizar a integração dos dispositivos AWE com os

¹Considerando que o gerador está instalado no solo.

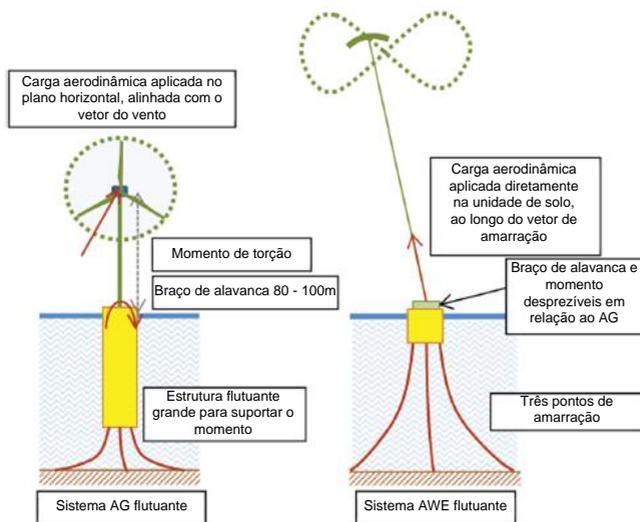


Figura 2.2: Utilização de um dispositivo AWE em plataforma *off shore*. Adaptado de Coleman et al. (2014).

aerogeradores convencionais na Figura 2.3.

Nesse mesmo trabalho, os aspectos econômicos foram avaliados, onde são comparados os custos de instalação de um sistema AWE em relação aos de um aerogerador convencional. Os cenários avaliados são parques eólicos de 21 aerogeradores (AG), 21 pipas e um conjunto com 21 AG e 13 pipas (Figura 2.3). Para uma mesma potência, o investimento em um parque eólico constituído por AWE's é 26% menor. Evidentemente a redução no material implica em reduções de custo, bem como a diminuição do custo agregado pela logística. O transporte de turbinas eólicas convencionais é algo complexo e caro pois as pás precisam ser transportadas já prontas, o que resulta na utilização de veículos específicos e requer liberação das vias por autoridades competentes. Nesse sentido, os dispositivos AWE também são vantajosos.

Ainda que promissora, a geração de energia por dispositivos AWE apresenta algumas questões pontuais que precisam ser resolvidas. Em um levantamento entre pesquisadores feito pela Near Zero (2012), foram apontados os principais desafios que AWE precisa superar e os quais destacam-se: a confiabilidade, regulamentação e sistemas de controle. Um dos pontos principais que esta tecnologia

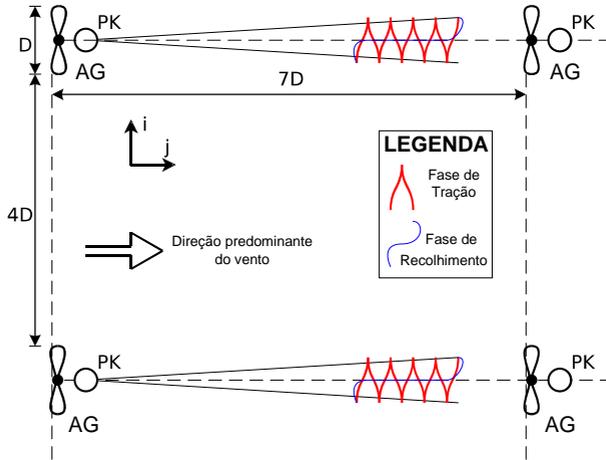


Figura 2.3: Combinação entre a tecnologia existente e AWE em parques eólicos. Adaptado de Lellis et al. (2016).

tem por foco, segundo Lellis (2016), é que tão importante quanto explorar os ventos em altitudes elevadas, é necessário tornar essa RES economicamente competitiva em relação às demais.

2.1 CONFIGURAÇÕES

Motivados por fatores como a extração de energia limpa e de baixo custo, os grupos de pesquisa, relacionados na Figura 1.3, vêm explorando diferentes configurações de AWE no que diz respeito à sua estrutura periférica (geração, pouso e decolagem, etc.) e sistemas de controle. Dado que a tecnologia AWE está em um estágio inicial de desenvolvimento, é válido dizer que não existe uma configuração tida como padrão. A classificação desses dispositivos pode ser feita de acordo com os seguintes critérios:

- Gerador em solo ou suspenso;
- Modos de operação:
 - Sustentação - *Lift*;
 - Efeito Magnus;
 - Arrasto - *Drag*;

Flutuantes - *lighter-than-air*;

Empuxo - *rotor thrust*;

- Aerofólio rígido, flexível ou semirrígido;
- Único ou múltiplos aerofólios;
- Quantidade de cabos conectados ao solo;
- Usando ou não o vento cruzado (*crosswind*²);
- Atuadores para controle de voo em solo ou em voo;
- Unidade de solo fixa ou móvel.

Revisões aprofundadas sobre a ampla variedade de configurações são encontradas com maiores detalhes em (AHRENS et al., 2014) e (CHERUBINI et al., 2015a). Nesses documentos são explorados desde o modelo que descreve o comportamento dinâmico dos aerofólios como também trajetórias de voo, avaliações econômicas e até conceitos práticos implementados. Como o foco do presente trabalho é a unidade de geração de energia, a classificação dos dispositivos AWE apresentada aqui tem por objetivo apenas facilitar a compreensão do funcionamento de maneira geral, focando principalmente no processo de conversão de energia mecânica em elétrica, como será apresentado na próxima seção.

Quanto aos modos de operação, já foram discutidos anteriormente os conceitos de arrasto e sustentação propostos por Loyd e que são os mais investigados. Existem subdivisões desses modos, como a utilização do efeito Magnus (subdivisão de sustentação). Os modos de empuxo no rotor e sistemas mais leves que o ar, subdivisões do modo de arrasto, são os mais similares aos aerogeradores convencionais. Cada um desses modos requer projetos diferentes no que diz respeito à máquina e seu gerenciamento de energia, bem como a utilização com outros fins além da produção de energia.

Como é possível ver na Figura 2.4, o efeito Magnus consiste em um balão cilíndrico de hélio que rotaciona (movido por um motor) conforme o vento incide sobre o mesmo e está ligado ao solo por cabos, capaz de produzir uma força de sustentação que depende do vento aparente e da própria rotação do cilindro. Assim como os demais dispositivos AWE no modo de sustentação, essa configuração possui duas fases de operação (tração e recolhimento).

²Voando em plano aproximadamente perpendicular ao do vento.

A máquina encontra-se no solo, devido ao princípio de operação e à característica do projeto de seu sistema completo (inserir o gerador no balão torna-se complicado devido ao peso da máquina). Uma vantagem desse modo, diferentemente das outras aplicações do modo de sustentação, é sua independência do ângulo de ataque, o que facilita o controle de voo (HABLY et al., 2016).

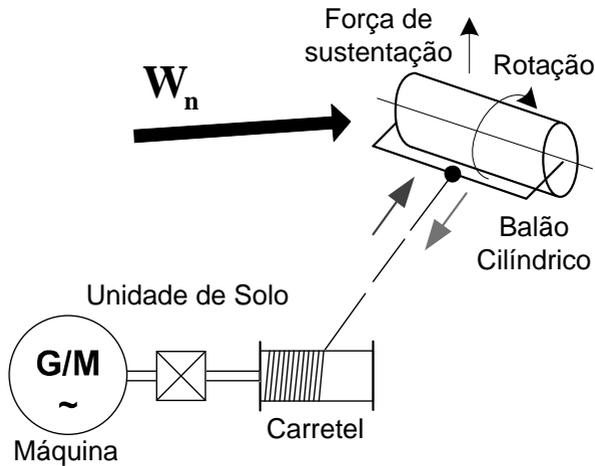


Figura 2.4: Sistema AWE com balão utilizando efeito Magnus. Adaptado de Milutinović et al. (2015).

No modo de empuxo do rotor (*rotor thrust*), o gerador é disposto em um quadrotor, conforme apresentado na Figura 2.5. Diferentemente do modo de arrasto (utilizado pela *Makani Power*), a componente vertical do empuxo produzido no rotor é usado para manter o quadrotor em voo, já que o quadrotor não explora o *crosswind* (CAHOON TROY E HARMON, 2011). O empuxo pode ser controlado pela quantidade de energia extraída do gerador ou pelo ângulo *pitch* das pás (embora em pequenas turbinas isso seja uma tarefa difícil).

No sistema *lighter-than-air*, que é proposto pela Altaeros, a diferença consiste na substituição da torre por cabos que seguram um balão de hélio onde a turbina está alocada. A decolagem é feita pela liberação dos cabos conectados a uma plataforma e, à medida em que o cabo é desenrolado, o balão flutua até chegar em um ponto de operação desejado. O principal desafio que essa

configuração possui é que o empuxo do vento tende a remover o gerador de sua posição vertical. Além disso, quanto maior for a potência, e por consequência o peso do gerador e hélice, maior é o balão e a quantidade de gás necessária.

Apesar dos diferentes conceitos para geração de energia com AWE, de maneira geral o processo de conversão de energia é feito de duas maneiras: em voo ou em solo. Essa divisão reflete-se na escolha do tipo de aerofólio utilizado. Quando os geradores estão suspensos, como no caso da *Makani Power*, por exemplo, posicioná-los sobre um aerofólio flexível é algo inviável.

Estão ilustrados na Figura 2.5 os principais modelos que utilizam o gerador suspenso. Como já foi dito, um dos requisitos é que o cabo seja capaz de suportar elevadas forças de tração e também possa transmitir energia elétrica ao solo. Nas estruturas com aerofólios rígidos e quadrotor as máquinas desempenham uma função importante de decolagem e é um grande diferencial quando comparado aos flexíveis que precisam de uma velocidade mínima de vento no solo para decolar.

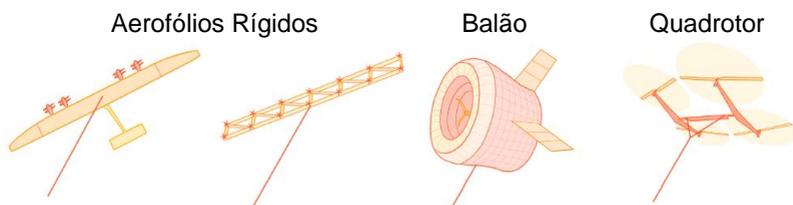


Figura 2.5: Unidades de Geração em Voo. Adaptado de Cherubini et al. (2015a).

Quando a unidade de geração está localizada no solo, a produção de energia se dá pelo desenrolamento do(s) cabo(s) e podem ser utilizados aerofólios rígidos, semirrígidos, flexíveis e balão (Figura 2.6). Nesse caso não há restrições sobre o peso da máquina elétrica e, além disso, o cabo necessita apenas suportar tração, o que o torna mais simples e barato. Configurações que utilizam múltiplos aerofólios e mais de um gerador na unidade de solo são uma alternativa para entregar à rede uma potência constante, ou seja, compensar a fase de recolhimento do cabo. Alguns exemplos são a *Laddermill* (OCKELS, 2001), *Carousel* Canale et al. (2007).

Uma vez compreendidos os princípios de funcionamento e as diferentes construções de AWE, pode-se separar os dispositivos de

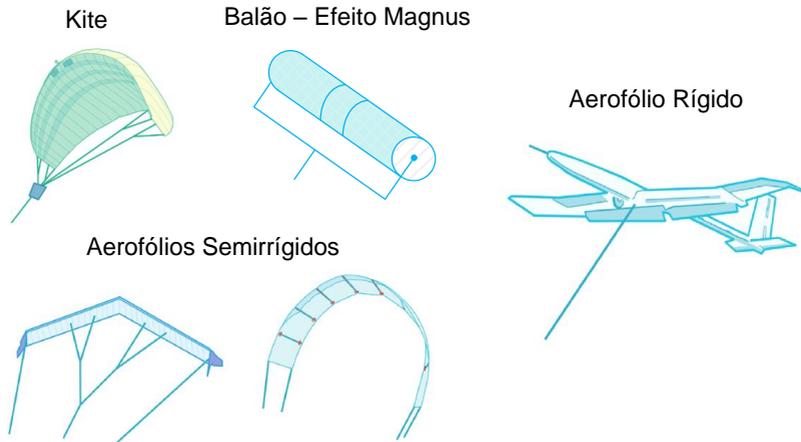


Figura 2.6: Unidades com Geração no Solo. Adaptado de Cherubini et al. (2015a).

acordo com as unidades de geração. A seção a seguir é dedicada a isto.

2.2 UNIDADES DE GERAÇÃO DE ENERGIA

As unidades de geração desempenham diversas funções importantes dentro de um sistema AWE, e embora as tecnologias empregadas na construção de máquinas, conversores, sensores e demais dispositivos sejam similares àquelas aplicadas em outras formas de geração por fontes renováveis, seu projeto e construção representam um desafio. Fatores como custo-benefício e confiabilidade dessa unidade podem conferir ao sistema como um todo excelente competitividade.

A classificação quanto às unidades de geração está diretamente relacionada com os modos de operação descritos anteriormente. De uma maneira geral, as unidades que estão em solo são empregadas em sistemas AWE no modo de sustentação e as unidades de geração em voo são utilizadas para o modo de arrasto. Na Figura 2.7 é apresentada uma ramificação das unidades de geração segundo a maneira pela qual são utilizadas por algumas empresas e universidades que atuam na área.

Nas unidades de geração em voo - *Flying Station* (FS) - o(s) gerador(es) são dispostos sobre a asa ou balão (Figura 2.5). Na Ta-

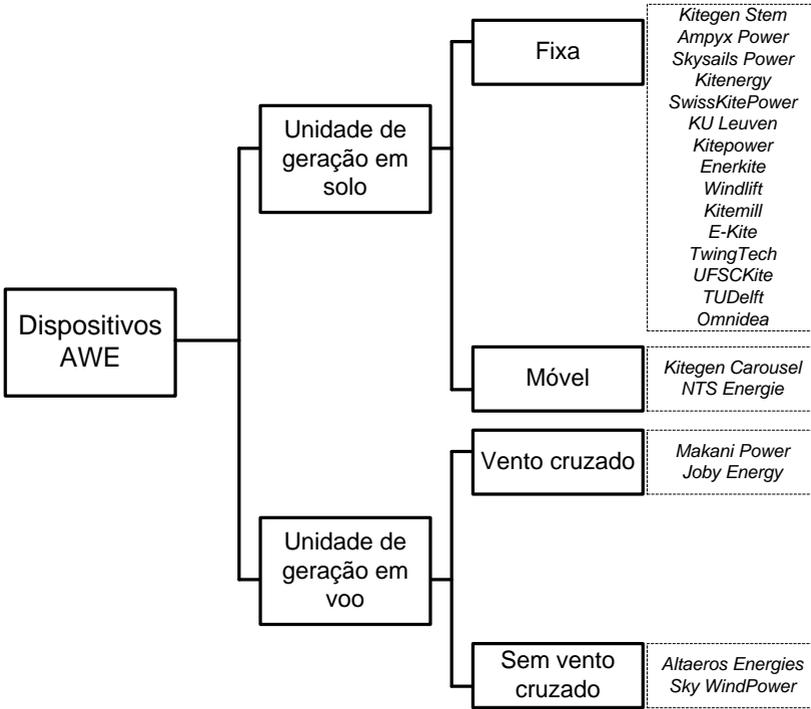


Figura 2.7: Classificação das unidades de geração de energia segundo os grupos de P&D que as utilizam. Adaptado de Cherubini et al. (2015a).

bela 2.1 estão relacionadas algumas das unidades de geração em voo que foram desenvolvidas e estão em fase de testes. Os conversores precisam estar próximos à máquina para controlar sua operação e gerenciar a energia, e acabam por adicionar um peso extra no aerofólio (AHRENS et al., 2014). Operar as máquinas como motor permite automatizar as estratégias de pouso e decolagem, como é feito nos protótipos atuais da *Makani Power* e *SkyWindPower*.

O vento em altitude incide com elevadas velocidades sobre as turbinas, o que permite utilizar máquinas com velocidades de rotação maiores e de tamanho menor. Destaca-se outro ponto importante: o *tip-speed-ratio* das hélices é diferente das convencionais (pás de aerogeradores). Projetar ou especificar as máquinas para uma unidade em voo é de grande dificuldade, considerando as restrições de peso e segurança que essa unidade deve possuir.

Tabela 2.1: Unidades de Geração em Voo. Adaptado de Cherubini et al. (2015a).

Descrição Geral do Sistema	Empresa / Instituição	Princípio de Operação	Sistemas de Geração de Energia	Potência Total
Turbina em Aerofólio Cabeado	Makani Power	Sustentação	6/8 turbinas	600 kW
	Joby Energy	Sustentação	Várias turbinas	2 MW
Quadróptero Cabeado	Sky Windpower	Empuxo no rotor	4 turbinas	240 kW
Turbina em um Sistema lighter than air	Altaeros Energies	Flutuante	1 turbina	2,4 kW

No caso de geradores no solo (modo de sustentação), a energia mecânica extraída do vento pelo aerofólio é transmitida ao solo através de um cabo de tração. O processo de conversão eletromecânica de energia pode ser realizado de duas maneiras: pelo desenrolar de um carretel acoplado ao eixo da máquina (unidades de solo fixas), ou pela movimentação da unidade de solo sobre um trilho ou eixo (unidade de solo móvel). (AHRENS et al., 2014) e (COLEMAN et al., 2014) acreditam que a quantidade de máquinas depende diretamente da escala e também da configuração utilizada. Estão relacionadas na Tabela 2.2 algumas unidades fixas e na Tabela 2.3 as unidades de solo móveis.

Tabela 2.2: Unidades de Geração em Solo Fixas. Adaptado de Cherubini et al. (2015a).

Descrição Geral do Sistema	Empresa / Instituição	Número de Cabos	Faixa de Potência	Localização atuadores
LEI KITE	KiteGem Stem	2	kW	Solo
	WindLift	3	kW	Solo
	Kitenergy	2	kW	Solo
	Swiss Kite Power 2	3	kW	Solo
	KitePower	1	kW	No aerofólio
	Swiss Kite Power 1	1	kW	No aerofólio
	TuDelft	1	kW	No aerofólio
Foil Kite	UFSCkite	1	kW	No aerofólio
	SkySails Power	1	kW - MW	No aerofólio
Delta Kite	EnerKite	3	kW	Solo
Swept Rigid Wing	EnerKite	3	kW	Solo
Planador	Ampyx Power	1	kW - MW	No aerofólio
	e-Kite	2	kW	Solo
	Kitemill	1	kW	No aerofólio
Planador com rotores	TwingTec	2	kW	No aerofólio
Asa Semirrigida	KiteGen Stem	2	MW	Solo

Empresas e universidades que estão trabalhando com geração de energia por AWE precisam estabelecer alguns critérios antes de

Tabela 2.3: Unidades de Geração de Solo Móveis. Adaptado de Cherubini et al. (2015a).

Descrição Geral do Sistema	Empresa / Instituição	Número de Cabos	Faixa de Potência	Localização atuadores
LEI Kite - Trilho	KiteGen Rail Carousel	2	MW - GW	Solo
	Kiteenergy	2	MW	Solo
Foil Kite - Trilho	NTS	4		Solo
LEI Kite - Axial	KiteGen Carousel	2	MW	Solo

iniciar o projeto de sua unidade de solo. O primeiro passo é definir qual o regime de operação, isto é, conectado à rede de energia elétrica da concessionária, localizados em parques eólicos ou em aplicações remotas como construções isoladas, propriedades rurais, etc. Após estabelecida a aplicação, pode-se determinar quais componentes são necessários, observar as legislações que precisam ser seguidas, bem como a faixa de potência e o tamanho do aerofólio cabeado.

Sistemas de armazenamento de energia são necessários em unidades isoladas, pois assim como os aerogeradores convencionais, AWE é uma fonte intermitente de energia (fato que se deve ao recolhimento do cabo e à disponibilidade do vento). Esse problema recorrente das fontes renováveis esbarra em uma exigência: a carga requer o fornecimento contínuo de energia elétrica. É um dos pontos críticos das energias renováveis, aparecendo também nos sistemas AWE o que, por consequência, eleva seu custo de instalação e manutenção. Algumas empresas que estão trabalhando com protótipos de AWE preveem um gerador a diesel (como é o caso da *TwingTec* (TWINGTEC, 2017)) ou um banco de baterias (*TuDelft* - Figura 2.9) no conjunto da unidade de geração para possibilitar a operação independentemente da rede (*off-grid*).

2.2.1 Exemplos de Unidades de Geração

Apenas algumas universidades publicaram sobre as topologias de suas unidades de geração. As demais, que foram relacionadas nas Tabelas 2.1, 2.2 e 2.3, não divulgam seus resultados por se tratar de segredo industrial.

Coleman et al. (2014) utiliza uma metodologia nomeada de *Non-Reversing Generator* onde o gerador não tem o sentido de rotação invertido. Uma das motivações para esta escolha deve-se ao fato de que trocar o sentido pode ser custoso devido à elevada inércia da máquina. Além disso, acionamentos bidirecionais possuem um

custo elevado para tais faixas de potência. Como é mostrado na Figura 2.8 a equipe da *University of Limerick* projetou a unidade de solo com duas máquinas a ímãs: uma para a fase de tração (gerador) e a outra para a fase de recolhimento (motor com menor potência que a máquina para geração). Em ambas as partes existe uma embreagem para (des)conectar a máquina.

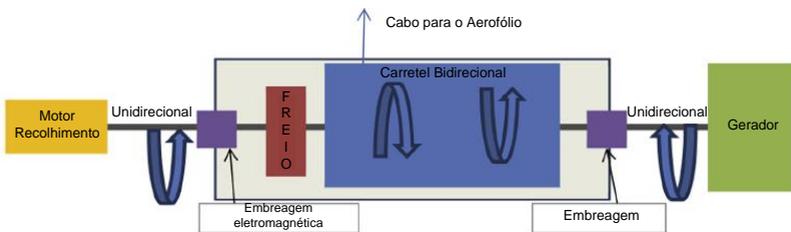


Figura 2.8: Diagrama da unidade de solo da *University of Limerick*. Adaptado de Coleman et al. (2014).

Para Ahrens et al. (2014), uma das consequências mais importantes da alteração periódica (geração e consumo) é a necessidade de uma elevada eficiência nos processos de conversão de energia. A equipe de *TuDelft* utiliza a configuração apresentada na Figura 2.9 com um total de 3 máquinas e 4 dispositivos para acionamento. As duas máquinas que estão acopladas ao carretel produzem energia durante a fase de geração e quando a fase de recolhimento se inicia o gerador principal é desconectado pela embreagem. No protótipo de 53,5 kW também está disponível um barramento com uma bateria de 350 V, e por isso são necessários sistemas para controle e gerenciamento de carga da bateria (BMS - *battery management system*). O inversor que faz a conexão com a rede é exclusivamente dedicado a isto.

Já a equipe da *KiteEnergy*, que surgiu dentro da Politécnico de Torino, está testando um protótipo de 60 kW. Diferentemente de *TuDelft* e *Limerick*, essa *Ground Station* (GS) utiliza dois motores a ímãs permanentes como geradores principais e não possui embreagem. Essa unidade conta com 4 sistemas de baterias para possibilitar a aplicação remota. O diagrama que ilustra os componentes da unidade é apresentado na Figura 2.10. Também vale notar que, na configuração utilizada, o controle do aerofólio é feito no solo e para isso parte da energia produzida é destinada a suprir a necessidade dos atuadores. Esse protótipo em desenvolvimento utiliza uma

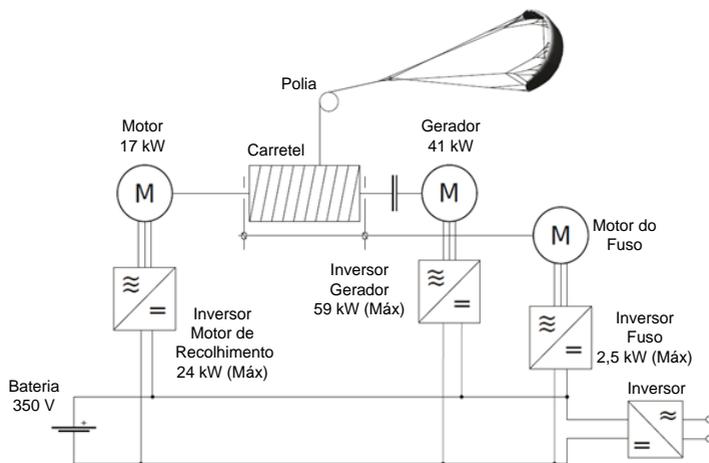


Figura 2.9: Diagrama da unidade de solo da *TuDelft*. Adaptado de Ahrens et al. (2014).

carga demonstrativa apenas para validar o conceito da produção de energia.

2.3 PROJETO UFSCKITE

A estrutura com aerofólios cabeados do tipo *Pumping-kite* (PK) (apresentado na Figura 2.11) é uma das mais investigadas na literatura e vem sendo estudada no Brasil pelo Grupo de pesquisas em aerofólios cabeados da UFSC (UFSCkite). O PK consiste de um aerofólio cabeado que é conectado ao solo através de um ou mais cabos, dependendo da localização da unidade controladora de voo (SARAIVA, 2014). Estes cabos são enrolados em um tambor (carretel) acoplado a uma máquina elétrica e esta alterna seu funcionamento entre motor e gerador. A unidade de solo da Figura 2.11 representa fielmente a que será utilizada no projeto.

A operação desse sistema se dá em duas fases: tração e recolhimento. A fase de tração é o período onde é gerada energia através do desenrolar do cabo no carretel, que é tracionado pelo movimento em forma de ∞ (“oito-deitado”) da pipa. Quando o cabo atinge seu comprimento máximo, inicia-se a fase de recolhimento e a máquina passa a trabalhar como motor, recolhendo o cabo. Como a energia

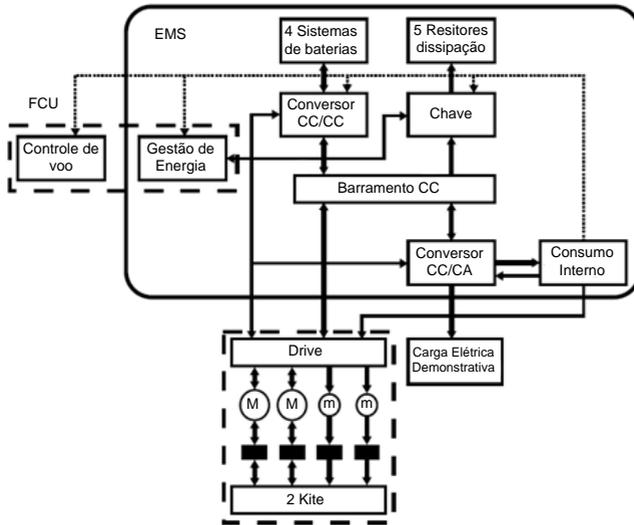


Figura 2.10: Diagrama da unidade de solo da *KiteEnergy*. Adaptado de Ahrens et al. (2014).

gerada na fase de tração é maior que a energia necessária para enrolar o cabo, tem-se um ganho de energia (ARCHER; CALDEIRA, 2009).

O aerofólio utilizado é do tipo flexível, sendo significativamente mais leve e barato que uma asa rígida (LELLIS, 2016), e em eventuais quedas sofrem e causam menos danos. Porém, a utilização de asas flexíveis implica em estruturas de decolagem e pouso mais complexas. O PK, na forma em que é utilizado no projeto UFSCkite, requer uma máquina dual que pode ser de corrente contínua ou alternada. Esta máquina tem as funções alteradas de acordo com a fase de operação, bem como sua referência de velocidade e o torque aplicado ao eixo também é variável.

2.3.1 Unidade de Controle de Voo

É a unidade localizada próxima ao aerofólio, responsável por controlar o seu voo. Esta configuração, com o controle de voo próximo à pipa, proporciona uma melhor performance se comparada à configuração onde os atuadores do controle de voo ficam no solo. Isso porque assim há um menor atraso de transporte, devido ao

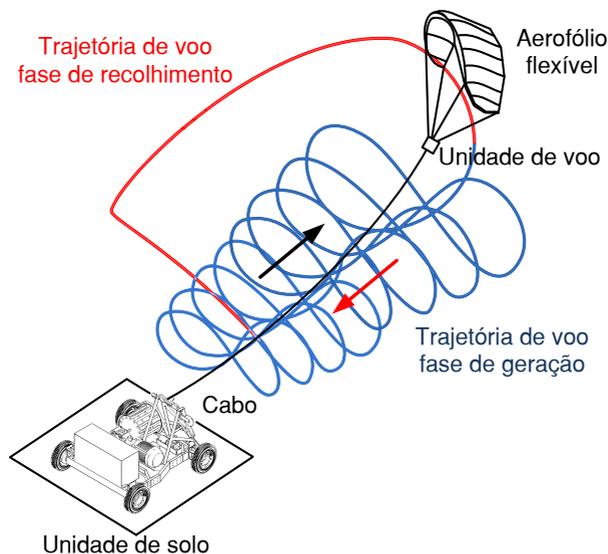


Figura 2.11: *Pumping-Kite* - UFSCkite. Adaptado de Schmidt et al. (2017).

menor comprimento dos cabos de comando, e também proporciona uma maior versatilidade às estruturas de geração de energia no solo, uma vez que desta maneira há apenas um cabo chegando ao solo (LELLIS, 2016). Esse conjunto, que pode ser visto na Figura 2.12, é composto por uma série de atuadores, sensores e eletrônica embarcada.

Através dos cabos de comando, pode-se controlar a direção de voo e a velocidade do aerofólio com comandos de guinada e arfagem, respectivamente. O comando de guinada se dá quando impomos uma diferença no comprimento dos cabos de comando, ou seja, quando recolhemos o cabo de comando de um lado e liberamos o do outro. Nessa situação as forças aerodinâmicas que agem sobre a pipa acabam por fazer ela rotacionar para um lado ou para o outro (guinada). Já o comando de arfagem ocorre quando recolhemos ou liberamos os cabos de comando dos dois lados ao mesmo tempo. Esse comando faz com que a pipa freie ou acelere o que acaba afetando a magnitude das forças aerodinâmicas, porém não modifica sua direção.

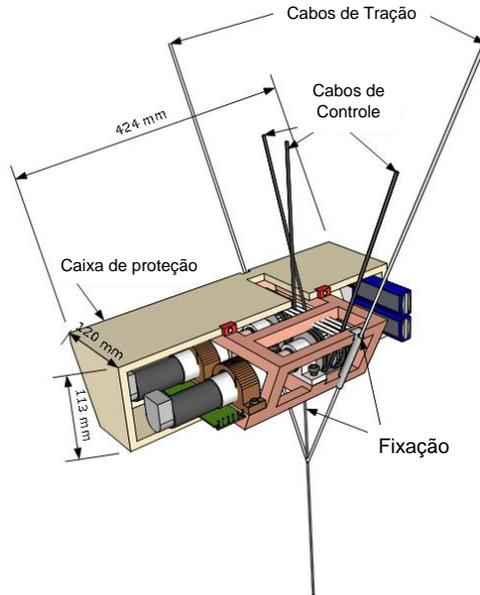


Figura 2.12: Unidade de controle de voo (*Control Pod*).

2.3.2 Unidade de Solo

A unidade de solo é onde serão dispostos o conjunto de operação e controle do gerador, isto é, a máquina elétrica com seu dispositivo de acionamento (*drive*) e periféricos para controle da velocidade e força no cabo. Entre os periféricos estão um motor de passo para alinhar o cabo no carretel, através de uma guia linear montada em fuso. O sensoriamento é composto por encoders (velocidade da máquina principal e fuso, posição do aerofólio), células de carga, medidores de tensão e corrente. A estrutura física da unidade de solo foi desenvolvida pelo grupo e é apresentada na Figura 2.13.

Um sistema supervisor, que está em desenvolvimento, será responsável por definir o estado de operação do sistema (fase tração, recolhimento, pouso, decolagem, emergência, etc.) e definir tanto para unidade de solo quanto de voo qual o controlador e qual a referência que será repassada para esse controlador. Entre outras funções desse sistema, estão:

- Monitoramento através de interface gráfica;

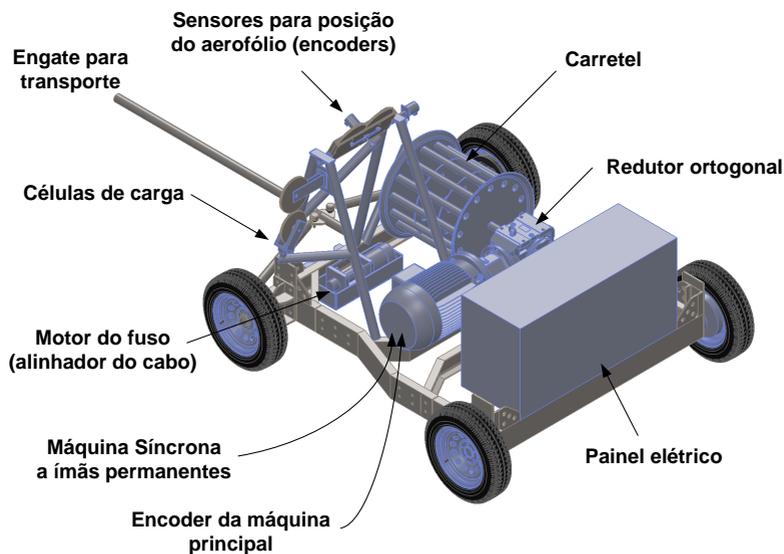


Figura 2.13: Unidade de solo do projeto UFSCkite.

- Intervenção manual sobre os controles das unidades de voo e de solo;
- Registro de dados da operação;
- Disparo de alarmes;
- Ajuste dos parâmetros pelo usuário.

2.3.3 Simulação em Hardware-in-the-loop

Uma arquitetura que permite a simulação em *hardware-in-the-loop* é apresentada na Figura 2.14, através da qual pode-se testar a interação entre o aerofólio e a máquina elétrica durante a operação do *pumping-kite* empregando um modelo de simulação da dinâmica de voo. A principal razão para a concepção desse conceito é a possibilidade de realizar testes nos controladores propostos nesse trabalho em laboratório, analisar esses resultados e poder prever o que acontecerá em campo. Também é importante para a realização dos testes da eletrônica embarcada, sistemas de comunicação, sensoriamento e acionamentos empregados na unidade de solo.

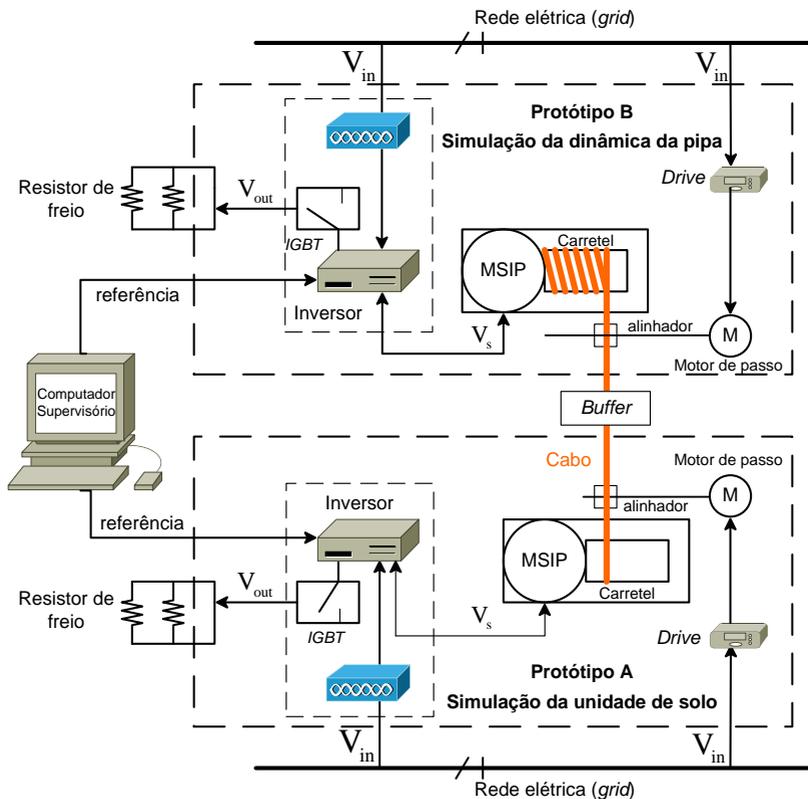


Figura 2.14: Aplicação do *hardware in the loop* no laboratório.

Nesse esquema existem duas unidades de solo acopladas por um cabo de Dyneema através de um *buffer*, responsável por atribuir elasticidade ao acoplamento. Uma das unidades irá representar a pipa e outra a unidade de solo. A máquina que desempenha o papel de pipa irá receber a referência de tração calculada pelo modelo dinâmico do aerofólio cabeado, o qual roda em um computador. A máquina que simula a unidade de solo irá então impor uma velocidade de (des)enrolamento visando maximizar a geração de energia na fase de tração e minimizar o gasto na de recolhimento.

2.4 MODELO DO AEROFÓLIO

O modelo que será utilizado para a simulação trata a pipa como um ponto de massa. Foi proposto pela primeira por (DIEHL, 2001) e aprimorado por (FAGIANO, 2009) e (LELLIS, 2016). A dedução detalhada está além do escopo deste trabalho e pode ser encontrada com detalhes em (DIEHL, 2001), (FAGIANO, 2009), (SARAIVA, 2014) e (LELLIS, 2016). Nesta seção serão abordados apenas conceitos básicos que regem este modelo dinâmico. Estes conceitos serão utilizados posteriormente no Capítulo 4 com o intuito de compreender a característica da carga acoplada à máquina elétrica e para projeto do controle da força de tração no cabo principal.

Desde o início das pesquisas em AWE, os modelos que descrevem a dinâmica de voo dos aerofólios cabeados vêm sendo aprimorados (LELLIS, 2016). Os modelos menos complexos, que tratam a pipa como um ponto de massa, são adequados para serem utilizados no projeto do controle de voo. Já os modelos mais complexos, que tentam, por exemplo, captar os efeitos de deformação da asa, podem ser interessantes para avaliar o comportamento e características aerodinâmicas da asa, porém perdem usabilidade para projeto dos controles e para simulações longas, uma vez que são computacionalmente muito pesados.

2.4.1 Modelo da Dinâmica de Voo

O vento efetivo ou aparente (\mathbf{W}_e) é dado pela diferença entre o vento nominal (\mathbf{W}_n) e sua perturbação com a velocidade do aerofólio:

$$\mathbf{W}_e = (\mathbf{W}_n + \mathbf{W}_t) - \mathbf{W}_a \quad (2.1)$$

onde \mathbf{W}_t é a perturbação do vento e \mathbf{W}_a é a velocidade do aerofólio. Considerando um aerofólio cabeado voando na janela de vento com cabos de comprimento r_a , apresentado na Figura 2.15, a posição do aerofólio pode ser representada em coordenadas cartesianas por

$$\mathbf{r}_a = r_a(\text{sen}\theta_a \cos\phi_a, \text{sen}\theta_a \text{sen}\phi_a, \text{cos}\theta_a), \quad (2.2)$$

onde θ_a é o ângulo polar (ou zenital), ϕ_a é o ângulo de azimute e r_a é a distância radial em coordenadas esféricas. Os vetores \mathbf{e}_θ , \mathbf{e}_ϕ e \mathbf{e}_r representam o sistema de coordenadas local com origem no centro de massa da pipa.

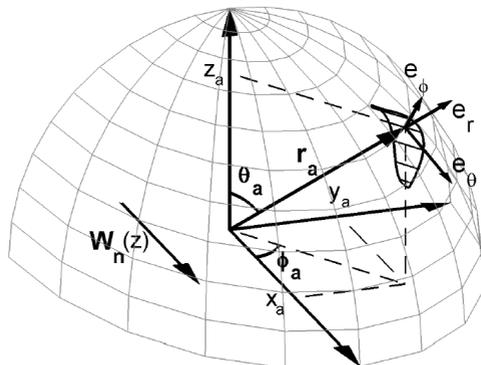


Figura 2.15: Janela de vento. Fonte: (SARAIVA, 2014).

Para obter a equação de movimento aplica-se a segunda lei de Newton (SARAIVA, 2014), que é dada por

$$m_p \dot{\mathbf{W}}_a = \mathbf{F}^{\text{grav}} + \mathbf{F}^{\text{apar}} + \mathbf{F}^{\text{aer}} + \mathbf{F}^{\text{aer.c}} - \mathbf{F}^{\text{Tc}}, \quad (2.3)$$

onde m_p e $\dot{\mathbf{W}}_a$ representam a massa e aceleração da pipa, respectivamente. As forças que agem no aerofólio são a gravitacional, as aparentes, aerodinâmicas compostas por sustentação e arrasto do aerofólio, arrasto e tração nos cabos. A dedução completa dessas forças pode ser encontradas em (SARAIVA, 2014) e (FAGIANO, 2009).

A velocidade no eixo da máquina (ω_m) é dada pela relação entre a velocidade de desenrolamento (\dot{r}_a) sobre o raio do carretel (r_d).

$$\omega_m = k_{tr} \frac{\dot{r}_a}{r_d}, \quad (2.4)$$

onde o ganho $k_{tr} > 1$ é o fator de transmissão do redutor. O torque de carga T_L aplicado ao eixo da máquina é dado pela relação entre a força de tração no cabo associado ao ganho do redutor (k_{tr})

$$T_L = \frac{F^{\text{Tc}} r_d}{k_{tr}}. \quad (2.5)$$

2.4.2 Modelo em Equilíbrio Dinâmico - Força de Tração no Cabo

Um modelo menos complexo, recentemente apresentado e que é frequentemente utilizado para fins de otimização por possuir uma forma analítica é o proposto por (FAGIANO, 2009). Considerando um aerofólio voando no *crosswind*, representado na Figura 2.16, pode-se obter as forças de arrasto e sustentação. Esse modelo desconsidera a elasticidade do cabo, as forças gravitacionais e aparentes, e considera a pipa voando com uma velocidade constante (equilíbrio dinâmico).

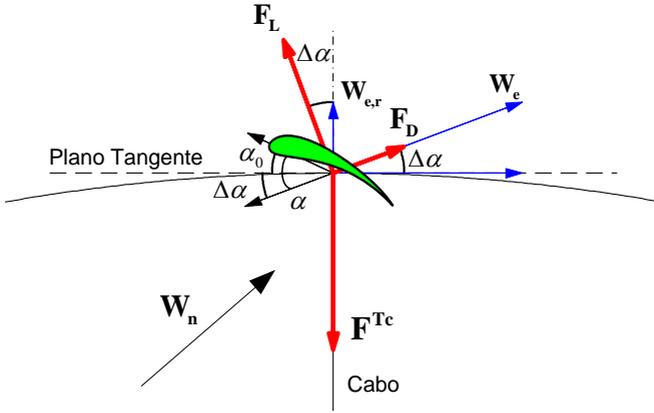


Figura 2.16: Forças no aerofólio e cabo. Adaptado de Lellis (2016).

A magnitude da força de sustentação é dada por

$$|\mathbf{F}_L| = \frac{1}{2} \rho A C_L |\mathbf{W}_e|^2, \quad (2.6)$$

e a magnitude da força de arrasto

$$|\mathbf{F}_D| = \frac{1}{2} \rho A C_D |\mathbf{W}_e|^2, \quad (2.7)$$

onde A é a área projetada do aerofólio (m^2), C_L e C_D são os coeficientes aerodinâmicos de sustentação e arrasto, respectivamente. Ambos coeficientes são funções do ângulo de ataque α , que é o ângulo entre o vento efetivo e a linha de corda (direção entre o bordo de

ataque e o bordo de fuga de um perfil de asa), conforme ilustrado na Figura 2.17. O ângulo de ataque é dado por

$$\alpha = \Delta\alpha + \alpha_0, \quad (2.8)$$

onde $\Delta\alpha$ é dito ângulo de ataque dinâmico já que varia dependendo da dinâmica do aerofólio e α_0 é o ângulo de ataque base.

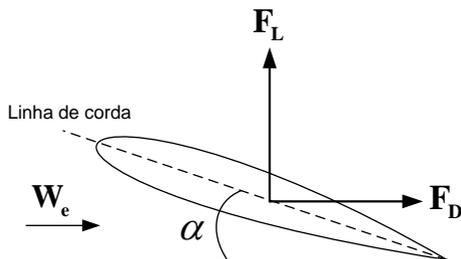


Figura 2.17: Ângulo de ataque e forças de sustentação e arrasto.

Define-se \mathbf{e}_r como um vetor unitário na mesma direção do cabo (FAGIANO, 2009)³. Assim pode-se decompor a força de tração no cabo em função das suas componentes de arrasto e sustentação

$$F^{Tc} = \mathbf{F}_L \mathbf{e}_r + \mathbf{F}_D \mathbf{e}_r, \quad (2.9)$$

com o módulo que pode ser calculado por

$$F^{Tc} = |\mathbf{F}_L| \cos(\Delta\alpha) + |\mathbf{F}_D| \sin(\Delta\alpha). \quad (2.10)$$

Da Figura 2.16 temos que, desprezando forças gravitacionais e aparentes, a condição de equilíbrio do aerofólio no plano tangente à direção do cabo se dá quando

$$|\mathbf{F}_L| \sin(\Delta\alpha) = |\mathbf{F}_D| \cos(\Delta\alpha), \quad (2.11)$$

e, portanto

$$\frac{F_D}{F_L} = \frac{\sin(\Delta\alpha)}{\cos(\Delta\alpha)}. \quad (2.12)$$

³Supondo que o cabo é perfeitamente esticado.

Dado que a eficiência aerodinâmica (E) é dada por C_L/C_D , podemos substituir (2.6) e (2.7) na Equação (2.12), obtemos

$$\frac{1}{E} = \frac{\text{sen}(\Delta\alpha)}{\text{cos}(\Delta\alpha)}. \quad (2.13)$$

Dessa forma, utilizando a relação trigonométrica $\text{cos}(\Delta\alpha)^2 + \text{sen}(\Delta\alpha)^2 = 1$, obtemos

$$\text{cos}(\Delta\alpha) = \sqrt{\frac{E^2}{E^2 + 1}}, \quad (2.14)$$

e

$$\text{sen}(\Delta\alpha) = \sqrt{\frac{1}{E^2 + 1}} \quad (2.15)$$

Utilizando as equações (2.14), (2.15) e (2.10), fazendo algumas simplificações, a força de tração no cabo é obtida através de

$$|\mathbf{F}^{\text{Tc}}| = \frac{1}{2}\rho AC_L E^2 \left(1 + \frac{1}{E^2}\right)^{\frac{3}{2}} |\mathbf{W}_{\mathbf{e},\mathbf{r}}|^2, \quad (2.16)$$

onde a velocidade do vento aparente no sentido do cabo pode ser escrita como

$$|\mathbf{W}_{\mathbf{e},\mathbf{r}}| = |\mathbf{W}_{\mathbf{n}}| \text{sen}(\theta_a) \text{cos}(\phi_a) - \dot{r}_a, \quad (2.17)$$

supondo que $\mathbf{W}_{\mathbf{t}} = 0$ e o vento nominal é $\mathbf{W}_{\mathbf{n}} = [W_n(z_a), 0, 0]'$.

Das equações (2.16) e (2.17) percebe-se que a velocidade de (des)enrolamento e a força de tração no cabo estão relacionadas por um fator não linear, que depende de variáveis como o C_L e $\mathbf{W}_{\mathbf{n}}$, as quais são tipicamente obtidas através do uso de estimadores. Pela Equação (2.16) percebe-se que, manipulando a velocidade \dot{r}_a , pode-se obter um valor desejado da força de tração F^{Tc} .

2.4.3 Controle e Otimização

Após as considerações sobre o modelo, implementa-se o sistema de controle da pipa. Para tanto é usado um gerador de trajetória, a qual o aerofólio deve seguir, que baseia-se na Lemniscata de Bernoulli ou em pontos atratores. São utilizadas estratégias baseadas no ângulo de curso para controle do aerofólio apresentadas em (SARAIVA, 2014) e (LELLIS et al., 2013). Com estes conceitos obtidos até aqui, constrói-se um sistema que representa o modelo

dinâmico da pipa para fins de simulação, apresentado na Figura 2.18. As entradas de controle neste modelo são: ψ que é o ângulo de rolagem; e \dot{r}_a que representa a velocidade de desenrolamento do cabo.

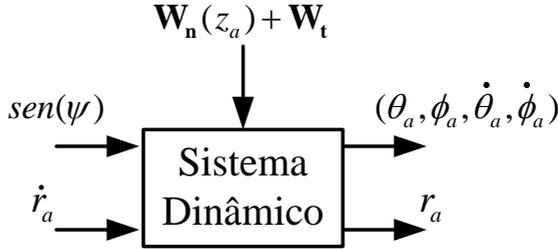


Figura 2.18: Modelo dinâmico da pipa. Adaptado de Saraiva (2014).

Segundo Loyd (1980) e Fagiano (2009), para maximização da potência durante a fase de geração, a velocidade de desenrolamento do cabo possui um valor ótimo, que pode ser calculado por

$$\dot{r}_{opt} = \frac{1}{3} |\mathbf{W}_n| \text{sen}(\theta_a) \cos(\phi_a). \quad (2.18)$$

A trajetória de voo está intimamente ligada com a força de tração do cabo. As Figuras 2.19 e 2.20 mostram essa relação. Durante a fase de tração, do tempo 80 até 160 s, a pipa voou seguindo uma referência baseada na Lemniscata de Bernoulli. No tempo de 50 a 80s ocorreu a fase de recolhimento, onde a pipa voou em direção ao zênite. Nessa simulação, a dinâmica da máquina não foi adicionada ainda, e a simulação começa com a pipa no meio da fase de geração.

Simulações em diferentes cenários de perturbação de vento serão realizadas com as diferentes estratégias de controle da máquina elétrica, assim será possível comparar o comportamento do sistema quando se dá a ocorrência destas perturbações (\mathbf{W}_t). A Figura 2.21 mostra o vento nominal (\mathbf{W}_n) que varia com a altura conforme o modelo logarítmico apresentado na equação (MANWELL et al., 2009)

$$|\mathbf{W}_n| = |\mathbf{W}_n(z_r)| \frac{\log\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{z_r}{z_0}\right)}, \quad (2.19)$$

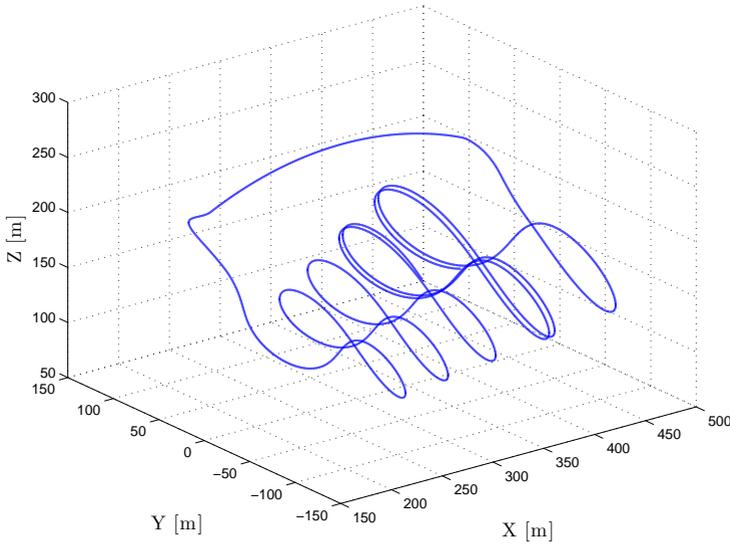


Figura 2.19: Trajetória de voo do aerofólio em ciclo completo de operação do *pumping-kite*.

onde z_r é altura de referência (m) e z_0 (m) é a rugosidade do solo. Sobre este vento nominal insere-se uma perturbação estocástica que modela o comportamento oscilatório do vento (modelo de Dryden). Para analisar o comportamento da força de tração e ângulo de ataque foram considerados dois cenários de turbulência apresentados na Figura 2.21: o primeiro com nível médio de turbulência (A), e um segundo com nível alto (B).

Utilizando as informações sobre AWE apresentadas nesse capítulo é possível compreender a operação e a dinâmica de voo da pipa. É preciso entender esses conceitos para poder elaborar as estratégias de controle para a máquina. Este trabalho tem por foco o controle da máquina, que requer o conhecimento de seu modelo matemático e de suas possíveis estratégias de controle vetoriais, as quais serão apresentadas com detalhes no próximo capítulo.

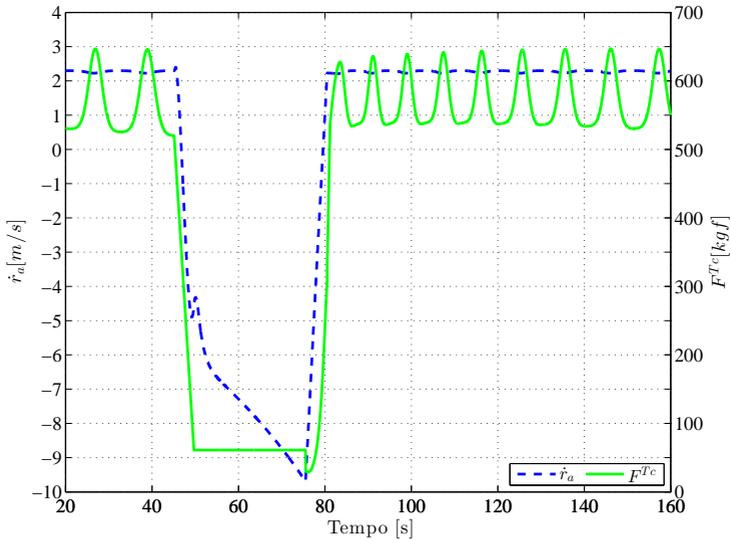


Figura 2.20: Velocidade de (des)enrolamento \dot{r}_a e força de tração no cabo F^{Tc} (sem considerar a máquina).

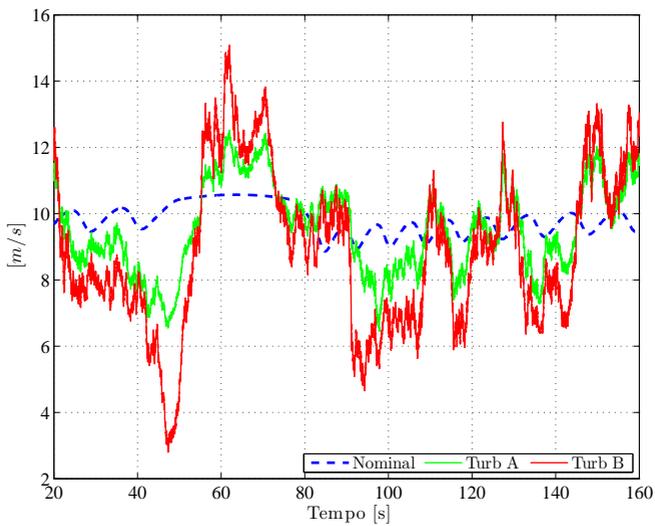


Figura 2.21: Velocidade do vento na altura da pipa durante a simulação. Em azul o vento nominal (em função da altitude) e em verde e vermelho as perturbações (estocásticas) média e forte.

3 MÁQUINA ELÉTRICA E CIRCUITOS DE POTÊNCIA

Máquinas elétricas são elementos de grande importância para sistemas AWE, tanto para a conversão eletromecânica de energia, como para o controle do aerofólio. Na utilização em sistemas que possuem unidade geradora localizada no solo, a máquina está diretamente acoplada ao(s) cabo(s) de tração e é responsável por manipular a velocidade ou o torque exercido sobre o(s) mesmo(s). Controlar a operação da máquina mostra-se interessante para otimizar a extração de energia e, também, garantir a segurança, rejeitando perturbações como rajadas de vento.

Geradores de pequeno porte também possuem um papel importante na tecnologia AWE, sendo empregados em sistemas onde o *control pod* se encontra suspenso em voo junto ao aerofólio, em que o conjunto aerogerador (hélice + gerador) tem a função de fornecer energia aos atuadores de voo. A estratégia de gerar energia para a unidade de voo através do uso de uma pequena turbina é comumente chamada de geração embarcada (ou *Onboard Generation*) e é utilizada nos protótipos em desenvolvimento da equipe UFSCkite (apêndice B) e da empresa *TwingTech*.

No Capítulo 2 foram apresentadas as diferentes configurações em que as máquinas estão inseridas nos dispositivos AWE, bem como o funcionamento e operação de cada. Estas características permitem determinar os requisitos que a máquina deve possuir, tais como:

- Faixa de velocidade que depende da velocidade do vento, relação de transmissão da redução, diâmetro do carretel e do modo de operação do AWE;
- Potência, curvas características de torque vs velocidade;
- Modo de operação: motor, gerador ou máquina dual.

Observando estas características pode-se então avaliar as máquinas disponíveis em relação ao custo e complexidade de acionamento. Existe uma liberdade de escolha em relação ao regime de operação, diferentes máquinas como a de corrente contínua (CC), corrente alternada de indução (CA) e máquinas a ímãs permanentes de corrente alternada são opções.

Em protótipos de potência significativa, operar com somente uma máquina é difícil devido à inércia elevada que um gerador de grande porte possui e, por esse motivo, utiliza-se um conjunto de máquinas. Tipicamente o motor, que tem a função de recolher o

cabo, possui uma potência menor e uma velocidade nominal maior. Nesses casos, onde há mais de uma máquina elétrica, mecanismos baseados em embreagens são responsáveis por definir qual máquina está acoplada ao carretel. As Figuras 2.8 e 2.9 exemplificam tais abordagens. Na primeira delas há duas embreagens que trabalham sempre de maneira inversa uma da outra, isto é, somente uma máquina está conectada ao eixo por vez. Isso proporciona que as duas máquinas trabalhem apenas em um sentido único de rotação. Já a Figura 2.9 mostra um sistema com apenas uma embreagem, a qual é responsável por acoplar ou desacoplar o gerador elétrico do carretel. Nesse caso o motor elétrico responsável pelo recolhimento está sempre acoplado ao eixo.

Máquinas CC são facilmente controladas e não exigem *drives* eletrônicos complicados, pois sua comutação é realizada mecanicamente através das escovas. O torque e o fluxo dessa máquina são controlados separadamente através da corrente de armadura e de campo, respectivamente. Antes do desenvolvimento de *drives* eletrônicos de alta eficiência e confiabilidade, as máquinas CC eram utilizadas em aplicações de velocidade variável que requeriam resposta rápida e operação em quatro quadrantes de alto desempenho em velocidades próximas a zero (VAS, 1998). Entretanto, há várias desvantagens desta máquina que, atualmente, inviabilizam sua utilização, sendo a primeira delas o custo. Outros fatores limitantes são o tamanho (quando comparado a uma máquina a ímãs) e as escovas que requerem manutenção e apresentam riscos de faíscaamento, o que inviabiliza sua utilização em ambientes que possuam elementos inflamáveis/explosivos.

Quanto às máquinas de corrente alternada (CA), pode-se optar entre a de indução e a com ímãs permanentes. A máquina de indução, especialmente a do tipo "gaiola", é um dos tipos mais utilizados na indústria por sua viabilidade econômica, robustez e confiabilidade (BOSE, 2010), substituindo em algumas aplicações a CC. Pode ter a velocidade controlada em malha aberta utilizando inversores de frequência para manter o fluxo constante sem grandes dificuldades.

As máquinas CA construídas com ímãs permanentes apresentam algumas vantagens em relação à de indução. Os enrolamentos do rotor são substituídos por ímãs e portanto as perdas no cobre são reduzidas. A redução no custo e disponibilidade de materiais (terras raras) tende a diminuir o tamanho e aumentar a eficiência dos geradores a ímãs permanentes (THRESHER et al., 2007). Isto fez com que, recentemente, as máquinas de ímãs permanentes venham

sendo utilizadas para geração de energia com velocidade variável. As principais justificativas do emprego dessas máquinas são:

- a maior flexibilidade em operações com velocidade variável;
- Tamanho reduzido em relação a máquinas de indução e de corrente contínua;
- Elevada eficiência.

Em contrapartida existem restrições à temperatura máxima que essas máquinas podem operar, o que é associado ao fenômeno de desmagnetização do ímã. Isso pode ser irreversível e se a máquina operar fora de suas especificações, pode-se avaria-la por completo.

Levando em consideração os prós e contras de cada uma das opções de máquinas elétricas, o grupo UFSCkite optou por utilizar uma máquina dual a ímãs permanentes (gerador/motor). O modelo utilizado e seus parâmetros são apresentados no Apêndice A. Maiores detalhes sobre esse tipo de máquina são apresentados a seguir.

3.1 MÁQUINAS SÍNCRONAS A ÍMÃS PERMANENTES

São máquinas onde o rotor é constituído por ímãs permanentes em substituição aos enrolamentos de campo que são utilizados em máquinas CC comuns e de indução CA (BOLDEA, 2005). Essa substituição também apresenta a necessidade de dispositivos específicos de acionamento, chamados *drives* ou comutadores eletrônicos, além de sensoriamento para o controle de velocidade e torque. Diversos sistemas utilizam a Máquina síncrona a ímãs permanentes (MSIP), atraídos pelo elevado desempenho e versatilidade que esta máquina possui. Pode-se citar como exemplos sua vasta utilização em aerogeradores que trabalham em faixas de velocidade variáveis e também sua aplicação como motores de tração em veículos elétricos. Também é muito comum em eletrodomésticos, como máquinas de lavar roupa.

Grande parte da evolução das MSIPs deve-se ao desenvolvimento e exploração de materiais com características eletromagnéticas elevadas. De uma maneira geral, os ímãs utilizados são classificados como: ferrite, AlNiCo ou terras raras (DESHPANDE, 2003). Os recentes avanços na tecnologia de obtenção de ímãs de terras

raras (Neodímio-Ferro-Boro e Cobalto) e também a diminuição gradativa em seu custo fazem com que estes sejam amplamente utilizados nestas máquinas síncronas. Na Figura 3.1 é apresentada a evolução dos diferentes tipos de ímãs de terras raras em relação ao produto de energia (BH) ao longo dos anos. Os ímãs de Nd-FeB possuem o maior produto de energia, alta remanência e coercitividade, fatores que permitem redução no tamanho das máquinas, quando comparado aos ímãs de ferrite (cerâmicos) (MILLER, 1989). A diminuição no custo atrelada à ampla disponibilidade de materiais para a construção de ímãs (terras raras) tende a diminuir o tamanho e aumentar eficiência dos geradores a ímãs permanentes (THRESHER et al., 2007). Um estudo detalhado sobre as características de ímãs permanentes de terras raras pode ser encontrado em (WIDYAN, 2006).

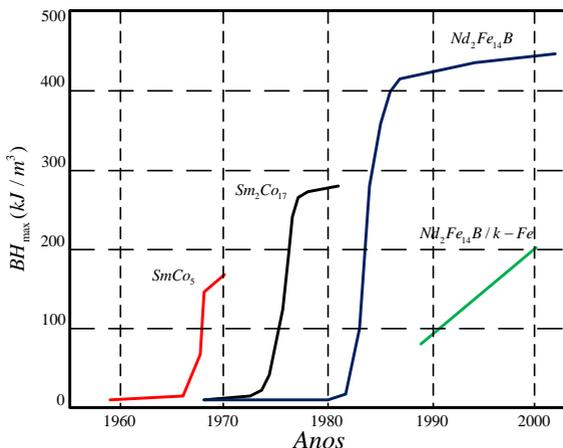


Figura 3.1: Desenvolvimento dos ímãs de terras raras. Adaptado de Deshpande (2003).

Os ímãs permanentes são empregados em diferentes tipos de máquinas com várias formas construtivas e modos de operação elétrica (formas de onda da tensão aplicadas no estator), que foram ganhando espaço ao longo dos anos. Máquinas a ímãs são denominadas de CC (corrente contínua) ou CA (corrente alternada) de acordo com a curva de distribuição de força contra eletromotriz (FCEM) no estator, a qual depende da construção do mesmo. Na operação em corrente contínua, a FCEM é trapezoidal e estas máquinas são chamadas de máquinas de corrente contínua sem escovas, ou em inglês

brushless DC machine (BLDC). As máquinas que operam em corrente alternada apresentam FCEM senoidal e são denominadas MSIP ou em inglês: *Permanent Magnet Synchronous Machine* - PMSM.

O princípio de operação é o mesmo das outras máquinas síncronas de rotor bobinado: o campo magnético do estator é produzido por uma fonte CA trifásica, que gira em velocidade síncrona e interage com o campo magnético do rotor que é produzido pelos ímãs. À medida que o rotor muda de posição, a polaridade do ímã se altera e então o comutador eletrônico altera a polaridade do estator. Deve-se lembrar que máquinas síncronas não possuem auto-partida (requerem um conversor eletrônico), ou seja, precisam sempre de um dispositivo de acionamento ou das barras adicionais conhecidas como *dampers winding* ou gaiola de esquilo.

3.2 CONFIGURAÇÕES DE MÁQUINAS A ÍMÃS

As máquinas a ímãs permanentes diferem em seu método construtivo e de operação. Boldea (2005) classifica as diferentes MSIP em:

- com distribuição de fluxo radial ou axial;
- enrolamentos do estator concentrados ou distribuídos;
- com ímãs montados internamente ou na superfície do rotor;
- com correntes de controle retangulares (BLDC) ou senoidais (MSIP).

As máquinas com campo radial possuem o fluxo na direção ao longo do raio da máquina e são as mais comuns (KRISHNAN, 2001). Enquanto que as máquinas de fluxo axial possuem eixo na forma de disco, com diâmetro de rotor grande e elevada inércia (TIBOLA, 2009).

As diferenças construtivas do rotor dependem de como os ímãs são alocados. As duas formas comuns são os ímãs posicionados sobre a superfície do rotor (*surface magnet*) - SMISP, ou ímãs alocados na parte interna do rotor (*interior magnet*) - IMSIP. Ambas as configurações do rotor estão apresentadas na Figura 3.2.

Nas configurações em que os ímãs são montados na superfície, as indutâncias de eixo direto (L_d) e quadratura são iguais (L_q). Já nas configurações em que os ímãs são montados internamente no rotor, a relutância de eixo direto é maior que a de quadratura, o que

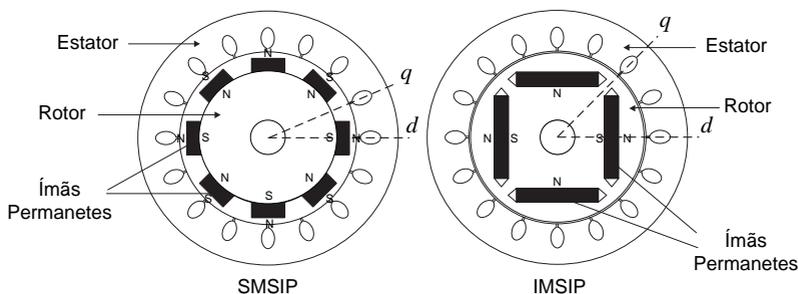


Figura 3.2: Posicionamento dos ímãs. Adaptado de Perera (2002).

resulta em indutâncias diferentes, ou seja $L_q > L_d$ (BOLDEA, 2005). Apesar das diferenças construtivas das máquinas MSIP, o princípio de controle de ambas as máquinas é o mesmo (ŚWIERCZYŃSKI, 2005).

3.3 MODELO DE MÁQUINAS SÍNCRONAS A ÍMÃS PERMANENTES

Exercer qualquer tipo de controle sobre a máquina requer o conhecimento de seu modelo matemático, que pode ser obtido com a utilização da notação vetorial. Vantagens como a fácil manipulação algébrica e simples interpretação gráfica são obtidas com esta notação (ŚWIERCZYŃSKI, 2005). Aqui são apresentados os principais conceitos que estão envolvidos na modelagem de uma MSIP, priorizando as informações necessárias para o desenvolvimento das estratégias de controle vetorial. Maiores detalhes sobre a dedução completa deste modelo podem ser encontrados em (ŚWIERCZYŃSKI, 2005), (BOLDEA, 2005) e (KRAUSE et al., 2013).

Como ponto de partida, considere a máquina com um único par de polos e o circuito trifásico do estator conectado em estrela, ambos representados na Figura 3.3. As 3 bobinas do estator são representadas pelos pares a e a' , b e b' e c e c' . Os eixos d - q representam os eixos do referencial síncrono que será apresentado a seguir.

Sabe-se que as tensões no estator são dadas pelo produto entre a resistência e a corrente, somados à variação do fluxo magné-

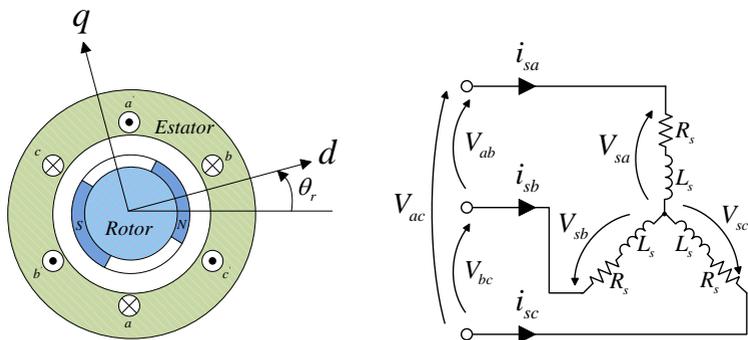


Figura 3.3: MSIP e circuito do estator.

tico em cada enrolamento,

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{d\psi_a}{dt} \\ \frac{d\psi_b}{dt} \\ \frac{d\psi_c}{dt} \end{bmatrix}, \quad (3.1)$$

onde o fluxo total é dado pela soma do fluxo produzido por cada bobina (fluxo do estator) e pelos ímãs permanentes (fluxo do rotor):

$$\psi_{a,b,c} = \psi_{a,b,c}(e) + \psi_{a,b,c}(r). \quad (3.2)$$

O fluxo produzido no estator está relacionado com as correntes de fase e é dado por

$$\psi_{a,b,c}(e) = \begin{bmatrix} L_{sa} & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ba} & L_{sb} & M_{bc} \\ M_{ca} & M_{cb} & L_{sc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix}, \quad (3.3)$$

onde $L_{sa,b,c}$ são as indutâncias próprias de cada bobina e as indutâncias mútuas são representadas por $M_{ab,ac,ba,bc,ca,cb}$ ¹. Ambas são

¹Ver (BOLDEA, 2005) para definições.

funções de θ_e . Por sua vez, a parcela de fluxo devido aos ímãs permanentes é representada por

$$\psi_{a,b,c}(r) = \psi_m \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) \\ \cos(\theta_e - 2\pi/3) \\ \cos(\theta_e + 2\pi/3) \end{bmatrix}, \quad (3.4)$$

onde ψ_m é o fluxo magnético do ímã em Wb e θ_e é a posição elétrica do rotor, que nada mais é do que a posição mecânica do rotor θ_r multiplicada pelo número de par de polos n_{pp} .

Para simplificar a modelagem, introduz-se a transformada de Park que permite a representação de um referencial trifásico através de um sistema de coordenadas d e q , que representam respectivamente eixo direto e de quadratura. Esse sistema de coordenadas está girando de acordo com a velocidade angular do fluxo do rotor $\omega_e = n_{pp}\omega_m$ e $\theta_e = n_{pp}\theta_r$ e por isso, em inglês, é chamado de *rotational fixed reference frame*. Sua representação gráfica é ilustrada na Figura 3.4, com sua matriz de transformação apresentada na Equação (3.5). Para obter o modelo trifásico novamente, aplica-se sua transformada inversa que é dada pela Equação (3.6).

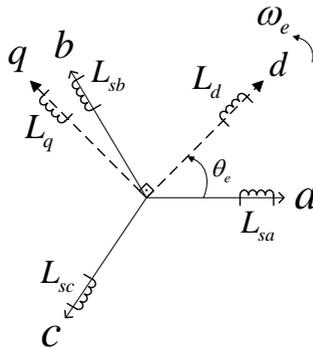


Figura 3.4: Eixos de referência - Transformação de Park.

Observe que a transformada substitui as indutâncias do estator L_{sa} , L_{sb} e L_{sc} por indutâncias de eixo direto (L_d) e de quadratura (L_q). Perceba também que estas indutâncias estão posicionadas sobre os respectivos eixos d, q , os quais, conforme apresentado

na Figura 3.4, giram juntos com a posição do rotor.

$$P(\theta_e) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \cos(\theta_e - 2\pi/3) & \cos(\theta_e + 2\pi/3) \\ -\sin(\theta_e) & -\sin(\theta_e - 2\pi/3) & -\sin(\theta_e + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

$$P^{-1}(\theta_e) = \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & -\sin(\theta_e) & 1 \\ \cos(\theta_e - 2\pi/3) & -\sin(\theta_e - 2\pi/3) & 1 \\ \cos(\theta_e + 2\pi/3) & -\sin(\theta_e + 2\pi/3) & 1 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

A aplicação da transformada de Park nas tensões e correntes de fase é representada pelas equações:

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} = P(\theta_e) \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = P(\theta_e) \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Aplicando a transformada de Park nas Equações (3.1) e (3.2), obtém-se as equações de tensão de eixo direto e quadratura, que são determinadas por

$$u_{sd} = R_s i_{sd} + L_d \frac{di_{sd}}{dt} - \omega_e L_q i_{sq}, \quad (3.9)$$

$$u_{sq} = R_s i_{sq} + L_q \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_e L_d i_{sd} + \psi_m \omega_e \quad (3.10)$$

onde u_{sd} e u_{sq} são as tensões do eixo d - q ; i_{sd} e i_{sq} são as correntes de eixo direto e de quadratura. Já L_d e L_q são as indutâncias do estator no referencial d - q . Dessa maneira é possível construir o circuito equivalente para o eixo direto e para o eixo de quadratura, conforme apresentado na Figura 3.5.

Para obter as equações de torque eletromagnético e de potência, representa-se o MSIP como um sistema trifásico em estrela (Y) sem conexão com o neutro, conforme ilustrado na Figura 3.3. Desta forma, é possível se utilizar as tensões e correntes de fase da

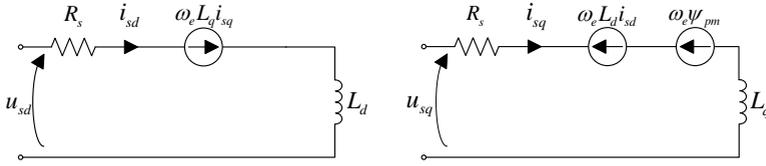


Figura 3.5: Representação na forma de circuito.

máquina para obter as equações de torque e potência. A potência aparente instantânea pode ser expressa como

$$S = V_{sa} I_{sa} + V_{sb} I_{sb} + V_{sc} I_{sc}. \quad (3.11)$$

Da notação vetorial, sabe-se que a potência ativa (S) e reativa (Q) em coordenadas d - q são dadas respectivamente por:

$$P = \frac{3}{2} (V_{sd} I_{sd} + V_{sq} I_{sq}) \quad (3.12)$$

$$Q = \frac{3}{2} (V_{sq} I_{sd} - V_{sd} I_{sq}) \quad (3.13)$$

Com essas expressões e sabendo que o torque eletromagnético desenvolvido é a relação entre potência elétrica e velocidade angular do rotor

$$T_{em} = \frac{P_e}{\omega_e}, \quad (3.14)$$

pode se obter a expressão para o torque eletromagnético, que é dada por

$$T_{em} = \frac{3}{2} n_{pp} (\psi_m i_{sq} + (L_d - L_q) i_{sd} i_{sq}). \quad (3.15)$$

Até então, as equações descritas representam as dinâmicas elétricas da máquina. A equação de movimento é a mesma utilizada para qualquer máquina elétrica e é dada pela equação

$$T_{em} - T_L = J \frac{d\omega_m}{dt} + B\omega_m, \quad (3.16)$$

onde T_L é o torque da carga (N.m), J é o momento de inércia do rotor dado em kgm^2 , e B é o coeficiente de atrito $\text{N.m}/(\text{rad}/\text{s})$. O torque eletromagnético também pode ser escrito como:

$$T_{em} = \frac{3}{2} n_{pp} (\psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd}) \quad (3.17)$$

Finalmente, associando as Equações (3.9), (3.10) e (3.15) com a equação que representa a dinâmica (3.16) obtemos o modelo da máquina no referencial síncrono rotacional em eixos d - q como ilustrado na Figura 3.6.

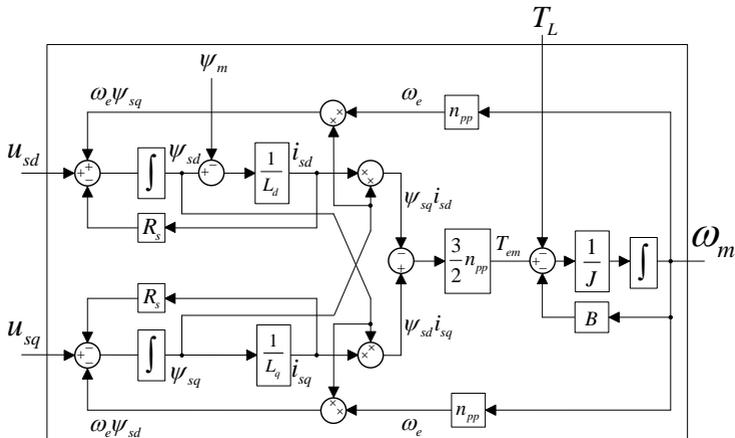


Figura 3.6: Modelo da MSIP em eixos d - q . Adaptado de Świerczyński (2005).

Conhecido o modelo da máquina, é possível realizar o projeto dos controladores utilizando uma das metodologias que são apresentadas a seguir. Lembrando que esse tipo de máquina requer um dispositivo para acionamento e controle, não podendo ser operada em malha aberta. Para tanto são utilizados conversores de potência e estratégias de controle que precisam ser conhecidos para implementação do acionamento completo da máquina.

Os parâmetros da máquina elétrica utilizada nesse trabalho podem ser encontrados no Apêndice A, onde também são apresentadas algumas das configurações do inversor utilizado, como o diagrama de controle e parâmetros programáveis.

3.4 ACIONAMENTOS

Junto ao desenvolvimento da tecnologia para construção de máquinas, foi necessário também o aprimoramento da eletrônica de potência como um todo, isto é, do aprimoramento dos semicondutores e das técnicas de controle. Acionamentos eletromecânicos de alta performance exigem dispositivos que cumpram os seguintes requisitos (ŚWIERCZYŃSKI, 2005):

- operação com ou sem sensor de posição;
- torque máximo de saída em toda a faixa de operação;
- robustez frente a variações paramétricas;
- operação em quatro quadrantes.

O esquema básico de acionamento de uma máquina CA de velocidade variável é representado na Figura 3.7. Este é constituído de dois estágios conversores de tensão, um barramento de corrente contínua (*link CC*) e um resistor de frenagem (*RF*) que é um elemento opcional.

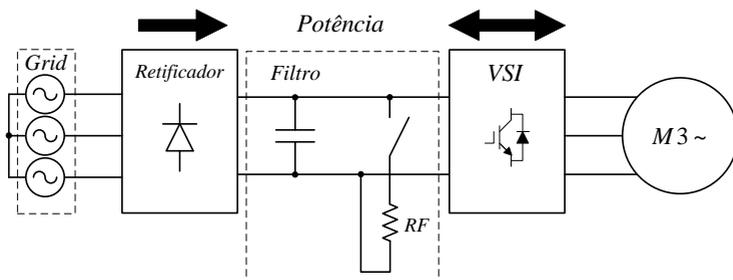


Figura 3.7: Acionamento básico de uma máquina trifásica.

Note que no primeiro estágio, que está conectado à rede elétrica, o uso de um retificador não controlado impossibilita o fluxo bidirecional de potência, e portanto, quando a operação de frenagem for acionada será necessário dissipar toda a energia no resistor. Isto diminui a eficiência do conjunto devido à dissipação de energia em forma de calor no resistor e requer maior espaço, quando comparado a um acionamento bidirecional.

Para entregar energia à rede o acionamento deve possuir duas etapas bidirecionais. Estratégias que empregam baterias ou super capacitores no barramento CC vêm sendo pesquisadas, contudo, possuem limitações de operação e eficiência, tendo uma difícil aplicabilidade na indústria (QI et al., 2015). Embora a substituição do retificador a diodo por um totalmente controlado implique em uma série de vantagens, como o menor consumo de energia e eliminação do resistor de frenagem, os dispositivos construídos com esta tecnologia possuem ainda um custo elevado. Na Figura 3.8 é ilustrada essa aplicação, onde geralmente se utilizam dois conversores VSI e não se faz necessária a inclusão do resistor de freio.

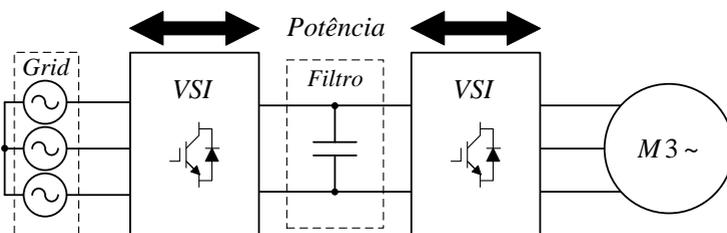


Figura 3.8: Acionamento de uma máquina trifásica - Conjunto Bidirecional.

O conversor responsável pela conexão com a rede de energia é denominado de *Grid-Side Converter* (GSC). Este dispositivo emprega técnicas aprimoradas, como o *phase locked loop*, para garantir operação e conexão com o *grid* durante mudanças na carga e até mesmo em interferências (SETIAWAN et al., 2016).

As chaves desses conversores são controladas através do uso de técnicas de modulação, dentre as mais comuns: SPWM - *sino-soidal pulse width modulation*; SVM-PWM - *space vector modulation* PWM. A primeira faz uso de moduladoras senoidais e portadoras triangulares. Já a SVM-PWM utiliza a divisão por setores, sendo composta pelas oito combinações possíveis das chaves.

3.4.1 Modelo do Conversor

Representado na Figura 3.9, o *Voltage Source Inverter* (VSI) é um conversor que possui em sua topologia seis chaves semicondutoras dispostas em três pares, sendo que cada par se localiza em um braço. O nome conversor é conferido a esta topologia pelo fato de

que o mesmo circuito pode operar como retificador (CA/CC) e inversor (CC/CA) (BOSE, 2010). As chaves utilizadas geralmente são IGBT's (*Insulate Gate Bipolar Transistor*), podendo ser empregados GTO's (*Gate Turn-Off transistor*) em conjunto com diodos de roda livre em potências maiores (ZELECHOWSKI, 2005).

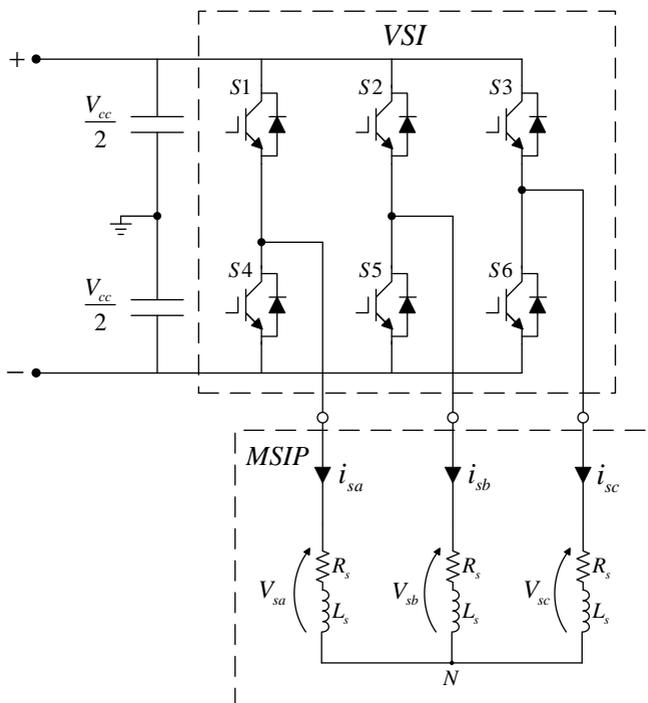


Figura 3.9: Topologia do *Voltage Source Inverter* e sua conexão à máquina elétrica.

Esta topologia, que representa o modelo chaveado do conversor, é usada para analisar todos os componentes, técnicas de modulação, eficiência e outros aspectos técnicos como perdas de condução e comutação sobre as chaves. Entretanto, simular os componentes físicos de um VSI significa trabalhar com altas frequências e impõe a necessidade da utilização de um passo de cálculo pequeno. Isso faz com que a simulação seja computacionalmente pesada e que exija a utilização elevada de memória, fatores esses que dificultam a simulação de longos períodos de tempo (AHMED et al., 2010). Como um ciclo completo de um *pumping-kite* tem cerca de

200 segundos, simular a trajetória de voo da pipa em conjunto com o modelo da máquina elétrica e seu inversor se torna uma tarefa inviável.

Para contornar esse problema, existe a possibilidade de representar o conversor VSI por fontes de corrente e tensão controladas (MIHAILOVIC, 1998). Esta simplificação permite representar o conversor da Figura 3.9 por um modelo médio, substituindo as chaves semicondutoras e portanto eliminando as altas frequências associadas. A equação que determina a corrente I_{cc} do conversor VSI pode ser representada como

$$I_{cc} = (D_a I_{sa} + D_b I_{sb} + D_c I_{sc}), \quad (3.18)$$

e as tensões de fase na saída alternada, que são aplicadas ao estator da máquina:

$$V_{sa} = D_a \frac{V_{cc}}{2} \quad (3.19)$$

$$V_{sb} = D_b \frac{V_{cc}}{2} \quad (3.20)$$

$$V_{sc} = D_c \frac{V_{cc}}{2} \quad (3.21)$$

Onde D_a, D_b, D_c representam os sinais moduladores senoidais.

Fazendo uso das Equações (3.18) a (3.21), constrói-se o modelo médio para simulação, apresentado na Figura 3.10. Vale ressaltar que simular o conversor pelo modelo médio é uma estratégia adequada quando os tempos de simulação são relativamente longos e não deseja-se analisar o comportamento dos dispositivos chaveados (IGBT's, MOSFET's, etc.).

3.4.2 Operação em Quatro Quadrantes

Para diminuir a velocidade de uma máquina elétrica existem duas abordagens diferentes. A primeira delas é simplesmente cortar a alimentação da máquina, assim a parada ocorre devido às perdas mecânicas e carga. Uma segunda alternativa é alterar o fluxo de potência (KRISHNAN, 2009), o que é conhecido na literatura como frenagem reostática ou regenerativa. Como foi explicado anteriormente, a frenagem regenerativa depende da existência de um estágio conversor (GSC) ligando o barramento CC ao *grid*.

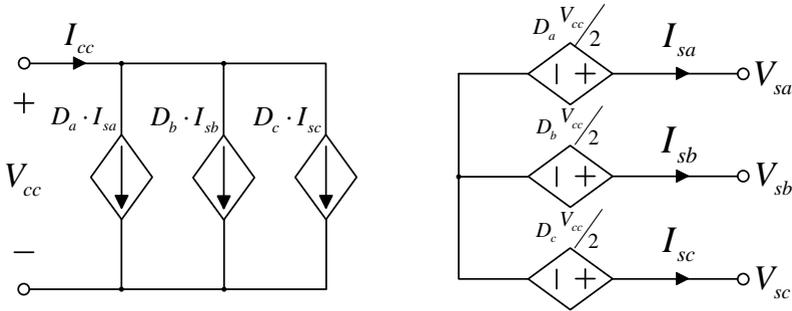


Figura 3.10: Esquema de um modelo médio do conversor VSI por fontes controladas. Adaptado de Mihailovic (1998).

Em se tratando do conjunto máquina elétrica e inversor, um quadrante de operação se define pela capacidade que o acionamento possui para controlar a operação da máquina como motor ou gerador. Pode ser utilizado em aplicações distintas como, por exemplo, quando a parada controlada da máquina é fundamental para o funcionamento correto do processo. Também é uma aplicação comum em veículos elétricos, onde através da alteração do fluxo de potência a máquina pode ser usada como freio e, além disso, a energia é redirecionada para o recarregamento das baterias. A utilização da operação em quatro quadrantes é interessante para esse trabalho pois possibilita operar uma máquina dual, que alterna seu modo de funcionamento entre motor e gerador dependendo da fase de operação da unidade de *pumping-kite*.

Quando o inversor possui apenas um estágio bidirecional, conforme apresentado na Figura 3.7, no momento da frenagem ou geração a tensão do *link CC* aumenta e o resistor de frenagem é acionado, dissipando a energia produzida. Esse método é simples e possui custo reduzido de implementação (QI et al., 2015). Devido a estes fatores esta foi a estratégia utilizada pelo grupo UFSCkite na construção de sua unidade de solo, que visa apenas validar o conceito de operação de sistemas baseados em aerofólio cabeado, sem entregar necessariamente energia ao *grid*, nesta etapa inicial de testes práticos de geração.

Para entender o princípio da operação em quatro quadrantes, observe a Figura 3.11. Nesse gráfico é apresentada a velocidade no eixo X e o torque no eixo Y. Os quadrantes 1 e 3 representam a operação como motor (M), enquanto que os quadrantes 2 e 4 a

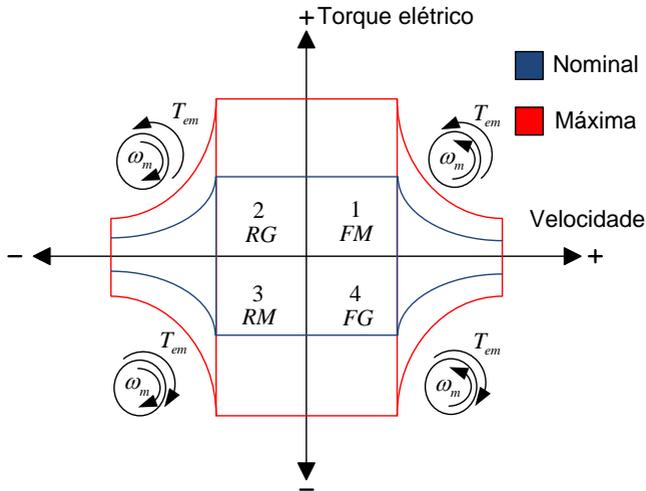


Figura 3.11: Operação em quatro quadrantes. Adaptado de Krishnan (2009).

operação como gerador (G). As letras F(*forward*) e R(*reverse*) são termos utilizados para designar o sentido.

No primeiro quadrante a máquina opera como motor e seu torque eletromagnético e velocidade são positivos. A alteração do sentido da velocidade é representada no segundo quadrante onde o torque se manteve no mesmo sentido, o que ocasiona um fluxo de potência negativo, ou seja, a máquina operando como gerador. O mesmo princípio pode ser aplicado nos quadrantes 3 para o 4. As diferentes operações com os sentidos de torque, velocidade e potência são apresentados na Tabela 3.1. A potência de saída é dita positiva quando a máquina trabalha como motor e consome energia elétrica, ou negativa quando a máquina opera como gerador e converte a energia mecânica, aplicada em seu eixo, em energia elétrica.

3.5 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PARA MÁQUINAS A ÍMÃS PERMANENTES

Para o controle de uma máquina a ímãs permanentes podem ser usadas estratégias de controle por frequência variável usando métodos vetoriais ou métodos escalares (BUSCA et al., 2010). Cada

Tabela 3.1: Característica de um acionamento que opera em quatro quadrantes. Adaptado de Krishnan (2009).

Função	Quadrante	Velocidade	Torque	Potência de Saída
<i>Forward motoring (FM)</i>	1	+	+	+
<i>Forward generation (FG)</i>	4	+	-	-
<i>Reverse motoring (RM)</i>	3	-	-	+
<i>Reverse generation (RG)</i>	2	-	+	-

método apresenta características específicas e sua implementação depende da aplicação. Na Figura 3.12 é apresentada uma classificação destes métodos. Nesta classificação abrange-se as diferentes estratégias de controle e de comutação e portanto o sensoriamento (ou o uso de estimadores) precisa ser estabelecido. Normalmente faz-se uso da leitura de correntes de fase da máquina. A posição e velocidade podem ser obtidas com o auxílio de um encoder/resolver ou através de técnicas *sensorless*, onde a posição é estimada.

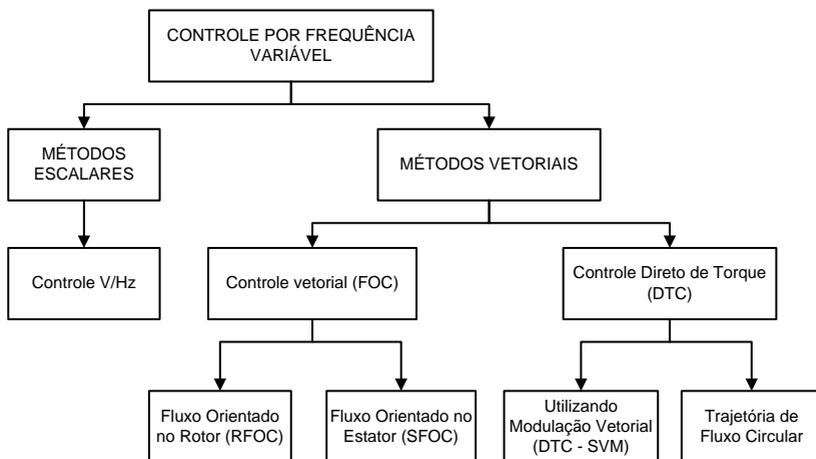


Figura 3.12: Estratégias de Controle por Frequência Variável. Adaptado de Świerczyński (2005).

3.5.1 Controle Escalar

Em máquinas de indução o controle escalar é tipicamente utilizado, porém o desempenho da máquina é inferior quando com-

parado às técnicas vetoriais (BOSE, 2010). O controle escalar consiste em aplicar tensões no estator proporcionais à sua frequência, mantendo, dessa forma, o fluxo do estator (ψ_s) constante. A nomenclatura comumente utilizada para representar esse método é V/Hz, simbolizando que a tensão aplicada no estator é sempre proporcional à frequência. Entretanto, sua aplicação em MSIP é limitada, já que são necessárias malhas adicionais para manter a máquina em sincronia. Essa estabilização pode ser obtida através da realimentação da posição do rotor, da potência ativa ou então da perturbação do link CC. Estas alternativas são apresentadas com detalhe em (PERERA, 2002). O esquema típico de V/Hz para MSIP é apresentado na Figura 3.13.

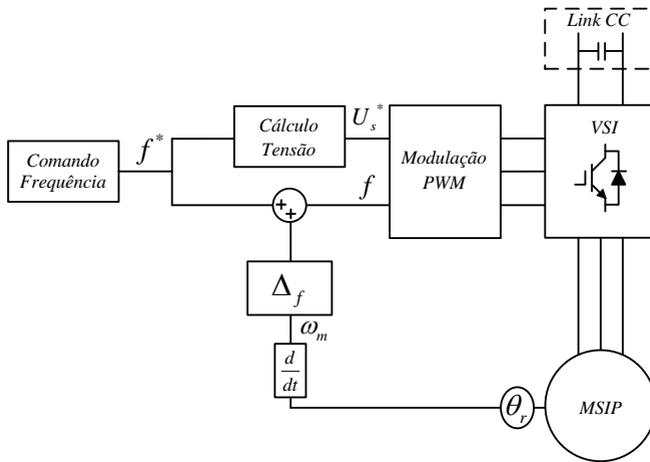


Figura 3.13: Controle V/Hz em malha aberta. Adaptado de Perera (2002).

Este método não será implementado, devido a sua alta complexidade e baixo desempenho. Vale notar que este método também pouco é utilizado em inversores de frequência industriais que operam em conjunto com MSIP.

3.5.2 Modos de Controle Usando Estratégias Vetoriais

Os métodos vetoriais FOC e DTC utilizam diferentes modos de controle que podem ser realizados com base no ângulo de torque (δ_t), no fator de potência ou ainda no fluxo do estator (ψ_s). Inseridas nessas estratégias estão as técnicas para controle:

- *Constant torque angle* (CTA);
- *Maximum torque per ampere* (MTPA);
- *Unity power factor* (UPF);
- *Constant stator flux* (CSF).

Na Figura 3.14 é ilustrada no sistema de coordenadas d - q a maneira como cada um dos modos descritos opera.

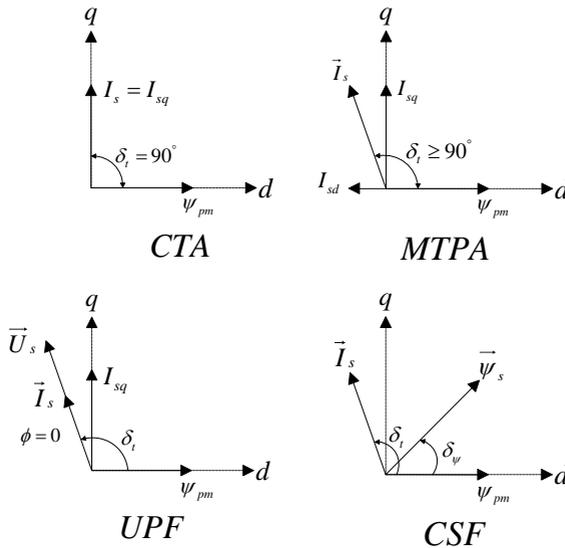


Figura 3.14: Métodos de controle vetorial para máquinas elétricas. Adaptado de Świerczyński (2005).

A técnica *constant torque angle*, como diz o próprio nome, utiliza o ângulo de torque (δ_t) fixo em 90° de forma a maximizar o torque. Isto implica em uma corrente de eixo direto de referência nula, $i_{sd} = 0$. Não é indicada em motores com alta relação de saliência, mas em motores com ímãs montados em superfície é comumente utilizada (ŚWIERCZYŃSKI, 2005). Também emprega-se por facilitar o controle e análise das equações.

O *maximum torque per ampere* permite obter uma corrente de referência ótima para o estator (BARI et al., 2015). Nesse caso o ângulo de torque (δ) é sempre maior que 90° , ou seja, $i_{sd} \neq 0$

para eliminar o torque de relutância (ŚWIERCZYŃSKI, 2005). Nesse modo de operação a referência de i_{sd} é calculada da seguinte forma:

$$i_{sd}^* = \frac{\psi_m}{2(L_q - L_d)} - \sqrt{\frac{\psi_m^2}{4(L_q - L_d)^2 + i_{sq}^2}} \quad (3.22)$$

No *unit power factor* não há diferença de fase entre a tensão e corrente no estator, logo, somente potência ativa é entregue à máquina e a capacidade VA do inversor pode ser minimizada (ŚWIERCZYŃSKI, 2005). Como $\phi = 0$, o fator de potência (FP) é unitário e o ângulo de torque pode ser calculado por

$$\frac{u_{sq}}{u_{sd}} = \frac{i_{sq}}{i_{sd}} = \tan(\delta_t). \quad (3.23)$$

No modo *constant stator flux*, o fluxo do estator (ψ_s) é mantido constante com o valor do fluxo magnético do ímã (ψ_m). Isso permite que para uma dada amplitude de ψ_s , o torque eletromagnético (T_{em}) seja uma função do ângulo de fluxo δ_ψ . É possível assim manter o torque constante, sem ultrapassar os limites de tensão no estator.

Uma comparação feita por Świerczyński (2005) mostra as principais características que cada método apresenta. Essa comparação é apresentada na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Comparação entre os requisitos dos modos de controle. Adaptado de Świerczyński (2005).

Modo	Tensão	Corrente	FP
CTA	média	baixa	baixo
MTPA	baixa	baixa	médio
UPF	baixa	alta	1
CSF	alta	baixa	≈ 1

Os modos de controle até então descritos podem ser utilizados com diferentes metodologias de controle clássico como, por exemplo, um controle chaveado com histerese, ou então controladores proporcionais (P) ou proporcionais integrais (PI).

3.5.3 Controle Vetorial de Campo Orientado

O método de controle vetorial, conhecido como controle de campo orientado (*Field Oriented Control (FOC)*), foi desenvolvido

em 1971 na Alemanha por Blashke, Hasse e Leonhard, utilizando a transformação de um vetor referencial estacionário (α, β) em um novo sistema de coordenadas (d, q) considerando o vetor de fluxo no rotor (ŚWIERCZYŃSKI, 2005).

Sua entrada no mercado foi dificultada pelos transitórios de corrente que ocasionavam a falha dos inversores e por isso os motores CC, que têm por característica possuírem excitação separada de torque e fluxo, eram considerados mais vantajosos em relação às máquinas CA nas aplicações de velocidade variável (KRISHNAN, 2009). Como resultado do avanço na área de eletrônica de potência, o aumento da eficiência e confiabilidade dos conversores tornou o emprego do método FOC mais atraente às aplicações com motores CC (VAS, 1998).

Esse método permite a elaboração de estratégias de controle para uma máquina CA de maneira similar às utilizadas para máquinas CC. Existe inclusive uma analogia entre as máquinas CC e CA, onde a corrente de quadratura i_{sq} corresponde à corrente de armadura e a corrente de eixo direto i_{sd} corresponde à corrente de excitação (ŚWIERCZYŃSKI, 2005). Porém, diferentemente do que era realizado na máquina CC, controla-se o ângulo de fase e o módulo da corrente, o que justifica a terminologia "controle vetorial" (VAS, 1998).

Apresentado na Figura 3.15, o FOC é atualmente um dos métodos mais utilizados no controle de MSIP em acionamentos industriais. Como o acionamento requer o sensoriamento das correntes de fase do estator e da posição da máquina em conjunto com um sistema de controle, esse acionamento é visto como complexo se comparado aos motores CC e CA de indução.

O controle FOC é constituído por três controladores do tipo PI (proporcional integral), sendo um para a velocidade, um para a corrente de eixo direto, e por fim um para a corrente de quadratura. A transformada de Park (Equação (3.5)) é utilizada para produzir o referencial $d-q$ e, após a aplicação do sinal de controle, utiliza-se a transformada reversa (Equação (3.6)) para produzir os sinais moduladores. É importante destacar que as malhas da Figura 3.15 são baseadas na ideia de controle em cascata, onde as malhas internas são muito mais rápidas que as externas (SMITH; CORRIPIO, 2008). No FOC as malhas internas de corrente correspondem ao torque e fluxo, que são mais rápidas que a malha externa de velocidade.

Os modos de controle mais utilizados no FOC são o CTA e MTPA. Lembrando que a escolha do modo de controle mais apro-

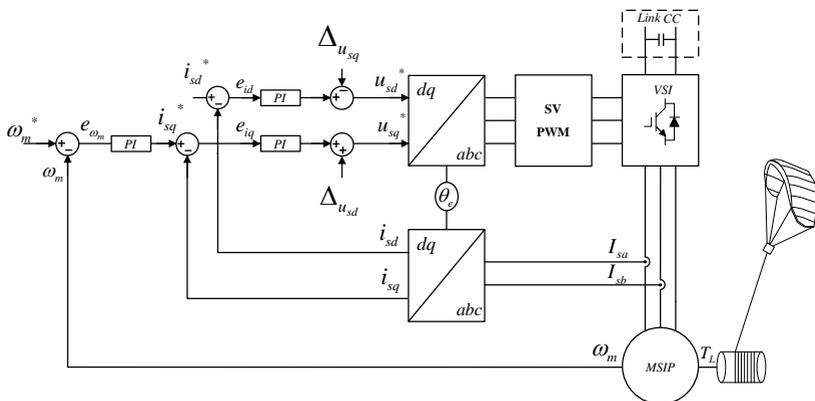


Figura 3.15: Diagrama de aplicação do controle vetorial de campo orientado.

prizado depende da configuração da máquina, isto é, se os ímãs são alocados na superfície ou no interior do rotor. Usualmente utiliza-se o modo *constant torque angle* para motores SMISP e o modo *maximum torque per ampere* para motores IMISP, conforme apresentado na Figura 3.14.

3.5.4 Controle Direto de Torque

O controle direto de torque ou em inglês *Direct Torque Control* (DTC), foi proposto pela primeira vez por Takahashi Isao e Noguchi (1986). O DTC permite controlar diretamente os estados do inversor sem o uso das malhas de corrente usadas no FOC. Para isso utiliza-se o modelo da máquina para estimar os valores de torque e fluxo (ŚWIERCZYŃSKI, 2005) e, portanto, um modelo preciso da máquina elétrica é requerido para estimação (VAS, 1998). Os autores dessa estratégia propuseram a substituição da metodologia do FOC, a qual é baseada no desacoplamento do motor e linearização por um sistema de coordenadas, por uma nova estratégia, baseada em controle chaveado com histerese, o que corresponde à operação *on-off* de um conversor chaveado (ZELECHOWSKI, 2005).

Existem diferentes estruturas propostas na literatura para a implementação do controle DTC. Inicialmente utilizava-se controladores de fluxo e torque por histerese em conjunto com uma tabela de vetores, conhecida como *switching table* (ST-DTC). Alguns problemas dificultavam a utilização desta técnica de controle vetorial

pois a mesma não tinha um modulador, tais como:

- Frequência de chaveamento variável, o que dificulta o projeto de filtros;
- *ripples* - variações de torque e fluxo;
- elevadas frequências de amostragem.

Para tentar contornar esses problemas, a modulação vetorial espacial, ou em inglês *Space Vector Modulation* (SVM) mostrou-se uma boa alternativa, pois estabeleceu uma frequência fixa de chaveamento e reduziu os *ripples* de fluxo e de torque (ŚWIERCZYŃSKI, 2005). A Figura 3.16 apresenta o esquema de controle baseado na estratégia DTC, que é composto pelas malhas internas de controle de fluxo e torque em conjunto com uma terceira malha de velocidade, a qual produz a referência de torque.

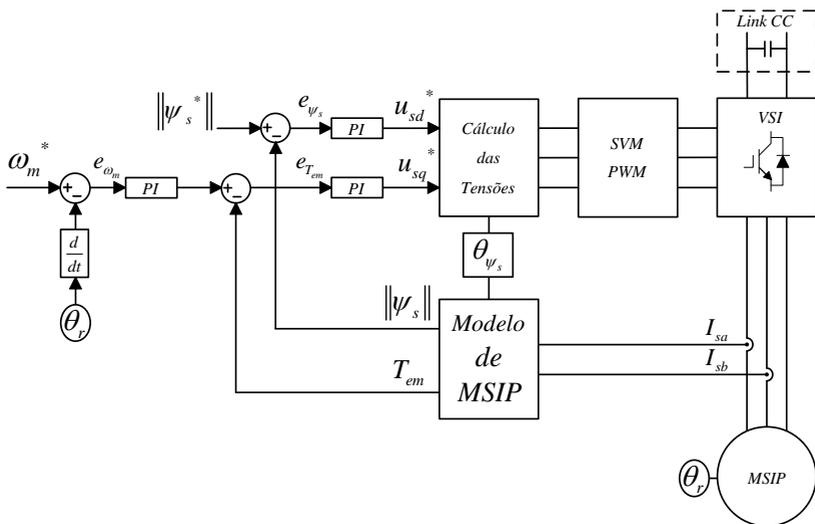


Figura 3.16: Controle Direto de Torque - DTC.

O DTC utiliza um modelo matemático da máquina para estimar o fluxo e o torque eletromagnético. Este modelo é representado na Figura 3.16 pelo bloco chamado modelo de MSIP, e o mesmo é obtido através da seguinte equação:

$$U_s = R_s I_s + \frac{d\psi_s}{dt}, \quad (3.24)$$

onde U_s e I_s representam a tensão e corrente no estator, respectivamente. Assumindo que a resistência (R_s) do estator é desprezível, obtém-se o fluxo através da integral da tensão no tempo por

$$\psi_s = \int U_s ds, \quad (3.25)$$

enquanto que o torque elétrico é dado pela expressão (3.15), ou simplificado (para máquina de polos lisos ou usando o modo CTA) para

$$T_{em} = \frac{3}{2} n_{pp} \psi_m i_{sq}. \quad (3.26)$$

Geralmente a operação do DTC é realizada com uma amplitude fixa do fluxo no estator, o que corresponde ao modo CSF e sua referência é igual ao valor nominal do fluxo do ímã (ŚWIERCZYŃSKI, 2005). O DTC vem sendo utilizado na indústria devido ao avanço das técnicas empregadas nos conversores que contornaram suas limitações.

A revisão apresentada nesse capítulo permitiu compreender a modelagem da máquina e seu acionamento. Com essas informações é possível projetar os controladores e avaliar seu desempenho através de simulações. Após a elaboração dos controladores inerentes à máquina, pode-se então avaliar sua aplicação no sistema AWE *pumping-kite*.

4 OPERAÇÃO DA UNIDADE DE SOLO EM PUMPING-KITE

O controle da unidade de solo pode ser elaborado de diferentes maneiras e objetiva dois pontos principais. São eles a otimização da extração de energia e a garantia da segurança de operação. De acordo com a Equação (2.16), existe uma relação entre a força de tração do cabo (F^{Tc}) e sua velocidade de desenrolamento (\dot{r}_a). Dessa forma fica claro que é possível exercer dois tipos de controle sobre a unidade de solo: um deles é manipular a velocidade de (des)enrolamento para controlar tração, e a segunda é o contrário, manipular a tração para controlar a velocidade de (des)enrolamento.

Vemos também na Equação (2.16) que não apenas a velocidade de (des)enrolamento, mas também características aerodinâmicas (que podem ser afetadas pelo comando de arfagem da unidade de voo) afetam a força de tração do cabo. Por esse motivo, utiliza-se o modelo de simulação da pipa em conjunto com um supervisor, o qual é responsável por atribuir referências tanto para a unidade de solo (velocidade ou tração, dependendo do modo de operação), como para unidade de voo (comando de arfagem)¹. No decorrer do trabalho foram avaliadas duas diferentes possibilidades para o controle da máquina:

- Controle por referência de velocidade - ω_m^* ;
- Controle por referência de tração - F^{Tc*} .

O controle da máquina passa por uma série de passos, sendo o primeiro a escolha da técnica utilizada. Para tornar o desenvolvimento teórico dos controladores compatível com o uso de um conversor comercial, optou-se pelo método FOC (discutido no Capítulo 3 e amplamente difundido na literatura) que está implementado no inversor de frequência (descrito no Apêndice A). Em um primeiro momento foram projetados os controladores (que tipicamente são do tipo PI) inerentes ao acionamento de uma MSIP compostos pelas malhas de corrente e velocidade, para analisar o comportamento da máquina. Após a verificação do controle desenvolvido para a MSIP, acopla-se a pipa à máquina elétrica, e dessa forma é possível analisar o comportamento do sistema completo, considerando o impacto que a dinâmica da pipa causa na máquina e vice-versa.

¹Os controles para comando do aerofólio não fazem parte desse trabalho.

4.1 CONTROLE DE VELOCIDADE

O controle de campo orientado (FOC) é composto pela aplicação de uma malha de velocidade (ω_m) e duas malhas de corrente (i_{sd}, i_{sq}). Nesse esquema é utilizada a teoria de controle clássico, baseado nas funções de transferência da máquina elétrica. Para fins de projeto, a máquina e seu acionamento são considerados como sistemas independentes, ou seja, não dependem da característica de carga, que neste caso é a força de tração produzida pela pipa.

4.1.1 Malhas de Corrente

Para o projeto dos controladores de corrente, faz-se uso do modelo descrito no Capítulo 3 para obter as funções de transferências, que serão apresentadas a seguir. Desse modelo de máquinas de ímãs permanentes em coordenadas d - q , observa-se uma interdependência entre as Equações (3.9) e (3.10), e as possíveis variações como a mudança de referência ou perturbações alteram ambas as equações, dificultando uma ação de controle rápida e precisa (ALIZADEH; KOJORI, 2015). Portanto, é necessário a inclusão de sinais de desacoplamento entre as malhas:

$$\Delta u_{sd} = -\omega_e L_q \dot{i}_{sq} \quad (4.1)$$

$$\Delta u_{sq} = \omega_e L_d \dot{i}_{sd} + \psi_m \omega_e \quad (4.2)$$

As funções de transferência das malhas de corrente na MSIP podem ser obtidas através das relações de tensão de eixo direto e quadratura do estator. Substituindo as equações de desacoplamento (4.1) e (4.2) em (3.9) e (3.10), obtém-se:

$$u_{sd} - \Delta u_{sd} = R_s i_{sd} + L_d \frac{di_{sd}}{dt} \quad (4.3)$$

$$u_{sq} - \Delta u_{sq} = R_s i_{sq} + L_d \frac{di_{sq}}{dt} \quad (4.4)$$

Chamando $u_{sd} - \Delta u_{sd}$ de u'_{sd} e $u_{sq} - \Delta u_{sq}$ de u'_{sq} e utilizando a transformada de Laplace, tem-se a função de transferência para as malhas de corrente d e q

$$\frac{i_{sd,q}(s)}{u'_{sd,q}(s)} = \frac{1}{R_s + \frac{L_{d,q}s}{1 + \tau_{d,q}s}} = \frac{K_{d,q}}{1 + \tau_{d,q}s}, \quad (4.5)$$

onde o ganho estático e a constante de tempo são dados por

$$K_{d,q} = \frac{1}{R_s} \quad (4.6)$$

e

$$\tau_{d,q} = \frac{L_{d,q}}{R_s}, \quad (4.7)$$

respectivamente.

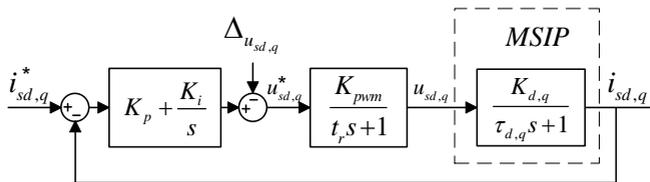


Figura 4.1: Diagrama de Controle: correntes d e q . Adaptado de Bari et al. (2015).

Quando trabalha-se com o conversor chaveado, é adicionada à malha de controle uma função de transferência de primeira ordem para representar o atraso de transporte causado pela comutação do inversor (KRISHNAN, 2009)

$$G_{pwm}(s) = \frac{K_{pwm}}{t_r s + 1}, \quad (4.8)$$

cujos ganho é dado por

$$K_{pwm} = 0,65 \frac{V_{cc}}{V_{pm}}, \quad (4.9)$$

onde t_r é

$$t_r = \frac{1}{2f_c}, \quad (4.10)$$

onde f_c é a frequência da portadora (Hz); V_{pm} é a tensão máxima de controle (pico da moduladora). Entretanto, como já foi dito no Capítulo 3, será utilizado um modelo médio do inversor, isto é, ideal.

Por este motivo, podemos reescrever a função de transferência da corrente em malha aberta como:

$$\frac{i_{sd,q}(s)}{u_{sd,q}^*(s)} = \frac{1}{L_{d,q}s + R_s} \quad (4.11)$$

Com as equações no domínio s definidas, constrói-se o diagrama de blocos das malhas de corrente de eixo direto e quadratura (Figura 4.1). Para detalhes do projeto dos controladores, consulte o Apêndice A.

4.1.2 Malha de Velocidade

O sistema completo de acionamento de um MSIP engloba as malhas de corrente de fluxo e torque, malha de velocidade e ainda o atraso causado pela utilização de um conversor VSI. Dessa forma, algumas simplificações são descritas a seguir para facilitar o projeto do controlador de velocidade. As malhas internas de corrente podem ser representadas como ganhos estáticos, uma vez que possuem a dinâmica bem mais rápida que a malha de velocidade, sendo obtidas pela Equação (4.11) e apresentadas no diagrama de bloco da Figura 4.1.

O controle de velocidade pode ser dimensionado a partir da equação de movimento da máquina, apresentada no Capítulo 3. Conforme Krishnan (2009), a partir das equações de dinâmica (3.16) e de torque (3.15) é possível, supondo $i_{sq}^* = 0$ (modo CTA), fazer algumas simplificações de forma a obter

$$K_{te}i_{sq}^* - T_L = J\frac{d\omega_e}{dt} + B_t\omega_e, \quad (4.12)$$

onde a constante de torque K_{te} é dada por

$$K_{te} = \frac{3}{2}n_{pp}^2\psi_m. \quad (4.13)$$

Considera-se o atrito total B_t como sendo a soma entre o atrito da carga (B_l) e da máquina (B_m), que são dados por:

$$B_t = n_{pp}^2B_l + B_m. \quad (4.14)$$

Aplicando-se a transformada de Laplace na Equação (4.12) é obtida a função de transferência da malha de velocidade para uma dada corrente de quadratura de referência

$$\frac{\omega_e(s)}{i_{sq}^*(s)} = \frac{K_{te}}{Js + B_t}. \quad (4.15)$$

O diagrama de blocos deste sistema é apresentado na Figura 4.2, onde o torque de carga (T_L) é adicionado como uma perturbação.

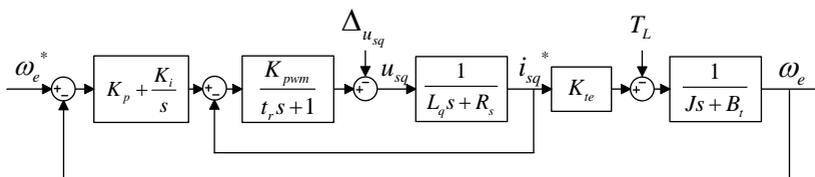


Figura 4.2: Diagrama de blocos - Controle de Velocidade.

Assim como feito na malha de controle de corrente, se considerarmos que o inversor será simulado pelo modelo médio, podemos então simplificar o sistema para o apresentado na Figura 4.3. Expressando a função de transferência em malha aberta desse sistema, obtemos

$$\frac{\omega_e(s)}{u_{sq}^*(s)} = \frac{K_{te}}{L_q J s^2 + (B_t L_q + J)s + B_t}. \quad (4.16)$$

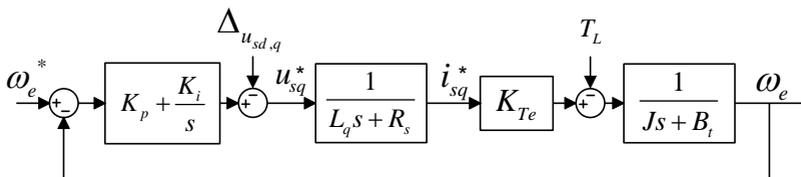


Figura 4.3: Diagrama de blocos - Controle de Velocidade Simplificado.

As deduções das funções de transferência completas, isto é, que consideram o inversor, podem ser encontradas em Krishnan (2009), onde são apresentados o modelo exato e aproximado, e mostra-se que não há diferenças significativas entre eles.

4.2 CONTROLE DA FORÇA DE TRAÇÃO NO CABO

Como já foi dito anteriormente, a máquina elétrica da unidade de solo de uma unidade de *pumping-kite* deve ser capaz de controlar ou a velocidade de (des)enrolamento do cabo ou sua força de tração. O controle da velocidade através do uso de FOC é o mais utilizado nos acionamentos de MSIP e, portanto acredita-se que o mesmo irá apresentar bons resultados apesar da aplicação do torque de carga devido à pipa. Já o controle do torque de carga possui complexidade maior, dado que o torque de carga (T_L) é uma variável de difícil medição em aplicações comuns de motores. Alguns autores aplicam estimadores para obter o valor deste torque, inserindo a medição na forma de *feed-forward* ou mesmo ajustando uma referência.

Nesse sentido, uma vantagem da aplicação de *pumping-kite* é a facilidade em se medir a força de tração no cabo através do emprego de uma célula de carga. Assim, considerando o ganho do redutor k_{tr} , obtém-se o torque de carga no eixo da máquina através da expressão

$$T_L = F^{Tc} \frac{r_d}{k_{tr}}. \quad (4.17)$$

Tirando proveito da relação entre o torque de carga e a força da tração, é possível implementar o controle de tração no cabo através de diferentes modos que serão propostos neste trabalho. Para tanto, fazemos algumas considerações sobre a equação que representa a dinâmica da máquina. Substituindo (4.17) em (3.16), obtém-se

$$T_{em} - F^{Tc} \frac{r_d}{k_{tr}} = J \frac{d\omega_m}{dt} + B\omega_m. \quad (4.18)$$

Portanto, para avaliar as possibilidades para a elaboração do controle, levanta-se os seguintes pontos:

- No que diz respeito às variáveis velocidade e torque, sempre que escolhe-se uma grandeza para controlar, a outra fica livre, ou seja, se torna a variável manipulada;
- No FOC, a velocidade é controlada através da manipulação do T_{em} , e portanto, da corrente de quadratura (i_{sq});
- O torque de carga T_L , ou seja, a força de tração F^{Tc} depende das condições de vento, da velocidade de (des)enrolamento e das características aerodinâmicas do aerofólio;

- Em regime, $T_{em} = T_L + B\omega_m$.

Baseado nessas considerações é então apresentado o problema a ser resolvido nessa dissertação: qual é a melhor forma de utilizar a máquina elétrica da unidade de solo para que a mesma seja capaz de controlar a tração do cabo principal, enquanto gera energia elétrica de maneira eficiente e ainda garanta robustez ao voo da pipa? As diferentes alternativas são apresentadas em seguida, sendo que estas consistem em três possíveis abordagens para controle da F^{Tc} :

- através da manipulação da velocidade de referência;
- pela manipulação direta do T_{em} , isto é, desprezando a malha de ω_m do FOC;
- por modos de referência baseados na velocidade do vento.

4.2.1 Controle Pelo Ajuste da Referência de Velocidade

Nesse método utiliza-se um controlador de tração responsável por ajustar a referência de velocidade para a MSIP, onde o sinal de erro é composto pela diferença entre a referência de tração e seu valor atual medido por uma célula de carga. Essa primeira abordagem é ilustrada na Figura 4.4, onde está incluso tanto o controle de velocidade clássico, obtido com a estratégia FOC, como o controlador $C_T(s)$, o qual é responsável por definir o *set-point* de velocidade da máquina. Para projetar o controlador $C_T(s)$ são avaliadas algumas possibilidades.

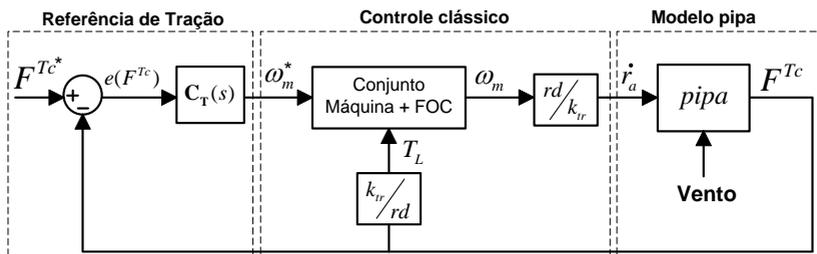


Figura 4.4: Diagrama do Controle de Tração.

Representar a F^{Tc} por um ganho estático usando o modelo apresentado por Fagiano (2009) é uma das opções possíveis para alocar o ganho desse controlador. Esse modelo associa a força de

tração com a velocidade de desenrolamento do cabo, tornando possível ajustar um ganho igual ao da planta, fazendo com que o sistema seja linear e invariante no tempo. Reescrevendo a Equação (2.16), tem-se:

$$F^{T_c} = C(\alpha)|\mathbf{W}_{e,r}|^2, \quad (4.19)$$

onde $C(\alpha)$ é dado por

$$C(\alpha) = \frac{1}{2}\rho AC_L E^2 \left(1 + \frac{1}{E^2}\right)^{\frac{3}{2}}. \quad (4.20)$$

A velocidade do vento aparente no sentido radial (do cabo) é escrita como

$$|\mathbf{W}_{e,r}| = |\mathbf{W}_n| \text{sen}(\theta_a) \cos(\phi_a) - \dot{r}_a, \quad (4.21)$$

e portanto, a velocidade de (des)enrolamento do cabo está associada a força de tração. A geração de referência de velocidade, dada uma F^{T_c} desejada, pode ser obtida de

$$\dot{r}_a^* = \mathbf{W}_n \text{sen}(\theta_a) \cos(\phi_a) - \sqrt{\frac{F^{T_c}}{C(\alpha)}}. \quad (4.22)$$

No entanto, é necessário utilizar estimadores para obter os valores que compõem o $C(\alpha)$, como a eficiência E e o coeficiente de *lift* - C_L , além da necessidade do valor medido de \mathbf{W}_n . Essa característica torna sua aplicação complexa e pouco robusta, pois não é possível garantir a estabilidade do sistema utilizando controladores simples, como um PI.

Dada a complexidade de projetar um controlador para a força de tração, pode-se realizar o ajuste de referência \dot{r}_a^* de outra maneira. Para realizar esse ajuste é necessário considerar a diferença de velocidade e torque que existe entre a carga e o eixo do motor devido à relação de transmissão do redutor, como ilustrado na Figura 4.5. Apresentado por Wang Zheng e Ma (2016) para o ajuste de força em cabos, onde o foco é a utilização do valor de inércia como ganho de um integrador de uma malha externa aplicada ao FOC, esse método mostra-se interessante e de simples implementação.

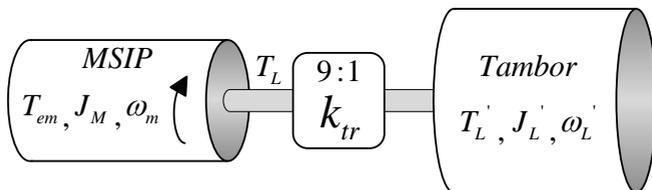


Figura 4.5: Acoplamento mecânico entre máquina e carretel na unidade de solo do projeto UFSCkite.

O torque no eixo da máquina, T_L , é proporcional a F^{Tc} pelo fator k_{tr} (relação de transmissão do redutor) (4.23). Desconsiderando-se as perdas mecânicas, tem-se

$$T_L = \frac{T'_L}{k_{tr}}. \quad (4.23)$$

Por sua vez, o torque no tambor depende da força de tração no cabo e o raio do tambor

$$T'_L = F^{Tc} r_d. \quad (4.24)$$

Utilizando essa relação de redução entre o torque de carga do lado da máquina e do lado de acionamento, e considerando a estrutura de controle proposta na Figura 4.4, temos que o erro de controle pode ser expressado como

$$e(F^{Tc}) = F^{Tc*} - F^{Tc} = -J_L \frac{d\omega_m}{dt}, \quad (4.25)$$

logo, assumindo que a malha de velocidade na MSIP é relativamente rápida de tal forma que $\omega_L \approx \omega_L^*$, a velocidade de referência pode ser calculada como

$$\omega_m^* = -\frac{1}{J_L} \int (F^{Tc*} - F^{Tc}) dt, \quad (4.26)$$

e, portanto o bloco do controle $C_T(s)$ é expresso como

$$C_T(s) = -\frac{1}{J_L s} (F^{Tc*} - F^{Tc}). \quad (4.27)$$

Apesar de aqui chamarmos o bloco $C_T(s)$ de controlador de tração, o mesmo pode ser visto também um gerador de referência de velocidade para o controlador FOC.

4.2.2 Metodologias Alternativas

São propostas que surgiram ao longo do trabalho, porém não foram analisadas por completo e tampouco obtiveram resultados conclusivos. São aqui apresentadas como possíveis soluções a serem avaliadas em trabalhos futuros.

A primeira utiliza um modo de controle que baseia-se em modos de operação que dependem das condições de vento. Combina o uso do controle de velocidade padrão, implementado com a estratégia FOC, com modos para rejeição e falta de vento, onde determina-se referências de torque máximas e mínimas, dependendo da condição de vento. O diagrama que representa a implementação dessa proposta é apresentado na Figura 4.6.

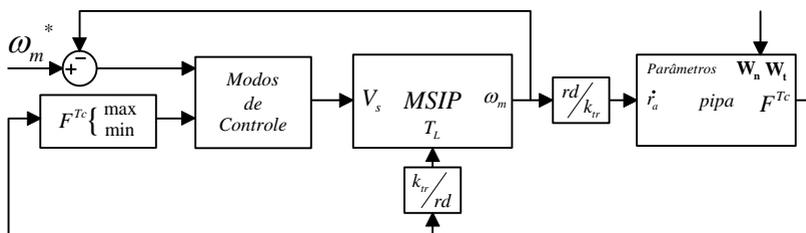


Figura 4.6: Método para controle alternativo baseado na medição do vento e força de tração.

Para se determinar em qual modo o controle irá operar, utiliza-se a força de tração do cabo como critério. As faixas que determinam em qual modo de funcionamento é adequado para determinada situação são apresentadas na Figura 4.7. Durante a faixa desejada de tração no cabo, denominada de faixa nominal, o controle de velocidade é utilizado. Na região onde a F^{Tc} é menor que a mínima estabelecida aplica-se o modo falta de vento, e em regiões onde F^{Tc} ultrapassa o limite máximo que a GS e o cabo podem suportar, utiliza-se o modo de rejeição de rajada e o torque da máquina é setado para um valor máximo permitido. No modo de falta de vento pode ocorrer a queda da pipa e, para tentar contornar esse problema, o torque da máquina é configurado para um valor mínimo, que garante um mínimo de força de tração no cabo.

Outra possibilidade é a de manipular diretamente o T_{em} a partir de uma referência de F^{Tc} . Para tanto, pode-se utilizar o FOC sem a malha de velocidade, aplicando diretamente referências de

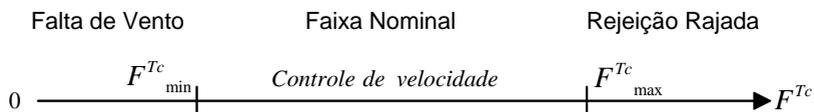


Figura 4.7: Escolha do Modo de Controle.

corrente de quadratura (i_{sq}) baseados em um sinal de erro da F^{Tc} . Também há a restrição quanto ao modelo para este tipo de controle, ou seja, é necessário avaliar quais métodos podem ser utilizados para se projetar este controlador.

5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Para avaliar o desempenho dos controladores por referência de velocidade e tração, os modelos da máquina e pipa foram simulados seguindo o esquema apresentado na Figura 5.1, possibilitando a verificação por completo do sistema composto pela pipa e pelo gerador. O bloco pipa representa o modelo dinâmico de simulação do aerofólio, desenvolvido por Fagiano (2009). Todo o controle de voo da pipa, que inclui os comandos de guinada e arfagem, é feito pelo bloco controle de voo da pipa, o qual não foi elaborado neste trabalho, sendo aqui utilizados os controles apresentados por (LELLIS, 2016) e (SARAIVA, 2014).

No bloco supervisor são determinadas as condições de operação, ou seja, é determinada em qual fase ou estado o sistema se encontra (fase de tração, recolhimento, pouso ou decolagem¹). Baseado nisso o supervisor envia para o controlador da máquina elétrica a referência apropriada de velocidade de (des)enrolamento ou de força de tração do cabo. Já para o controle de voo é modificada a referência da trajetória de voo, que é seguida através da manipulação do comando de guinada, além de uma referência para o comando de arfagem, a fim de alterar a condição aerodinâmica da pipa de acordo com a fase de operação (tração ou recolhimento).

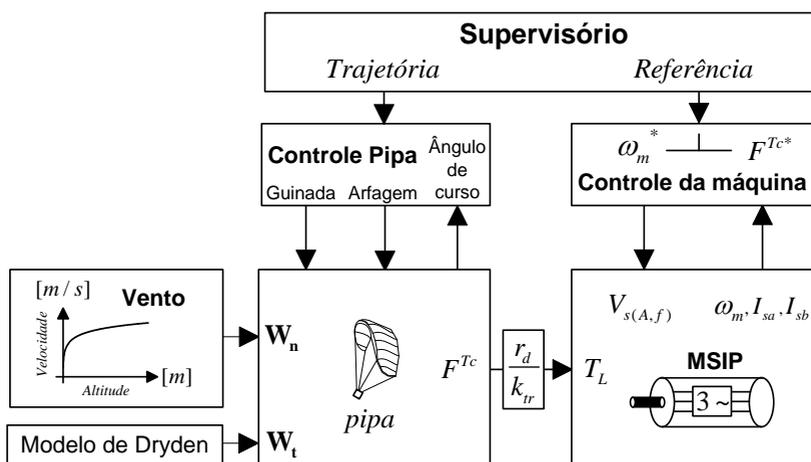


Figura 5.1: Diagrama de simulação do sistema completo.

O bloco controle da máquina abrange as malhas para controle

¹Não avaliados nesse trabalho.

de corrente e velocidade do FOC, o controle da F^{Tc} , o inversor VSI simulado por fontes controladas e as transformações de referencial. Este bloco passa as informações necessárias para operação da máquina (formas de onda das tensões no estator V_{sa} , V_{sb} , V_{sc}), que é apresentada no bloco "MSIP". Desse modelo, faz-se a leitura da velocidade e das correntes de fase (I_{sa} e I_{sb} , assumindo uma máquina equilibrada) do motor (ω_m).

5.1 REFERÊNCIA DE VELOCIDADE

Esse método mostrou-se o mais simples para implementação, uma vez que o controle por orientação de campo (FOC) é robusto e difundido na literatura, estando inclusive implementado na maioria dos inversores comerciais. A referência ω_m^* é gerada pelo supervisor de acordo com as condições de vento e a fase de operação (geração ou recolhimento). Na transição entre as fases de tração e recolhimento são utilizadas rampas de aceleração, respeitando os limites da máquina². Convencionou-se que a velocidade ω_m (ou r_a) possui valor positivo durante a fase de geração e negativo quando o cabo é recolhido. Durante a fase de geração a velocidade do cabo é mantida em 1/3 da velocidade do vento no sentido do cabo para manter o ponto ideal de extração de energia conforme a Equação (2.18), enquanto que, para reduzir o tempo da fase de recolhimento, ela é aumentada em módulo.

O resultado do controle é mostrado na Figura 5.2, onde são apresentadas a velocidade e a força de tração sob condições de vento nominais isto é, mantendo \mathbf{W}_t nulo. O ajuste do controlador PI utilizado bem como os parâmetros da máquina, são descritos com detalhe no Apêndice A. O seguimento de referência para ω_m apresenta um resultado satisfatório com erro (e_{ω_m}) reduzido em regime. Além do seguimento de referência, avalia-se também os valores máximos e mínimos das variáveis (ω_m e F^{Tc}), que estão sumarizados na Tabela 5.1 e estes estão separados ainda entre as duas fases de operação do aerofólio. Nas condições de vento nominal, analisando os valores extremos, pode-se dizer que o controle por ω_m^* está adequado para ambas as fases. As oscilações que ocorrem no erro da malha de velocidade durante a fase de geração devem-se à variação da referência r_a e da força de tração do cabo (consequência de $\cos(\phi_a)$ e do controle da pipa), o que acaba fazendo com que a máquina não atinja erro de velocidade nulo. Vale observar tam-

²Feito de maneira semelhante às aplicações industriais.

bém que existe uma variação na força de tração F^{Tc} , porém isso não caracteriza um problema para a segurança de operação pois não são valores que excedem os limites especificados para o cabo e unidade de solo.

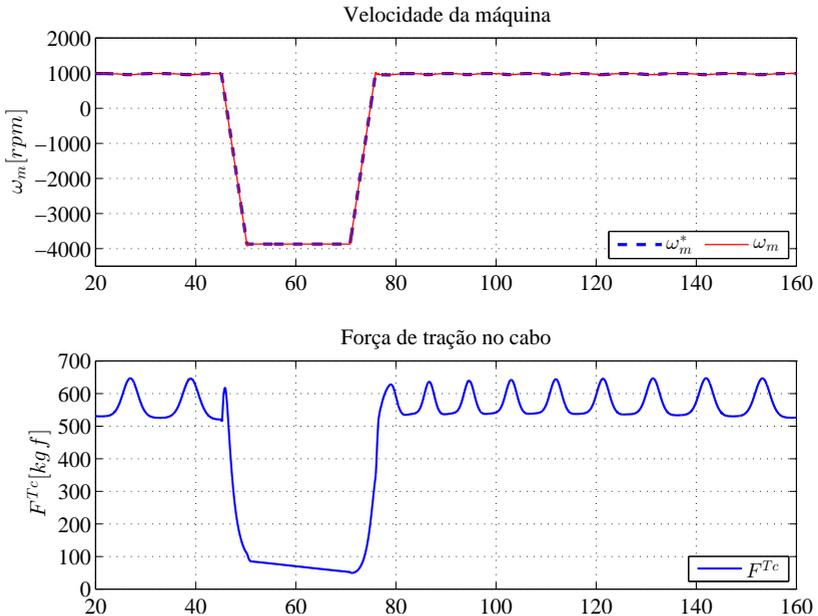


Figura 5.2: Referência de velocidade e força de tração sem perturbações no vento.

Tabela 5.1: Valores com controle por ω_m^* sob condições nominais de vento.

	Fase de Geração		Fase de Recolhimento	
	Máx	Min	Máx	Min
$ \omega_m $ (rpm)	1026	961	3923	3850
F^{Tc} (kgf)	646,5	516,1	90,12	49,22

O sistema supervisor, responsável por gerar as referências para o controle da máquina elétrica, precisa garantir que sua referência é factível, isto é, se o sistema ao seguir esta referência irá operar corretamente. Esse problema é mais crítico durante a fase de recolhimento com o controle da máquina sendo apenas de velo-

cidade, pois nesse caso uma referência de velocidade muito alta (em módulo) pode fazer com que a pipa perca tração e caia. Essa é uma das vantagens de operar com controle de tração, pois a garantia de factibilidade fica mais clara.

O controlador de velocidade manteve-se estável em condições de vento com turbulência média, como é possível visualizar na Figura 5.3. Uma vez que a máquina impõe uma velocidade ω_m^* e que essa velocidade de referência não varia com a perturbação da velocidade do vento (já que na prática essa medida não está disponível), na ocorrência de rajadas a tração pode oscilar significativamente. Quando a velocidade do vento aumentar, a tendência é que a F^{Tc} aumente de forma quadrática. A síntese dos valores avaliados é apresentada na Tabela 5.2, onde é possível observar que o pico da F^{Tc} foi de 965,9 kgf. Os cabos de tração previstos para o protótipo suportam uma força máxima de 2000 kgf, porém a estrutura da GS foi projetada para suportar até 800 kgf.

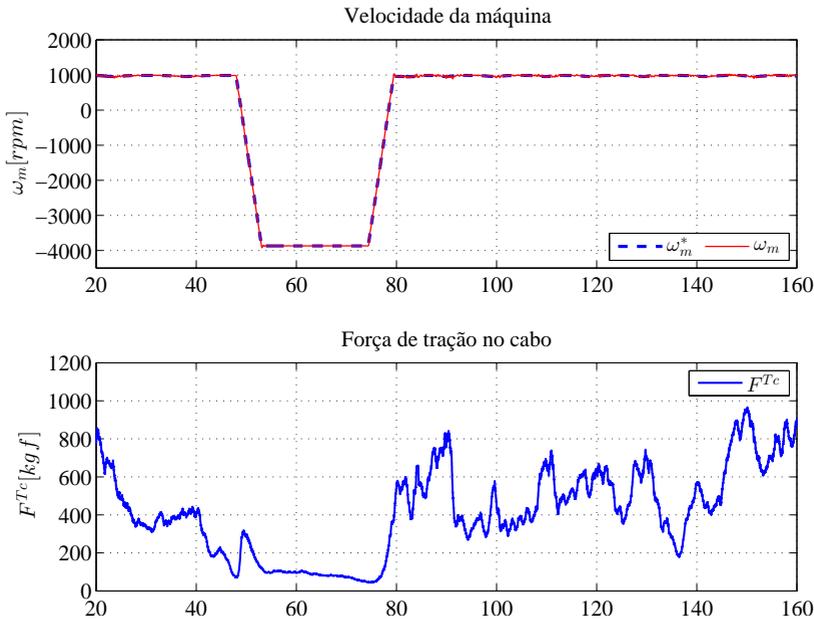


Figura 5.3: Referência de velocidade e força de tração sob condições de turbulência média.

Em cenários com turbulência forte (B) (apresentado na Fi-

Tabela 5.2: Valores com controle por ω_m^* sob condições de turbulência média.

	Fase de Geração		Fase de Recolhimento	
	Max	Min	Max	Min
$ \omega_m $ (rpm)	1031	889,7	3922	3850
F^{Tc} (kgf)	965,9	179,3	107,91	43,63

gura 2.21) também há estabilidade no controle da velocidade. Como é possível ver na Figura 5.4, a força de tração apresentou valores excessivos e também uma variação elevada próximo a zero. Nesse caso, quando $F^{Tc} < 0$ a pipa cai, pois o cabo fica solto, e é o que acontece em $t = 136$ s. Os valores estão relacionados na Tabela 5.3, onde mostra-se que a força de tração teve seu valor máximo de 1252,4 kgf e mínimo em 0.

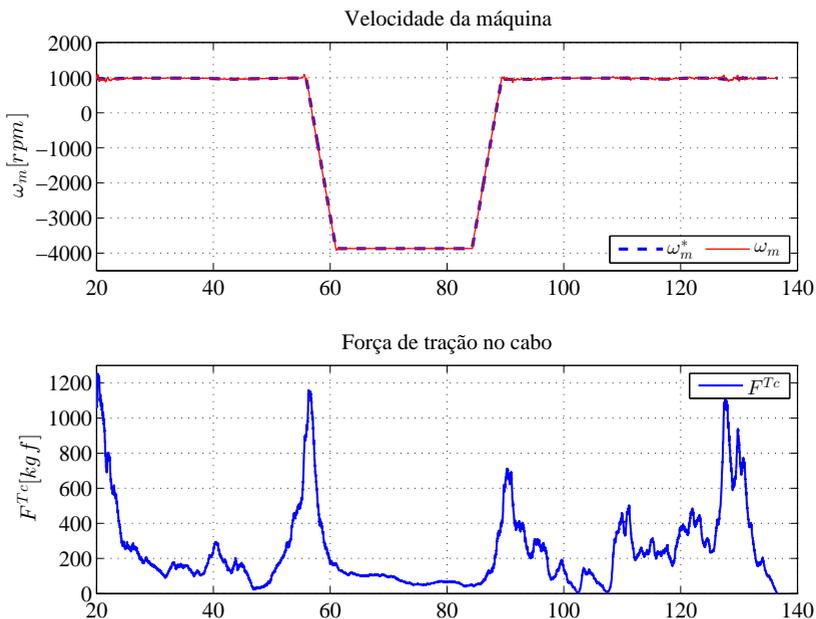


Figura 5.4: Referência de velocidade e força de tração sob condições de turbulência forte.

Embora seja notável a estabilidade no controle de ω_m sob ambas as condições de vento (nominais e turbulentas) ilustradas

Tabela 5.3: Valores com controle por ω_m^* sob condições de turbulência forte.

	Fase de Geração		Fase de Recolhimento	
	Max	Min	Max	Min
$ \omega_m $ (rpm)	1092	863	3920	3855
F^{Tc} (kgf)	1252,4	0	173,22	39,64

na Figura 2.21, observa-se que elevados valores na F^{Tc} não é algo interessante tanto para os componentes como o cabo e a estrutura do protótipo que podem ser avariados quando limites operacionais sejam alcançados, como para o controle de voo. Perceba que essa oscilação na tração quando da ocorrência de uma perturbação no vento está relacionada com o quadrado da velocidade do vento instantâneo (perturbado), além da variação do ângulo de ataque no aerofólio. Em casos extremos essa variação de ângulo de ataque pode comprometer a capacidade de voo da pipa, colocando-a em condição de estol. Portanto as desvantagens que são observadas em trabalhar com referência de velocidade são:

- uma força de tração excessiva pode ocasionar o rompimento do cabo;
- forças elevadas podem danificar a estrutura da unidade de solo;
- uma rajada elevada, ou a falta de vento, pode colocar a pipa em modo de *estol*.

Portanto, utilizar uma referência de velocidade durante a fase de tração, principalmente se esta referência não for atualizada rapidamente frente à turbulência no vento, não é conveniente.

5.2 REFERÊNCIA DE TRAÇÃO

Dentre os métodos para controle da força de tração no cabo, o que apresentou os melhores resultados foi o ajuste de referência adaptado de Wang Zheng e Ma (2016). A robustez desse controle ajudará na otimização da extração de energia e em uma operação segura. Com a adição dessa malha de controle ao FOC, que será implementada de maneira externa ao conversor, foi possível seguir a tração desejada no cabo através da variação da velocidade de desenrolamento.

Na Figura 5.5 são apresentados a referência de F^{Tc} e seu valor medido, além disso mostra-se também os sinais de erro e controle (referência para ω_m - variável manipulada). Com o intuito de facilitar a análise do controlador, foram utilizadas referências de tração com valores de 500 e 60 kgf durante as fases de geração e recolhimento, respectivamente, e variando com $\cos(\phi_a)$ (representando o ângulo de azimute). A otimização dessa referência é um trabalho à parte, que envolve conceitos não abordados nessa dissertação.

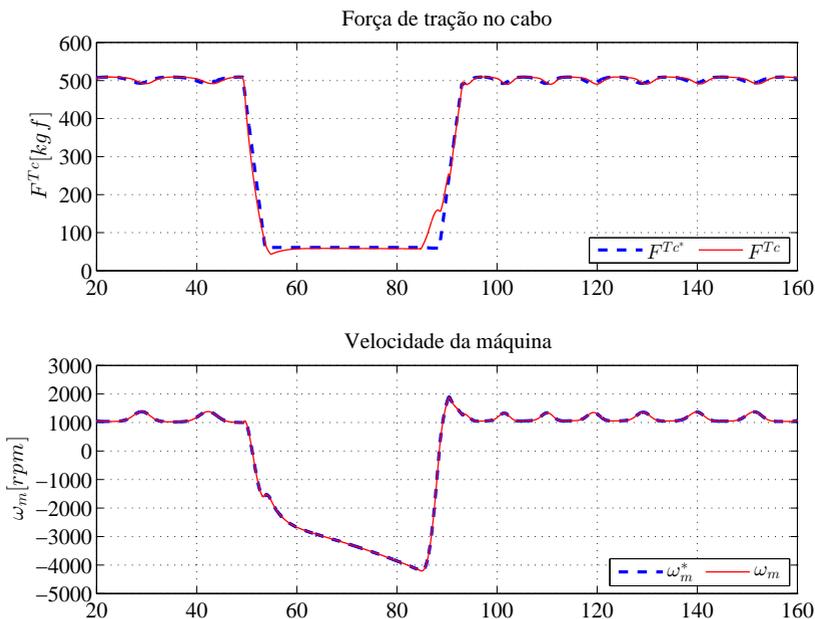


Figura 5.5: Referência de tração e velocidade considerando vento sem perturbação.

Tabela 5.4: Valores com controle por F^{Tc*} sob condições de vento nominal.

	Fase de Geração		Fase de recolhimento	
	Max	Min	Max	Min
F^{Tc} (kgf)	509,2	490	158,7	44,75
$ \omega_m $ (rpm)	1887	999,5	4211	1525

Para manter a tração constante durante a fase de recolhimento, a máquina aumenta ω_m (em módulo) como é mostrado na Figura 5.5. Fato que também se reflete na fase de geração, onde à medida em que referência de tração diminui, a velocidade \dot{r}_a do cabo aumenta. Essa característica é uma das principais vantagens desse controlador pois possibilita operar o sistema com maior segurança mesmo em condições de turbulência no vento. Perceba que a velocidade varia dentro dos limites permitidos pela máquina, o que aponta que a geração de referência de tração está adequada.

Para analisar este método por completo, verificou-se o desempenho do controle em condições de vento com turbulência média, e o resultado pode ser visualizado na Figura 5.6. Observe que, devido às oscilações no vento, a variação da velocidade durante a fase de tração é elevada, ficando entre a faixa de 62,5 e 2000 rpm. Os valores podem ser vistos na Tabela 5.5, onde mostra-se que a F^{Tc} atingiu um valor máximo de 684,2 kgf, valor que está dentro dos limites aceitáveis de operação da unidade de solo. Observe também que, quando a força de tração chegou nesse valor, a velocidade da máquina aumentou e atingiu um valor máximo estipulado em 2000 rpm. Como o controlador da força de tração $C_T(s)$ é um ganho integral cujo o parâmetro é a inércia do conjunto, utilizou-se uma estratégia de *anti-windup* que consiste no congelamento da ação integral durante a saturação de controle.

Tabela 5.5: Valores com controle por F^{Tc^*} sob condições de turbulência média.

	Fase de Geração		Fase de recolhimento	
	Max	Min	Max	Min
F^{Tc} (kgf)	684,2	395	80,21	48,85
$ \omega_m $ (rpm)	2000	62,5	3880	1751

Perceba também, que para o mesmo perfil de vento com turbulência média (A) (Figura 2.21), o ajuste de referência da tração apresenta resultados melhores que quando somente o controle de velocidade é utilizado (Figura 5.3), pois não ocorreram picos na força de tração que possam danificar o cabo ou a estrutura da unidade de solo. É válido notar, no entanto, que a velocidade da máquina irá variar significativamente, atingindo valores de saturação em alguns instantes.

Analisando o desempenho desse controle para perturbações fortes no vento (B) (Figura 2.21), percebe-se que há uma restrição

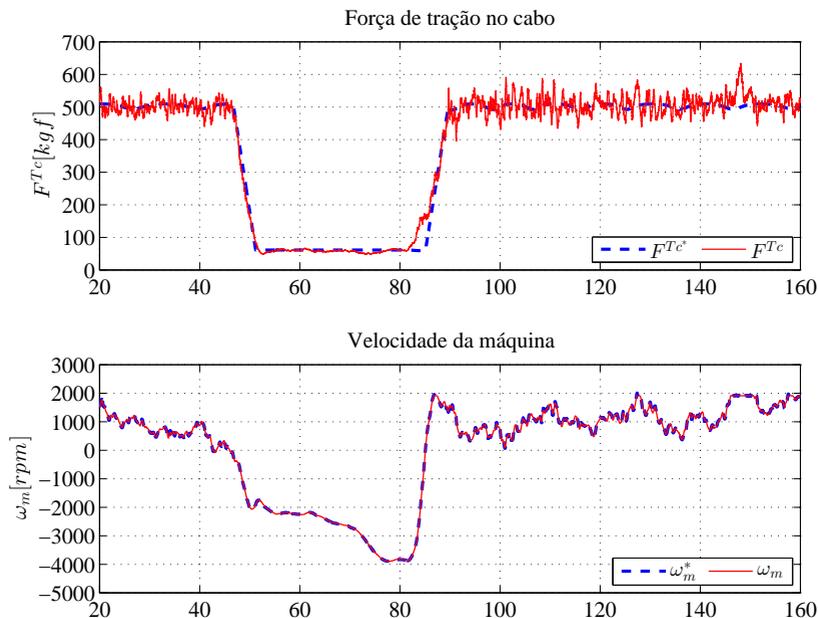


Figura 5.6: Referência de tração e velocidade. Cenário com turbulência média no vento.

causada pela limitação da velocidade da máquina quando opera em sua capacidade nominal. Embora o controle varie a velocidade para manter a força de tração nos valores desejados, em alguns momentos a mesma pode ser excessiva. Quando essas situações ocorrem, não é possível aumentar a velocidade para diminuir a força de tração (como foi feito nos dois cenários anteriores). É possível ver na Figura 5.7 a saturação da velocidade nos momentos em que a força de tração está elevada. Outro ponto crítico é que houve mudança no sentido de rotação da máquina (valor de -1064 rpm), algo que não é factível na prática durante a fase de tração. Os valores da força de tração e parâmetros podem ser vistos na Tabela 5.6, onde a F^{Tc} atinge um valor de $957,6$ kgf na fase de geração.

Portanto, somente o controle exercido pela máquina pode não ser suficiente para rejeitar as perturbações fortes no vento. Para contornar esse problema existem algumas possibilidades. A primeira é a utilização de uma máquina com uma maior faixa de velocidade, o que faz com que o custo seja maior. A segunda é considerar que,

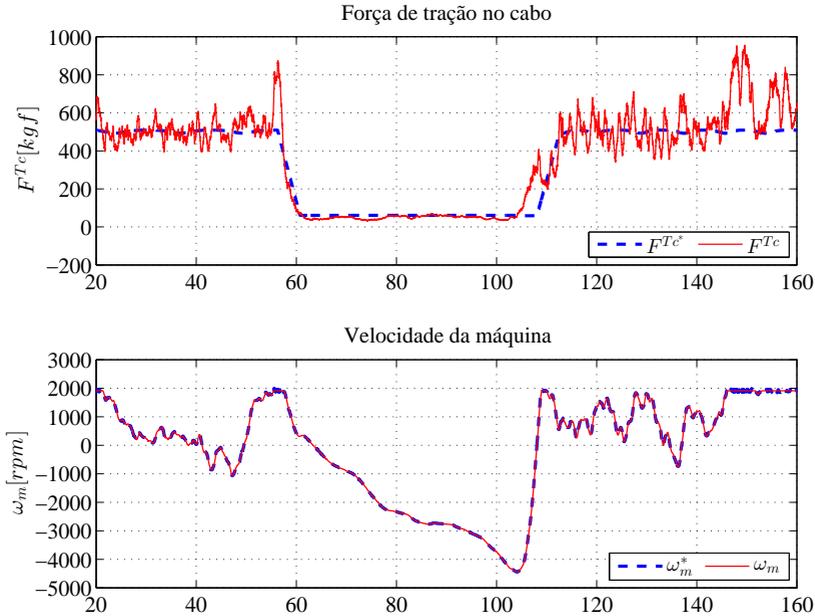


Figura 5.7: Referência de tração e velocidade. Cenário com turbulência forte no vento.

Tabela 5.6: Valores com controle por F^{Tc^*} sob condições de turbulência forte.

	Fase de Geração		Fase de recolhimento	
	Max	Min	Max	Min
F^{Tc} (kgf)	957,6	340	324,4	31,85
$ \omega_m $ (rpm)	2000	1064	4443	338,3

além dos controle exercidos pela máquina para rejeitar as rajadas, a trajetória de voo poderá ser modificada pelo supervisor para garantir a operação segura do sistema. Mais especificamente, o ângulo polar da trajetória de voo pode ser reduzido, o que ocasiona uma redução na força de tração. Nesse trabalho não foram implementados controles sobre a pipa.

5.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Iremos aqui analisar os resultados obtidos tanto do ponto de vista da potência mecânica e da capacidade de conversão para potência elétrica, como também o comportamento do ângulo de ataque do aerofólio, o qual pode ser relacionado com a robustez de voo.

5.3.1 Potência Produzida

A análise da geração de energia elétrica depende das características de ambos os componentes do sistema, isto é, da pipa e do conjunto de acionamento da máquina. A potência mecânica (P_{mec}) produzida pelo aerofólio no eixo do motor depende de parâmetros da pipa como a área projetada. As faixas onde P_{mec} é negativa correspondem aos períodos de recolhimento do cabo, onde a máquina atua como motor. A potência produzida varia de acordo com as flutuações em T_L e ω_m (Figura 5.8). Observe que há variação da potência durante os períodos de turbulência.

Em uma primeira versão do protótipo, para fins de simplificação, optou-se por um acionamento unidirecional que é ilustrado na Figura 3.7, por isto no protótipo a energia gerada durante a fase de tração é dissipada em um resistor de frenagem. Devido à alteração no fluxo de potência desse acionamento, a tensão no barramento de corrente contínua aumenta nessa fase, pois o estágio responsável pela conexão com a rede de energia não é bidirecional. Portanto, para controlar V_{cc} se estabelece uma faixa com valor máximo e mínimo (510 a 650 V) para acionar o IGBT (controle *on-off*). O resistor utilizado tem o valor ôhmico de 15 Ω e suporta uma potência média de até 14 kW (média).

Exemplifica-se o sinal chaveado de acionamento do resistor na Figura 5.9. A corrente (I_{res}), e por consequência a potência que flui pelo resistor de freio, dependem dos níveis de tensão do barramento CC em que o IGBT é acionado. As formas de onda são semelhantes em ambos os métodos de controle. Repare que a corrente no resistor começa a diminuir à medida em que V_{cc} diminui. Por tratar-se de uma aplicação não muito comum, não foram encontrados na literatura análises da eficiência na conversão de energia nesse tipo de aplicação.

Embora dissipar a energia através do uso de resistor de frenagem apresente vantagens durante a fase de testes em campo do protótipo, será preciso repensar futuramente a estrutura utilizando

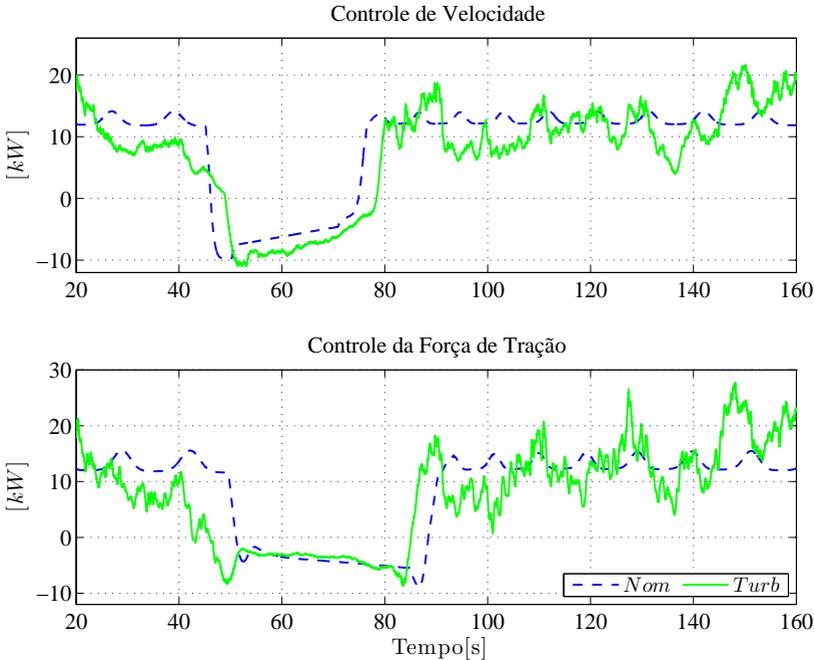


Figura 5.8: Comparação da potência mecânica com os dois controladores. Em azul a potência em situações de vento nominal e em verde de potência mecânica produzida em períodos de turbulência.

um acionamento capaz de conectar-se à rede, ou um banco de baterias para aplicação em lugares onde a conexão com o *grid* não está disponível.

Observando as curvas de potência mecânica que são produzidas pela pipa e também da potência dissipada sobre o resistor, monta-se uma comparação, apresentada na Tabela 5.7. Nessa tabela estão relacionadas a potência que é produzida na fase de geração do *pumping-kite* em ambos os modos de controle. A potência instantânea sobre o resistor varia de acordo com a faixa estabelecida para V_{cc} . A eficiência de conversão é em torno de 91,1%, considerando que a máquina possui um rendimento $\eta = 0,94$ e também as perdas mecânicas (coeficientes de atrito da máquina e carga).

Destaca-se que as diferenças nos valores de potência mecânica devem-se ao fato de que no controle de velocidade existe uma otimização da potência de ciclo, já no controle de tração utilizou-

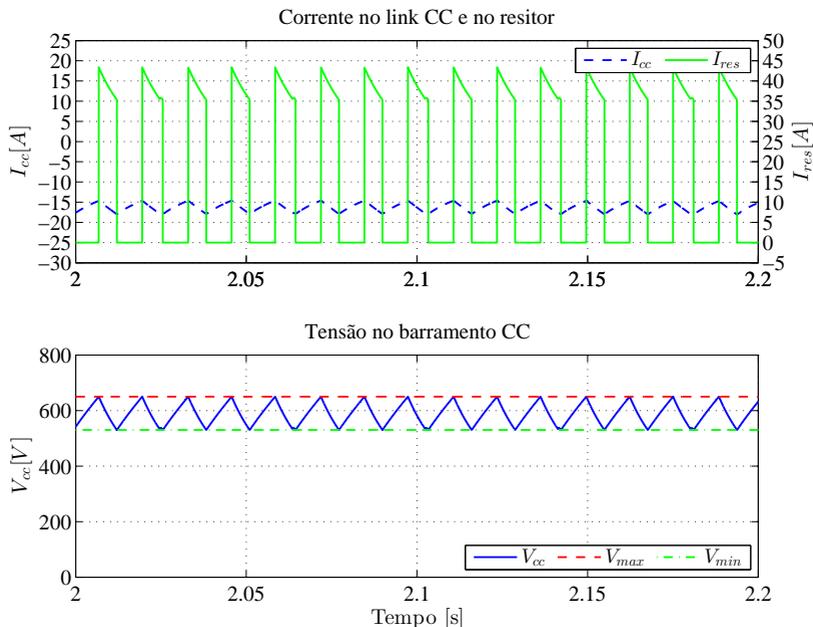


Figura 5.9: Corrente no barramento CC e no resistor de freio, juntamente a forma da tensão e faixas limite.

se referências arbitradas (que não variam de acordo com a velocidade do vento). Portanto, não pode-se utilizar somente a potência produzida na fase de geração como parâmetro de desempenho de potência produzida.

Tabela 5.7: Valores de potência mecânica na máquina e potência elétrica sob o resistor de frenagem durante a fase de geração.

	Controle por ω_m^*		Controle por F^{Tc^*}	
	Máx	Méd	Máx	Méd
P_{mec} (kW)	14,11	12,34	15,55	12,89
P_{res} (kW)	28,17	11,24	28,17	11,75

Essas considerações feitas aqui sobre a potência elétrica produzida mudam quando se trata de um acionamento completamente bidirecional. Nesse caso, existem outros fatores como PLL (rastreamento de fase) e até mesmo a inclusão de baterias no barramento

CC. Também pode-se dizer que o RF é apenas para proteger o inversor e acionado somente quando necessário, o que não ocorre se o uso de baterias ou conversores bidirecionais são empregados.

5.3.2 Robustez de Voo

Para finalizar a análise dos resultados, um último ponto importante a ser avaliado é o efeito do controle da máquina no ângulo de ataque do aerofólio (o que de certa forma está relacionado também com sua força de tração). Se considerarmos que o aerofólio apresenta uma capacidade melhor de geração de tração quando opera com um ângulo de ataque um pouco inferior ao do pico do coeficiente de sustentação (C_L), que no caso da simulação ocorre nos 29° conforme a Figura 5.10, podemos então tirar algumas conclusões. O valor ótimo para o ângulo de ataque é de $20,9^\circ$ (LELLIS, 2016). Nesse sentido, os resultados do controle por referência de velocidade e tração mostram desempenho satisfatórios quando operam em situações de vento nominais, porém, sob condições de turbulência, o controlador por referência de tração mostrou-se mais efetivo, sendo capaz de manter a força de tração e o ângulo de ataque (α) dentro da faixa de operação desejada. Ou seja, força abaixo de 800 kgf e ângulo de ataque abaixo de 29° .

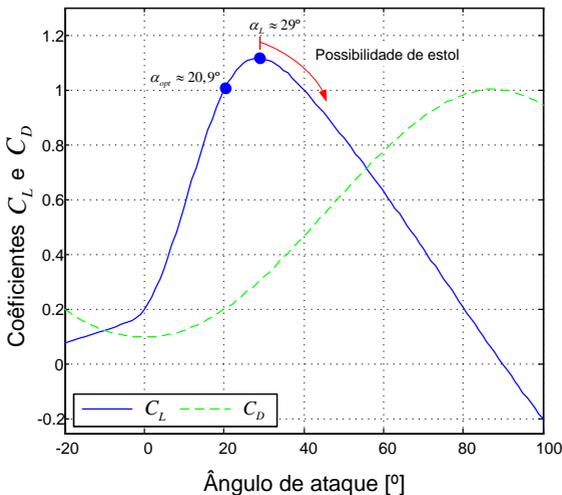


Figura 5.10: Coeficientes de sustentação e arrasto em função do ângulo de ataque.

Analisando os valores do ângulo de ataque obtidos nas simulações dos três cenários, conforme apresentado na Figura 5.11, percebe-se que o limite do ângulo de ataque (29°) é ultrapassado quando a pipa está exposta a turbulência, chegando a um valor de $34,35^\circ$, em perturbações médias. Já para cenários críticos, onde a turbulência é muito forte, os valores de α superam várias vezes o nível máximo, chegando a picos de 75° e fazendo inclusive com que o aerofólio caísse no final da simulação.

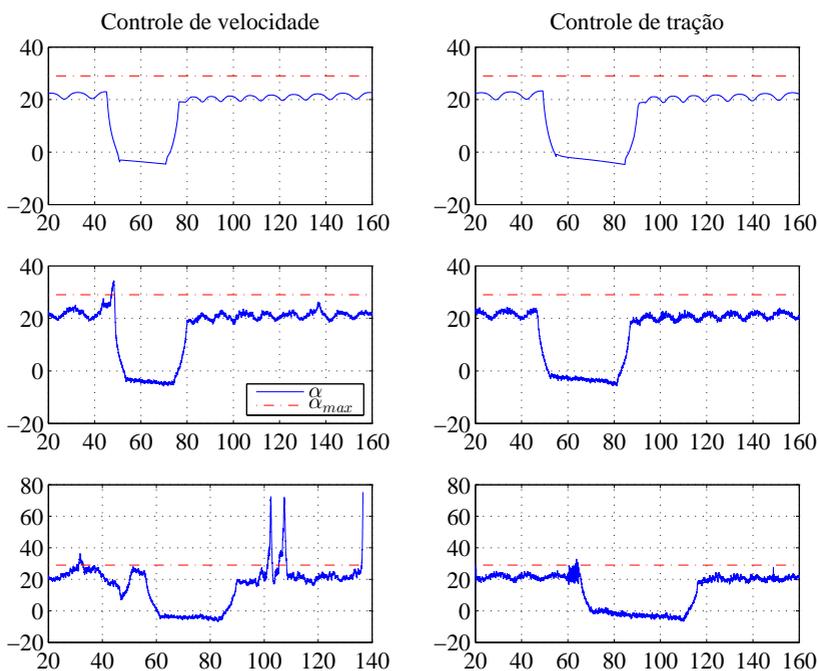


Figura 5.11: Ângulos de ataque em 3 cenários de vento e com duas estratégias de controle da máquina.

5.3.3 Síntese

Por fim, com base nos resultados de simulação obtidos, é possível fazer algumas considerações sobre os modos de controle e seus desempenhos:

- Em condições de vento ideais, isto é, com ventos sem perturba-

ção, os controles tanto de velocidade como de tração são satisfatórios;

- Quando ocorrem perturbações no vento (turbulência), o controle por referência de ω_m pode ocasionar trações elevadas sobre o cabo e a estrutura da unidade de solo e, também interferir na robustez de voo da pipa, podendo ocasionar estol;
- O controle por ajuste de referência de F^{Tc} apresentou uma melhoria significativa na capacidade de voo e na capacidade do sistema de respeitar os limites operacionais;
- Na ocorrência de perturbações fortes, ambos os controladores são restritos. O controle por velocidade pode ocasionar uma força de tração excessiva e instabilidade no ângulo de ataque. Enquanto que o método para controle da força no cabo é limitado pela velocidade máxima em que a máquina pode operar. Nesse caso é necessário reduzir a referência do ângulo polar (θ_a) da trajetória de voo;
- A análise da conversão de energia na primeira fase do protótipo, dissipando a energia no resistor de frenagem pode ser utilizada para avaliar a eficiência da conversão eletro-mecânica de energia.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho, que abordou o controle de operação da máquina, possibilitou uma análise prévia do que se espera do processo de conversão de energia de uma unidade de *pumping-kite*. Os modelos para simulação e controle da máquina foram apresentados, bem como o uso de seus dispositivos para acionamento. Os modelos sintetizados nessa dissertação permitem a futura implementação dos controladores em uma bancada de testes (Figura 2.14) e posteriormente na operação em campo.

Formulou-se o problema de controle, um dos desafios que precisa ser superado para o desenvolvimento de uma plataforma robusta, capaz de operar de maneira autônoma e frente a possíveis perturbações no vento. Para tanto, foram apresentadas algumas propostas para controle da máquina e uma primeira avaliação sobre o desempenho desses controladores foi realizada.

Os resultados do trabalho mostram o funcionamento dos controles de velocidade e de tração aplicados. Os modelos de simulação são parametrizados de forma a representar a máquina e o conversor que serão utilizados no protótipo que vem sendo desenvolvido pelo grupo UFSCkite. Portanto, espera-se que as simulações aqui apresentadas correspondam aproximadamente com as situações de campo e bancada. Os resultados permitiram avaliar quais são as vantagens de controlar a força de tração no cabo, tais como a maior robustez de voo e a capacidade de respeitar limitações físicas da unidade de solo, do cabo de tração e da própria pipa.

Analisando as metodologias de controle utilizadas, foi possível fazer as primeiras considerações sobre a necessidade de um controlador específico. Somente a utilização do método de controle vetorial da máquina não é suficiente para operar de maneira segura este sistema, especialmente sobre condições de turbulência forte. Para tanto, é necessário modificar as referências utilizadas e também a trajetória de voo da pipa. A metodologia de controle da força de tração precisa ser amadurecida através de controladores mais sofisticados, para se obter um melhor desempenho e contornar as limitações inerentes à máquina.

Considerando os primeiros resultados, abre-se espaço para a elaboração de alguns trabalhos futuros, como exemplos estão:

- Aprimorar o controlador da força de tração, contornando as limitações existentes e melhorando a estratégia de geração de referência da força de tração;

- Modificar o controle da pipa para possibilitar a operação segura em condições de vento turbulento e também para se evitar a saturação da ação de controle (veocidade da máquina) na malha de tração. Exemplo: aumentar o ângulo de elevação;
- Através de um trabalho de otimização, gerar a referência adequada para F^{Tc} em ambas as fases, fazendo com que a referência atue como uma forma de MPPT (*maximum power point tracking*) aplicado em sistemas AWE;
- Implementar em bancada os controles utilizados nesse trabalho para simulação *hardware-in-the-loop*;
- Integração com o *grid*. Verificar os requisitos necessários e projetar/especificar um conversor capaz de fornecer uma relação custo benefício adequada;
- Analisar qual é a melhor forma para realizar as transições entre a fase de geração e de recolhimento;
- Realizar medições de consumo, geração de energia e eficiência no protótipo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, S. et al. Development of a new voltage source inverter (vsi) average model including low frequency harmonics. In: **IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2010 Twenty-Fifth Annual IEEE**. [S.l.], 2010. pp. 881–886.

AHRENS, U.; DIEHL, M.; SCHMEHL, R. **Airborne Wind Energy**. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. ISBN 978-3-642-39964-0. URL: <<http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-39965-7>>.

ALIZADEH, M.; KOJORI, S. S. Augmenting effectiveness of control loops of a pmsg (permanent magnet synchronous generator) based wind energy conversion system by a virtually adaptive pi (proportional integral) controller. **Energy**, Elsevier, vol. 91, pp. 610–629, 2015.

ARCHER, C. L.; CALDEIRA, K. Global Assessment of High-Altitude Wind Power. **Energies**, vol. 2, pp. 307–319, may 2009. ISSN 1996-1073. URL: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/2/2/307/>>.

BARI, T. et al. Control of generator-and grid-side converter for the interior permanent magnet synchronous generator. In: **IEEE. 2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)**. [S.l.], 2015. pp. 1015–1020.

BOLDEA, I. **Variable speed generators**. [S.l.]: CRC press, 2005.

BOSE, B. K. **Power electronics and motor drives: advances and trends**. [S.l.]: Academic press, 2010.

BUSCA, C. et al. Control of permanent magnet synchronous generator for large wind turbines. pp. 3871–3876, 2010.

CAHOON TROY E HARMON, F. Airborne wind energy: Implementation and design for the us air force. In: **9th Annual International Energy Conversion Engineering Conference**. [S.l.: s.n.], 2011. pp. 6154.

CANALE, M.; FAGIANO, L.; MILANESE, M. Power kites for wind energy generation. **IEEE Control Systems Magazine**, vol. 27, no. 6, pp. 25–38, 2007. URL: <<http://www.kitegen.com/pdf/IEEECSM200712.pdf>>.

CEP: Climate energy package 2020. 2009. URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:2001_8>.

CHERUBINI, A. et al. Airborne wind energy systems: A review of the technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, vol. 51, pp. 1461–1476, 2015.

CHERUBINI, A.; VERTECHY, R.; FONTANA, M. Simplified model of offshore airborne wind energy converters. **Renewable Energy**, Elsevier, vol. 88, pp. 465–473, 2015.

COLEMAN, J. et al. Modelling of a synchronous offshore pumping mode airborne wind energy farm. **Energy**, Elsevier, vol. 71, pp. 569–578, 2014.

DESHPANDE, U. S. Recent advances in materials for use in permanent magnet machines—a review. In: IEEE. **Electric Machines and Drives Conference, 2003. IEMDC'03. IEEE International**. [S.l.], 2003. vol. 1, pp. 509–515.

DIEHL, M. M. **Real-Time Optimization for Large Scale Nonlinear Processes**. Thesis (PhD) — Ruprecht-Karls-Universität, Heidelberg, Germany, 2001. URL: <<http://archiv.ub.uni-heidelberg.de/volltextserver/1659/>>.

DIRSCHERL, C.; HACKL, C.; SCHECHNER, K. Pole-placement based nonlinear state-feedback control of the dc-link voltage in grid-connected voltage source power converters: A preliminary study. In: IEEE. **Control Applications (CCA), 2015 IEEE Conference on**. [S.l.], 2015. pp. 207–214.

FAGIANO, L. **Control of Tethered Airfoils for High-Altitude Wind Energy Generation**. Thesis (PhD) — Politecnico di Torino, Torino, Italy, 2009. URL: <www.jobymotors.com/public/img/media/fagiano.pdf>.

FATTORI, F.; ANGLANI, N. Review on the stochastic nature of photovoltaic generation and its impact on the energy systems: Why it matters. In: IEEE. **Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2015 IEEE**. [S.l.], 2015. pp. 1122–1129.

HABLY, A.; DUMON, J.; SMITH, G. Control of an airborne wind energy system with a magnus effect. In: IEEE. **American Control Conference (ACC), 2016**. [S.l.], 2016. pp. 4978–4983.

IEA. **Technology Roadmap: Wind Energy**. [S.l.]: International Energy Agency, 2013.

IEA. **World Energy Outlook**. [S.l.]: International Energy Agency, 2013.

IEA. **Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy**. [S.l.]: International Energy Agency, 2014.

IRENA. **Innovation Outlook: Offshore Wind**. [S.l.]: International Renewable Energy Agency, 2016.

KRAUSE, P. C. et al. **Analysis of electric machinery and drive systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013.

KRISHNAN, R. **Electric motor drives: modeling, analysis, and control**. [S.l.]: Prentice Hall, 2001.

KRISHNAN, R. **Permanent magnet synchronous and brushless DC motor drives**. [S.l.]: CRC press, 2009.

LELLIS, M. D. **AIRBORNE WIND ENERGY WITH TETHERED WINGS: MODELING, ANALYSIS AND CONTROL**. Thesis (PhD) — UFSC, 2016.

LELLIS, M. D. et al. Electric power generation in wind farms with pumping kites: An economical analysis. **Renewable Energy**, Elsevier, vol. 86, pp. 163–172, 2016.

LELLIS, M. D.; SARAIVA, R.; TROFINO, A. Turning angle control of power kites for wind energy. In: **52nd IEEE Conference on Decision and Control**. Firenze, Italy: IEEE, 2013. pp. 3493–3498. ISBN 978-1-4673-5717-3. URL: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6760419>>.

LOYD, M. L. Crosswind Kite Power. **Journal of Energy**, vol. 4, no. 3, pp. 106–111, 1980.

MAKANIPOWER. **Airborne Wind Turbines**. 2014. URL: <<http://www.google.com/makani>>.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J.; ROGERS, A. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. 2nd. ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2009.

MIHAILOVIC, Z. **Modeling and Control design of VSI-Fed PMSM drive systems with active load**. Master thesis (MSc) — Virginia Tech, 1998.

MILLER, T. **Permanent Magnet and Reluctance Motor Drives**. [S.l.]: Oxford, UK: Oxford Science Publications, 1989.

MILUTINOVIĆ, M.; ČORIĆ, M.; DEUR, J. Operating cycle optimization for a magnus effect-based airborne wind energy system. **Energy conversion and management**, Elsevier, vol. 90, pp. 154–165, 2015.

OCKELS, W. J. Laddermill, a novel concept to exploit the energy in the airspace. **Aircraft Design**, vol. 4, no. 2-3, pp. 81–97, 2001. URL: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1369886901000027>> .

PERERA, P. C. **Sensorless control of permanent-magnet synchronous motor drives**. Thesis (PhD) — AALBORG UNIVERSITY AALBORG, 2002.

QI, H.; ZHANG, Y.; GAO, N. Research and implement of pmsm regenerative braking strategy based on controllable rectification. In: IEEE. **Power Electronics and Drive Systems (PEDS), 2015 IEEE 11th International Conference on**. [S.l.], 2015. pp. 289–294.

RAGHEB, M.; RAGHEB, A. M. **Wind turbines theory-the betz equation and optimal rotor tip speed ratio**. [S.l.]: INTECH Open Access Publisher, 2011.

REDDY, K. et al. A review of integration, control, communication and metering (iccm) of renewable energy based smart grid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, vol. 38, pp. 180–192, 2014.

SARAIWA, R. **Aerofólios cabeados para geração de energia elétrica**. Master thesis (Mestrado - Curso de Engenharia de Automação e Sistemas) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2014.

SCHMEHL, R. (Ed.). **Airborne Wind Energy Conference – Book of Abstracts**. [S.l.]: the Netherlands: Delft University of Technology, 2015.

SCHMIDT, E. et al. State estimation of a tethered airfoil for monitoring, control and optimization. **IFAC**, 2017.

SETIAWAN, I. et al. Comparison of three popular pll schemes under balanced and unbalanced grid voltage conditions. In: IEEE. **Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), 2016 8th International Conference on**. [S.l.], 2016. pp. 1–6.

SMITH, C. A.; CORRIPIO, A. B. **Principles and practice of automatic process control**. [S.l.]: Wiley New York, 2008.

ŚWIERCZYŃSKI, D. **Direct Torque Control with Space Vector Modulation (DTC-SVM) of Inverter-Fed Permanent Magnet Synchronous Motor Drive**. Thesis (PhD) — WARSAW UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, 2005.

TAKAHASHI ISAO E NOGUCHI, T. A new quick-response and high-efficiency control strategy of an induction motor. **IEEE Transactions on Industry applications**, IEEE, no. 5, pp. 820–827, 1986.

THRESHER, R.; ROBINSON, M.; VEERS, P. To capture the wind. **IEEE power & energy magazine**, vol. 5, no. 6, pp. 34–46, 2007. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs/_all.jsp?arnumber=4383122>.

TIBOLA, G. **Sistema eólico de pequeno porte para geração de energia elétrica com rastreamento de máxima potência**. Master thesis (MSc), 2009.

TWINGTEC. 2017. URL: <<http://twingtec.ch>>.

VAS, P. **Sensorless Vector and Direct Torque Control**. illustrated edition. [S.l.]: Oxford University Press, USA, 1998. (Monographs in Electrical and Electronic Engineering). ISBN 0198564651,9780198564652.

WANG ZHENG E MA, B. Thread tension control of permanent magnet synchronous motor based on load torque observer. In: IEEE. **Control Conference (CCC), 2016 35th Chinese**. [S.l.], 2016. pp. 4605–4609.

WEBER, J. P. S. **Sistema de geração de energia eólica embarcado para aplicações em AWE (AIRBORNE WIND ENERGY)**. 2016.

WIDYAN, M. S. M. S. **Design, optimization, construction and test of rare-earth permanent-magnet electrical machines with new topology for wind energy applications**. Thesis (PhD) — KU Leuven, 2006.

ZELECHOWSKI, M. **Space vector modulated–direct torque controlled (dte-svm) inverter–fed induction motor drive**. Thesis (PhD), 2005.

APÊNDICE A - CONTROLE MÁQUINA

OBJETIVO

O objetivo desse apêndice é mostrar o desenvolvimento dos controladores da máquina baseados na estratégia FOC, ajustados de acordo com o inversor comercial que será utilizado: o CFW11 da WEG. São apresentados as definições dos controladores e a resposta do modelo completo, focando especificamente na máquina, isto é, considerando uma carga genérica. Algumas configurações do conversor utilizado também serão apresentados, junto com os parâmetros da máquina.

CONFIGURAÇÃO DE PARÂMETROS E ACIONAMENTO

A máquina utilizada no protótipo possui seus parâmetros indicados na Tabela 1. Esses valores foram usados para as simulações e, também, são empregados nas funções de transferência da máquina. São dados fornecidos pelo fabricante.

O conjunto máquina + inversor é comercial, projetado para trabalhar com velocidades superiores a nominal. Seu dispositivo possibilita o controle de sua operação tanto como motor quanto gerador. Trata-se de um inversor convencional e, portanto, não possui a função de frenagem regenerativa.

Tabela 1: Parâmetros da máquina elétrica.

Parâmetro	Valor
Potência	12 kW
Ke	157 V/krpm
Momento de Inércia	0,2252 kgm ²
Corrente nominal	46 A
Tensão nominal	380 V
Fator de potência - $\cos(\phi)$	0,96
Torque nominal	114,66 N.m
Frequência nominal	50 Hz
Resistência do estator	0,193 Ω
Indutância L_d	4,4 mH
Indutância L_q	8,7 mH
Fluxo dos ímãs ψ_m	0,2982 Wb

Para que fosse possível formular as estratégias de controle,

primeiramente analisou-se o diagrama com os reguladores de corrente, velocidade e torque do inversor CFW11 na Figura 1. Desse diagrama, é possível observar que o acionamento é baseado na estratégia de controle vetorial por campo orientado - FOC. São utilizados sensores de tensão, corrente e velocidade (encoder) para o funcionamento completo. O emprego da transformada de Park também é visível.

Em alguns casos o controlador de velocidade do tipo PI é o único acessível ao operador do inversor, o que dificulta a utilização de estratégias elaboradas pelo usuário. Nesse modelo, alguns outros parâmetros que influenciam o controlador podem ser ajustados, como: a tensão no *link CC*; regulação da tensão máxima.

Outro ponto que faz-se importante observar são os parâmetros de rampa para (des)aceleração. Estes impõem taxas de variações máximas para a velocidade (possível saturação da ação de controle), o que interfere no controle de uma maneira geral. O conjunto de parâmetros, retirados do manual do conversor, estão relacionados na Tabela 2.

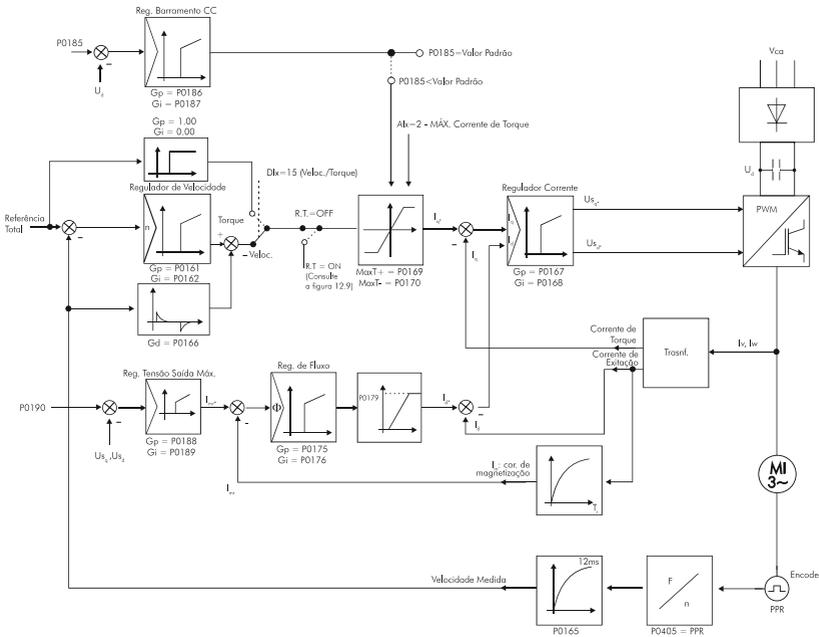


Figura 1: Controle vetorial implementado no conversor CFW11. Fonte: Manual WEG.

Tabela 2: Conjunto de parâmetros programáveis - CFW11.

Parâmetro	Funcionalidade	Faixa de Valores
P0161	K_p - velocidade	0,0 a 63,9
P0162	K_i - velocidade	0,0 a 9,9
P0165	Filtro de velocidade	0,012 a 1,0 s
P0166	K_d - velocidade	0,0 a 7,99 s
P0167	K_p - corrente	0,0 a 1,99
P0168	K_i - corrente	0,0 a 1,99
P0169	Max Corrente de Torque (+)	0,0 a 350%
P0170	Min Corrente de Torque (-)	0,0 a 350%
P0175	K_p - fluxo	0,0 a 31,9
P0176	K_i - fluxo	0,0 a 9,99
P0179	Fluxo Máximo	0 a 120 %
P0185	Nível regulação U_d	335 a 800 V
P0186	$K_p - U_d$	0,0 a 63,9
P0187	$K_i - U_d$	0,0 a 9,99
P0188	K_p - Tensão de saída	0,0 a 7,99
P0189	K_i - Tensão de saída	0,0 a 7,99
P0190	Tensão de saída Max	0 a 690 V

CONTROLE

Para projetar os controladores de velocidade e corrente da máquina, faz-se uso da teoria clássica. Dessa forma, as ferramentas utilizadas são o lugar das raízes e a resposta em frequência de cada FT. Ambas as funções de transferência foram deduzidas no capítulo 4. Como requisitos de projeto do controlador são adotados $\xi = 0,707$ e sobressinal máximo de 10%.

No que diz respeito as malhas de corrente, a função de transferência é a mesma para a corrente de eixo direto e de quadratura, apresentada na Equação (4.11). Substituindo pelos valores disponíveis na Tabela 1, reescreve-se para:

$$\frac{i_{sd}(s)}{u_{sd}^*(s)} = \frac{1}{L_d s + R_s} = \frac{1}{(4,4e^{-3})s + 0,77} \quad (1)$$

$$\frac{i_{sq}(s)}{u_{sq}^*(s)} = \frac{1}{L_q s + R_s} = \frac{1}{(8,7e^{-3})s + 0,77} \quad (2)$$

O ganho estático é o mesmo para ambos os eixos, uma vez

que depende apenas do valor da resistência do estator:

$$K_{d,q} = \frac{1}{R_s} = \frac{1}{0,77} = 1,2987 \quad (3)$$

E as constantes de tempo, que dependem das respectivas indutâncias:

$$\tau_d = \frac{L_d}{R_s} = \frac{4,4e^{-3}}{0,77} = 0,0057 \quad (4)$$

$$\tau_q = \frac{L_q}{R_s} = \frac{8,7e^{-3}}{0,77} = 0,0113 \quad (5)$$

O projeto do controlador de velocidade é feito somente após o ajuste das malhas de corrente, uma vez que compõem a malha externa do sistema. Substituindo os valores encontrados na Tabela 1 nas constantes de torque e atrito:

$$K_{te} \frac{3}{2} n_{pp}^2 \psi_m = \frac{3}{2} 3^2 0,2982 = 4,0257 \quad (6)$$

$$B_t = n_{pp}^2 B_l + B_m = 3^2 0,1 + 0,1 = 1 \quad (7)$$

A função de transferência (4.16) pode ser reescrita como:

$$\frac{\omega_e(s)}{u_{sq}^*(s)} = \frac{4,0257}{0,002s^2 + 0,2339s + 1} \quad (8)$$

Em posse das funções de corrente e velocidade do método FOC, pode-se determinar o ganho do controlador K_i e sua constante de tempo T_i . Bastante difundida na teoria de controle, a equação do controlador PI é representada em (9). Os valores para ambos os parâmetros são apresentados na Tabela 3.

$$C(s) = \frac{K_i(1 + sT_i)}{sT_i} \quad (9)$$

Tabela 3: Parâmetros dos Controladores.

Controlador	K_i	T_i
Velocidade	2	0,04
Corrente I_d	2	0,005
Corrente I_q	1,5	0,01

RESULTADOS

Para analisar a resposta dos controladores, foi utilizado o modelo completo apresentado na Figura 3.15, isto é, são utilizados blocos de simulação para o inversor, máquina e controle. Faz-se mudanças no torque de carga e na velocidade (incluindo o sentido de rotação) para analisar as respostas transitórias do controle FOC. Foram testados os dois modos de controle pelo ângulo de torque: o CTA - onde a referência da corrente de eixo direto é nula para maximizar o torque e o MTPA, que atua com ângulos de torque $\delta_t > 90^\circ$.

Quanto às referências utilizadas, normalmente sobressinais e oscilações de velocidade são indesejados em acionamentos e, por este motivo e também para evitar a perda de sincronização da máquina, os conversores comerciais de frequência utilizam rampas de aceleração. Utilizando o modo MTPA, o resultado para o controle de velocidade com uma carga que varia entre 15 a 114 N.m é apresentado na Figura 2. A resposta dos controladores de i_{sd} e i_{sq} estão ilustradas na Figura 3 juntamente aos sinais de controle e erro.

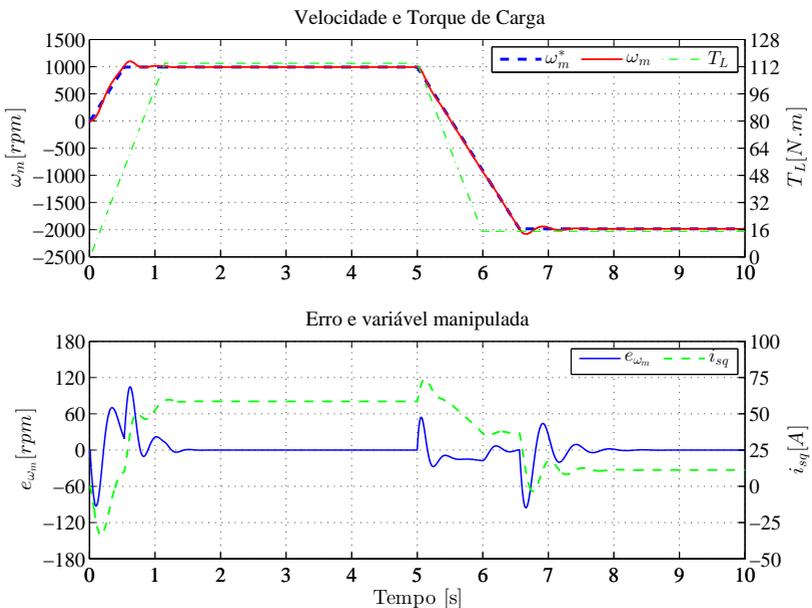


Figura 2: Controle de Velocidade usando MTPA.

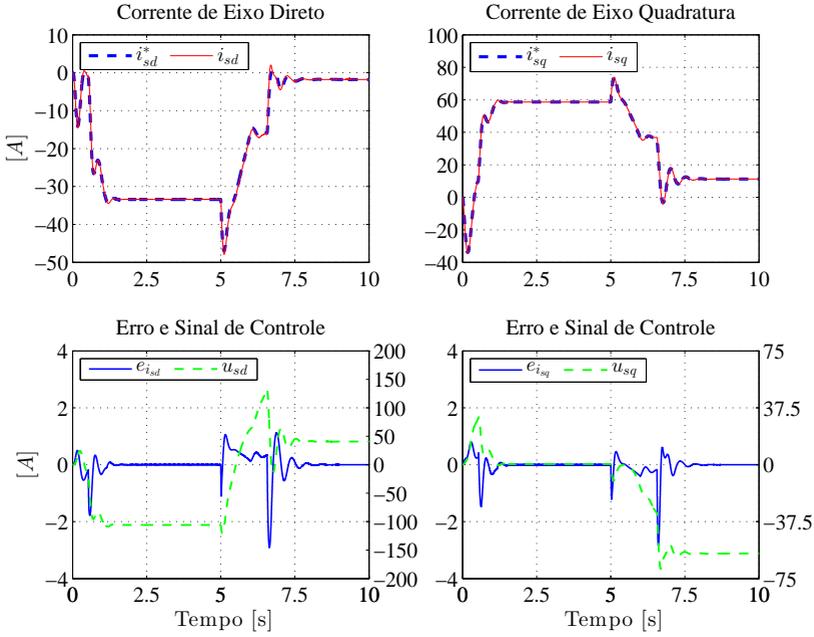


Figura 3: Correntes de eixo direto e quadratura usando MTPA.

Utilizando o CTA, obtêm-se resultados ligeiramente inferiores em desempenho do que em MTPA tanto para o controle de velocidade (Figura 4), como para o controle de corrente (Figura 5). Devido à análise desse resultado e também à revisão da literatura, como (ŚWIERCZYŃSKI, 2005) e (ZELECHOWSKI, 2005), não recomenda-se o uso do modo CTA para máquinas com elevada relação de saliência.

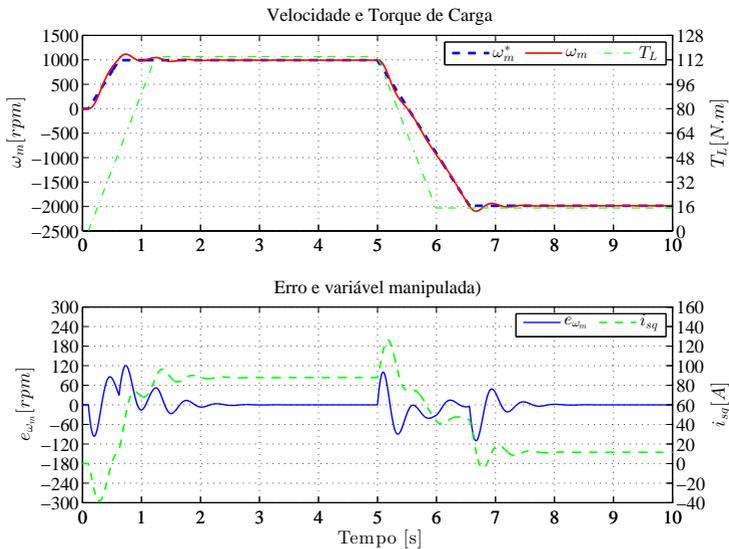


Figura 4: Controle de Velocidade usando CTA.

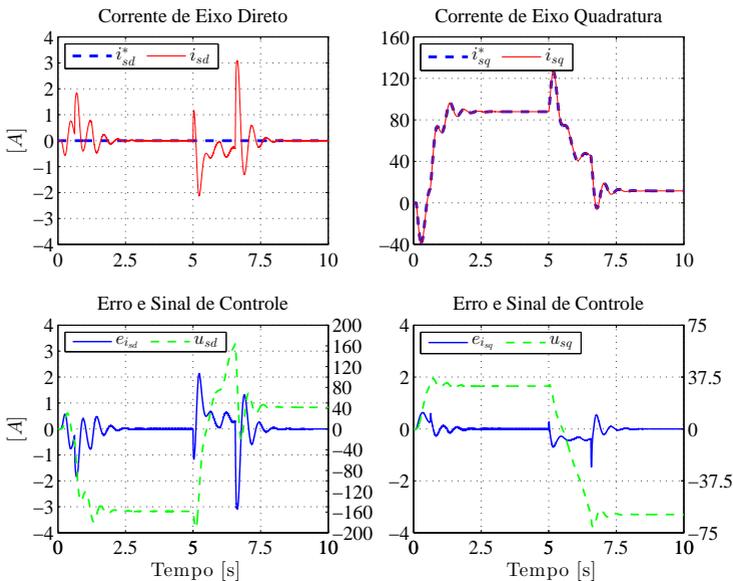


Figura 5: Correntes de eixo direto e quadratura usando CTA.

APÊNDICE B - GERAÇÃO EMBARCADA

OBJETIVO

O objetivo deste apêndice é resumir as atividades desenvolvidas no projeto da geração embarcada *Onboard Generation*. Mostra-se o conceito que está sendo desenvolvido e os primeiros resultados de simulação e práticos obtidos. Esse trabalho foi desenvolvido em conjunto com (WEBER, 2016).

CONCEITO

Uma vez que o *control pod* está suspenso e em movimento junto ao aerofólio, fornecer a energia elétrica para os dispositivos que o compõem é um grande desafio. Em grupos de pesquisa que trabalham com estruturas onde o(s) gerador(es) estão suspensos, como a *Makani Power* e *SkySails*, são utilizados cabos elétricos envolvidos no interior do cabo de tração. Esta solução apresenta algumas desvantagens como: aumento da complexidade e custo de confecção dos cabos, além do peso e arrasto considerável, o que se traduz em uma redução na produção de energia.

Como alternativa, o grupo UFSCkite vem estudando um meio de geração embarcada onde a abundante energia cinética disponível no fluxo de ar que incide no *control pod* é aproveitada por um aerogerador de pequeno porte. Para isso, é utilizado um sistema de gerenciamento de energia em conjunto com baterias de alta densidade de potência. Esta unidade de geração embarcada estará acoplada ao *control pod* e deverá observar as seguintes restrições e condições de operação:

- Peso máximo de 6 kg. Este peso se refere ao peso total do *control pod*, isto é, somando atuadores, sensores, baterias e sistema de geração. Portanto se faz necessário o uso de geradores com alta relação potência/peso. Além disso, visando um menor peso do sistema e maior eficiência na conversão de energia, é desejável que a turbina esteja acoplada diretamente ao gerador (sem o uso de redutor);
- Velocidades do vento incidente na turbina de 20 a 36 m/s;
- O sistema de geração deverá produzir uma potência média de 60 W para suprir a energia média gasta pelos atuadores e sensores;

- A velocidade de rotação da turbina a essa velocidade do vento pode ser extremamente alta, portanto a velocidade máxima de rotação do gerador deve ser observada.

PROJETOS E TRABALHOS DESENVOLVIDOS

A primeira etapa de projeto foi a especificação dos requisitos que precisam ser atendidos. Foram estabelecidas a faixa de velocidade (com base em resultados da equipe de *TU Delft*) e a potência necessária para a operação autônoma do *Kite*, estimada com base na atual unidade de controle.

Foi estabelecida uma versão inicial do sistema de geração embarcada, desenvolvida para análise da viabilidade deste conceito. Os componentes principais do sistema foram pré-dimensionados e um diagrama completo, ilustrando seus principais módulos, pode ser observado na Figura 6. Este sistema é composto por um conjunto turbina, gerador, baterias de LiFePo4, dispositivos de sensoriamento para controle e monitoramento.

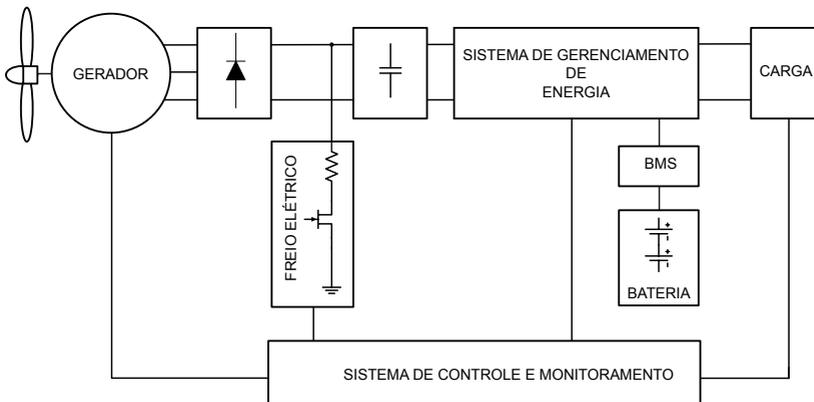


Figura 6: Diagrama Inicial do Sistema de Geração Embarcada. Fonte: Weber (2016).

Para os cálculos preliminares considerou-se um coeficiente de potência médio da turbina de $C_p = 0,2$ e uma eficiência do gerador $\eta_g = 0,85$ (termo que é inserido na equação (1.1) para representar a conversão eletromecânica de energia). Sabe-se que a densidade do ar é aproximadamente $\rho = 1,2 \text{ kg/m}^3$ e que a velocidade média do vento incidente no *control pod* é $v = 100 \text{ km/h}$. Utilizando esses

valores em conjunto com as relações da Equação (1.1), define-se um diâmetro de 18,7 cm.

Para estipular a velocidade de operação da turbina, deve-se primeiro definir o TSR (*tip-speed ratio*) ótimo para extrair a máxima potência, que pode ser aproximado por:

$$TSR \approx \frac{4\pi}{n} \quad (10)$$

Onde n é o número de pás da turbina. Utilizando este critério, o valor obtido para a rotação da turbina foi de 9000 rpm, sendo que este pode ser 25 a 30% maior que o nominal (RAGHEB; RAGHEB, 2011).

Não foram encontrados aerogeradores (turbina e gerador) projetados para trabalhar na faixa de potência e velocidade que o projeto exige. Optou-se por turbinas utilizadas em aeromodelos como um ponto de partida com 25,4 cm de diâmetro e ângulo *pitch* de 12,8°.

O primeiro modelo de simulação foi desenvolvido com base no que foi apresentado por (TIBOLA, 2009), para integrar a turbina com um pequeno gerador e bateria. Usando o modelo matemático da turbina eólica, é possível manipular a velocidade do vento para verificar a quantidade de energia produzida pelo gerador. O simulador da turbina eólica é baseado na equação (1.1) e suas sub-funções C_p e λ_{is} são apresentadas nas Equações (11) e (12).

$$C_p(\beta, \lambda) = C_1(C_2\lambda i + C_3\beta + C_4\beta^{C_5} - C_6)e^{\frac{C_7}{\lambda i}}, \quad (11)$$

onde:

$$\lambda i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + C_8\beta} - \frac{C_9}{\beta^3 + 1}}. \quad (12)$$

Os coeficientes C_1 à C_9 , utilizados para calcular o C_p de acordo com a equação (11), são obtidos de maneira empírica e dependem das características aerodinâmicas da turbina.

O modelo geral de simulação é apresentado na Figura 7. Estas simulações prévias indicaram que a potência média desejada de 60 W seria facilmente superada quando a velocidade de vento fosse superior a 100 km/h. Esse modelo forneceu dados para a escolha do motor e após a avaliação optou-se por utilizar um máquina BLDC. Alguns modelos diferentes foram encontrados e o que apresentou as melhores características foi o Koford 412. Essa máquina tem a

Tabela 4: Parâmetros do motor Koford 412.

Parâmetro	Valor
Polos	4
Velocidade máx.	19756 rpm
Tensão nominal	48 V
Potência nominal	430 W
Ke (cte FEM)	412 rpm/V
Indutância	0,11 mH
Eficiência máx.	94%
Peso	337 g

velocidade máxima de 19756 rpm e 430 W de potência nominal (Figura 8).

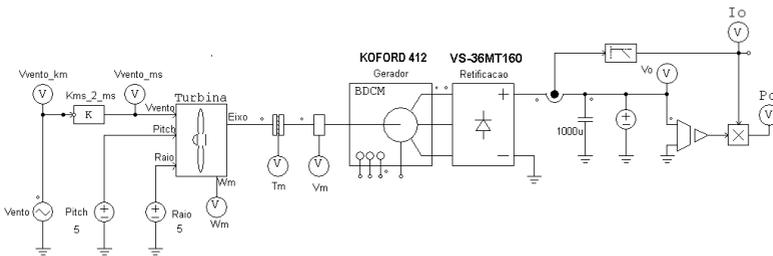


Figura 7: Modelo de Simulação. Fonte: Weber (2016).



Figura 8: Motor DC Brushless, modelo Koford 412, que será usado como gerador.

Os resultados obtidos até então possibilitaram o desenvolvimento de um protótipo para testes e validação. Foram realizados

testes em três configurações distintas: com um motor acoplado ao gerador; em um túnel de vento; em ambiente externo.

Apesar dos resultados prévios de simulação apontarem que a potência média de 60 W seria superada, devido à baixa eficiência na conversão de energia da turbina empregada a potência média atingida foi inferior à esperada. Na Figura 9 pode-se observar a variação da potência elétrica em função do tempo, tanto no modelo simulado (validado com base em resultados experimentais) quanto na prática. Para a realização deste teste utilizou-se uma bateria de 24 V conectada nos terminais da ponte retificadora e obteve-se uma potência de até 90 W com velocidades de 10000 a 13000 rpm.

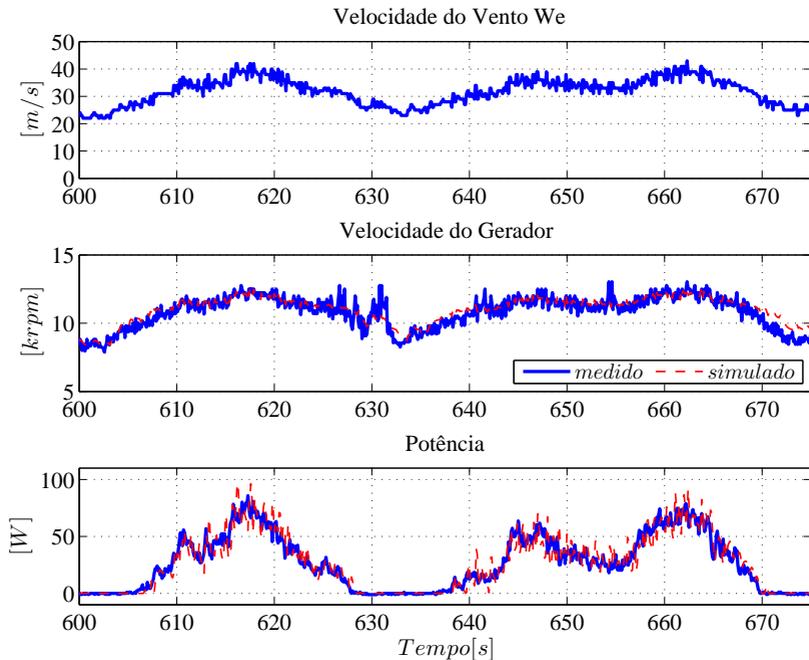


Figura 9: Resultados práticos e de simulação - *Onboard Generation*.

Existem alguns desafios que precisam ser superados para a inclusão do sistema de geração embarcada no *control pod*. Observou-se que utilizar uma turbina comercial projetada para aeromodelos pode não ser a melhor alternativa (que tem o objetivo produzir empuxo). Essa constatação baseia-se no fato que o ponto de operação (potência extraída em função da velocidade do vento) obtido com

o modelo inicial de simulação foi alterado devido à baixa eficiência da turbina.