

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

VALDIRENE VERDUM

**AEROGERADOR SEM NÚCLEO FERROMAGNÉTICO:
PROJETO, CONSTRUÇÃO E ENSAIOS**

Porto Alegre

2019

VALDIRENE VERDUM

**AEROGERADOR SEM NÚCLEO FERROMAGNÉTICO:
PROJETO, CONSTRUÇÃO E ENSAIOS**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Ály Ferreira Flores Filho

Porto Alegre

2019

VALDIRENE VERDUM

**AEROGERADOR SEM NÚCLEO FERROMAGNÉTICO:
PROJETO, CONSTRUÇÃO E ENSAIOS**

Esta tese foi julgada adequada para a obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Ály Ferreira Flores Filho, PPGEE-UFRGS

Doutor pela Cardiff University – Cardiff, Reino Unido.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Nelson Jhoe Batistela, UFSC

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil.

Profa. Dra. Adriane Prisco Petry, PROMEC-UFRGS

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Dra. Marília Amaral da Silveira

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Prof. Dr. Luís Alberto Pereira, PPGEE-UFRGS

Doutor pela Universität Kaiserslautern – Kaiserslautern, Alemanha.

Prof. Dr. Paulo Roberto Eckert, PPGEE-UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Prof. João Manoel Gomes da Silva Jr.

Porto Alegre, novembro de 2019

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família, minha mãe, Lorene Maria Verdum, ao meu pai, Valdemir Verdum (*in memoriam*), aos meus irmãos: Dirci que é professora, Uilder e Graci que se tornaram engenheiros civis em 2018/2 e a Isabel que se tornou dentista em 2019/1. Dedico também aos meus amigos, colegas, alunos e professores e especialmente ao Everson, que sempre me deu um bom motivo para sorrir.

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

À CAPES pela provisão da bolsa de doutorado.

Aos bolsistas Fábio Silva Firmo, Ranieri Bubans, Vanessa Resmini, Arthur Koucher, Mateus Marins, Douglas Kaue Romualdo, Giovanni Avila Marcolin, Gustavo Vintacourt e Filipe Moreira de Aguiar e Filipy Machado Dias que aceitaram o desafio de construir uma máquina não convencional, contribuindo com sua criatividade, esforço e comprometimento.

Ao colega Alvacir Alves Tavares, que sempre estava disposto a discutir diferentes aspectos de máquinas.

Aos colegas Igor Pasa Wiltuschnig, Mateus Cirolini, Ana Paula Zanatta, Ben Hur Boff, Paulo Roberto Eckert e Jefferson Alves Oliveira pela amizade e apoio no projeto e construção da máquina.

Aos professores: Roberto Petry Homrich, Marília Amaral Silveira e David George Dorrell pelo inestimável apoio no desenvolvimento do projeto da máquina.

Em especial ao professor Ály Ferreira Flores Filho, pelo apoio e orientação em cada etapa do desenvolvimento da tese.

RESUMO

Esta tese apresenta o estudo, projeto, análise, construção e testes de um gerador síncrono de ímãs permanentes sem núcleo ferromagnético e como pode ser avaliado o seu funcionamento. Através de um levantamento de potencial eólico são definidos os pré-requisitos de um gerador voltado para microgeração eólica em área urbana. Serão discutidas as vantagens e desvantagens de diferentes tipos de máquinas e será demonstrado como a tecnologia desenvolvida para grandes máquinas pode ser utilizada em pequenas turbinas. Será descrita uma metodologia para dimensionamento do gerador síncrono de fluxo radial com ímãs montados na superfície do rotor, com a análise através de método de elementos finitos e com modelagem matemática. O gerador sem núcleo ferromagnético é dimensionado de acordo com a teoria utilizada para o projeto de máquinas convencionais, com duas restrições principais: o diâmetro do rotor e a baixa densidade de fluxo magnético nos enrolamentos. O diâmetro do rotor é limitado devido à topologia proposta que fixa o rotor nas pás da turbina acoplada a um difusor e emprega um grande número de polos para o gerador elétrico. Para aumentar a indução magnética nos condutores, a estratégia adotada é aproximá-los dos ímãs de excitação, utilizando um formato plano de bobinas de camada única posicionadas adequadamente através de ranhuras de profundidade curta. É utilizado o método de elementos finitos para dois tipos de análise: magnetostática e de transiente. A análise magnetostática dos campos gerados pelos ímãs de excitação e pela bobina alimentada com corrente nominal calcula a distribuição de densidade de fluxo magnético na máquina. Pela análise de transiente se calcula as tensões induzidas em função da velocidade de rotação e as correntes em função de uma carga para fins de cálculo do rendimento. A carga foi selecionada devido à aplicação principal do aerogerador que é a injeção de potência na rede através de um inversor. Assim, a carga foi modelada com um resistor em paralelo com um capacitor ligada ao gerador elétrico através de uma ponte retificadora não controlada trifásica. O inversor opera com alimentação na faixa de 30 a 540 V em tensão contínua, com capacidade para até 9 A limitado pela potência de 2000 W. Além do método de elementos finitos, foi desenvolvida uma modelagem matemática da distribuição de densidade de fluxo magnético proveniente dos ímãs e da tensão induzida nos condutores. Esta modelagem permite o estudo preciso do gerador, especialmente quanto à geometria dos ímãs e o número de polos. O resultado do projeto é um gerador síncrono trifásico com 100 polos montados na superfície do rotor fixado às pontas das pás, com 150 bobinas planas na armadura, construídas com fio de cobre AWG 15. Com a construção do protótipo, será apresentada a análise experimental de um aerogerador de 1 kW, com velocidade nominal de 445 rpm, de alto rendimento. Os resultados apontam as vantagens da utilização de uma máquina com grande diâmetro, com elevado número de polos e sem núcleo ferromagnético para obter um alto rendimento a partir de uma pequena turbina. O aerogerador se destaca por suas menores perdas e apresenta um rendimento de 94% considerando somente as perdas Joule nos enrolamentos do estator, visto que, na ausência de núcleo ferromagnético, as perdas magnéticas são eliminadas e as perdas mecânicas por atrito devem ser avaliadas de acordo com o projeto estrutural e aerodinâmico da turbina.

Palavras-chave: Pequenas turbinas eólicas. Microgeração eólica. Gerador a ímãs permanentes. Geração distribuída. Gerador sem núcleo ferromagnético.

ABSTRACT

This thesis presents the study, design, analysis, construction and testing of a permanent magnet synchronous generator without ferromagnetic core and how its operation can be evaluated. Through a survey of wind potential, the prerequisites of a generator focused on wind microgeneration in urban area are defined. The advantages and disadvantages of different types of machines will be discussed and it will be demonstrated how technology developed for large machines can be used in small ones. A methodology will be described for sizing the radial flux synchronous generator with rotor surface mounted magnets, with finite element analysis and mathematical modeling. The generator without ferromagnetic core is dimensioned according to the theory used for the design of conventional machines, with two main restrictions: the rotor diameter and the low magnetic flux density in the windings. Rotor diameter is limited due to the proposed topology that attaches the rotor to the turbine blades coupled to a diffuser and employs a large number of poles for the electric generator. To increase the magnetic induction in the conductors, the strategy adopted is to bring them closer to the excitation magnets, using a flat shape of single layer coils properly positioned through short depth slots. The finite element method is used for two types of analysis: magnetostatic and transient. The magnetostatic analysis of the fields generated by the excitation magnets and the nominal current fed coil calculates the magnetic flux density distribution in the machine. Transient analysis calculates the induced voltage as a function of rotational speed and the currents as a function of load for the purpose of calculating the efficiency. The load was selected due to the main application of the wind turbine which is the injection of power into the grid through an inverter. Thus, the load was modeled with a resistor in parallel with a capacitor connected to the electric generator through a three-phase uncontrolled rectifier bridge. The inverter operates on a 30 to 540 V range DC supply with a capacity of up to 9 A limited by 2000 W power. In addition to the finite element method, a mathematical modeling of the magnetic flux density distribution from the magnets and the induced voltage on the conductors was developed. This modeling allows the precise study of the generator, especially regarding the geometry of the magnets and the number of poles. The result of the project is a 100-pole three-phase synchronous generator mounted on the blade tip rotor surface, with 150 flat coils in the armature, constructed with AWG 15 copper wire. The prototype construction will present the experimental analysis of a high efficiency 1 kW wind turbine with a rated speed of 445 rpm. The results point out the advantages of using a large diameter machine with a high number of poles and no ferromagnetic core to obtain a high efficiency with a small turbine. The wind turbine stands out for its lower losses and can yield 94% efficiency considering only the Joule losses in the stator windings, since in the absence of ferromagnetic core magnetic losses are eliminated and mechanical friction losses must be assessed according to the structural and aerodynamic design of the turbine.

Keywords: Small wind turbines. Wind microgeneration. Permanent magnets generator. Distributed generation. Ironless machinery.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Montagem do gerador síncrono na ponta das pás.....	20
Figura 2 - Montagem completa do gerador na ponta das pás.....	21
Figura 3 - Velocidade de partida do vento medida para uma turbina de 500 W. A unidades de aceleração, du/dt , é m/s^2	25
Figura 4 - Forças atuantes no perfil aerodinâmico da pá.....	26
Figura 6 - Velocidade linear do vento u , e velocidade de rotação ω	27
Figura 7 - Turbina com difusor fixado na ponta das pás.....	29
Figura 8 - Tubo de corrente (escoamento) com e sem difusor.....	30
Figura 9 - Diagrama de uma turbina de velocidade fixa.....	33
Figura 10 - Diagrama de uma turbina acionada por um gerador à indução com dupla alimentação.....	34
Figura 11 - Diagrama de uma turbina de velocidade variável sem caixa de engrenagens.....	34
Figura 12 - Máquinas estudadas (1 – núcleo do rotor, 2 – PM, 3 – enrolamento do estator). (a) 1R-CA-RFPMG. (b)2R-CA-RFPMG. (c)1R-HA-RFPMG. (d) 2R-HA-RFPMG. (e) 1R-CA-AFPMG. (f) 2R-CA-AFPMG. (g) 1R-HA-AFPMG. (h) 2R-HA-AFPMG.....	36
Figura 13 - Vista frontal da topologia selecionada para o projeto do RFPMG.....	39
Figura 14 - Vista isométrica em corte.....	40
Figura 15 - Fluxograma de projeto.....	42
Figura 16 - Medições de velocidade do vento em Torres, RS a 4,66 m de altitude e 10 m de altura.....	45
Figura 17 - Efeito da altura na velocidade do vento em diversas topografias.....	47
Figura 18 - Curva de potência da turbina $P_m(u)$	49
Figura 19 - Distribuição de Weibull para Torres, RS.....	50
Figura 20 - Produção Anual de Energia em Torres, RS (turbina com diâmetro de 1,5 m).....	50
Figura 21 - Conjugado aerodinâmico de uma turbina com $\lambda = 3,5$ em função da velocidade.....	52
Figura 22 - Seção da culatra de MDF do estator – Vista frontal (dimensões em mm).....	56
Figura 23 - Projeto da culatra do rotor para o encaixe dos ímãs permanentes.....	59
Figura 24 - Dimensionamento da culatra em alumínio do rotor (mm).....	60
Figura 25 - Etapas de colagem dos ímãs permanentes.....	61
Figura 26 - Orientação de magnetização dos ímãs permanentes dos polos do rotor.....	61
Figura 27 - Processo de fixação das peças do rotor.....	62
Figura 28 - Geometria do rotor.....	63
Figura 29 - Linhas de fluxo magnético sobre um polo em uma máquina com núcleo ferromagnético (a) e com a mesma topologia, mas com material FR4 (b).....	64
Figura 30 - Capa acrílica para usinagem das ranhuras.....	65
Figura 31 - Enrolamento de camada única – a, b e c indicam a fase da bobina e o sinal indica o sentido da corrente.....	67
Figura 32 - Vista isométrica do enrolamento.....	68
Figura 33 - Enrolamento da armadura.....	70
Figura 34 - Peça externa com fenda para encaixe do condutor (dimensões em mm).....	70
Figura 35 - Peça externa sem fenda (dimensões em mm).....	71
Figura 36 - Peça central para molde interno da bobina (dimensões em mm).....	71
Figura 37 - Fixação da bobina com adesivo epóxi.....	72
Figura 38 - Espira circular de corrente.....	73
Figura 39 - Espira quadrada de corrente.....	74
Figura 40 - Circuito magnético para o cálculo das indutâncias.....	75
Figura 41 - Variação do rendimento da máquina em função da velocidade de rotação.....	78

Figura 42 - Disco do Rotor de MDF – Vista frontal da meia seção (dimensões em mm).	79
Figura 43 - Densidade de fluxo magnético produzido pelos ímãs, simulação MEF.	80
Figura 44 - Densidade de fluxo magnético através do enrolamento do estator, simulação MEF.	81
Figura 45 - Malha para simulação MEF.	82
Figura 46 - Densidade de fluxo magnético em uma bobina com 9 espiras e corrente de 3,5A (a) na superfície dos condutores, (b) no ar.	83
Figura 47 - Nível de tensão para diferentes velocidades da turbina eólica.	84
Figura 48 - Circuito para análise de transiente com carga RC.	85
Figura 49 - Tensão de fase, simulação MEF com carga RC.	86
Figura 50 - Potência gerada, simulação MEF com carga RC.	86
Figura 51 - Conjugado com carga nominal, simulação MEF com carga RC.	87
Figura 52 - Corrente de fase, simulação MEF com carga RC.	88
Figura 53 - Tensão retificada na saída do inversor, simulação MEF com carga RC.	88
Figura 54 - Geometria de dois passos polares da máquina para modelagem analítica.	92
Figura 55 - Densidade de fluxo magnético produzida pelos ímãs permanentes no enrolamento.	97
Figura 56 - Tensão induzida por fase.	98
Figura 57 - Tensão eficaz em função da velocidade de rotação.	99
Figura 58 - Tensão induzida por fase considerando 20 pares de polos.	101
Figura 59 - Tensão induzida por fase considerando 70 pares de polos.	101
Figura 60 - Gabaritos para construção das bobinas planas.	102
Figura 61 - Tensão induzida por fase, com encobrimento polar $k_m = 0,50$	103
Figura 62 - Tensão induzida por fase, com encobrimento polar $k_m = 0,80$	104
Figura 63 - Tensão induzida por fase com encobrimento polar $k_m = 2/\pi$	104
Figura 64 - Medições de densidade de fluxo magnético das bobinas	109
Figura 65 - Bobinas conformadas.	110
Figura 66 - Circuito para determinação das indutâncias mútuas.	111
Figura 67 - Caracterização de ímã permanente de NdFeB.	112
Figura 68 - Bancada de testes.	113
Figura 69 - Circuito equivalente para o ensaio de circuito aberto por fase.	114
Figura 70 - Diagrama de ligações para os ensaios em vazio.	114
Figura 71 - Curva estimada do conjugado a vazio.	115
Figura 72 - Tensão eficaz de fase em função da rotação.	116
Figura 73 - Tensão de fase a vazio, a 230 Hz (278 rpm).	116
Figura 74 - Tensão de fase a vazio, a 370 Hz (444 rpm).	117
Figura 75 - Estrutura de suporte ao gerador – Vista isométrica.	118
Figura 76 - Diagrama de ligação do gerador com carga.	119
Figura 77 - Tensão por fase no gerador com carga retificada de 3,3 A.	121
Figura 78 - Tensão por fase no gerador com carga retificada de 0,57 A.	122
Figura 79 - Potência na saída do inversor (W).	122
Figura 80 - Rendimento do protótipo.	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Desempenho de turbinas com difusor	31
Tabela 2 - Frequência anual da velocidade do vento em Torres, RS.	46
Tabela 3 - Parâmetros aerodinâmicos de projeto.....	51
Tabela 4 - Dados de operação do aerogerador.	52
Tabela 5 - Materiais considerados para construção do rotor.	54
Tabela 6 - Especificações iniciais do gerador.	55
Tabela 7 - Propriedades de diferentes imãs.	57
Tabela 8 - Parâmetros do modelo para estudo do número de polos.	100
Tabela 9 - Variação do número de polos.	100
Tabela 10 -Variação do encobrimento polar.	102
Tabela 11 - Especificações finais do protótipo.....	105
Tabela 12 - Informações técnicas do medidor LCR-600.....	108
Tabela 13 - Resistências	110
Tabela 14 - Informações técnicas referentes a medição de tensão do multímetro DMM 4040.	110
Tabela 15 - Indutâncias (μH)	111
Tabela 16 - Dimensões das amostras de NdFeB.	111
Tabela 17 - Características magnéticas – NdFeB.....	112
Tabela 18 - Medições de conjugado a vazio	115
Tabela 19 - Potência de saída em função da tensão contínua para configurar o inversor.	120
Tabela 20 - Cálculo das Perdas Mecânicas	124
Tabela 21 - Cálculo das perdas Joule (W) com $R_a = 1,31 \Omega$	125
Tabela 22 - Determinação da potência fornecida ao gerador (W).....	125
Tabela 23 - Cálculo do Rendimento	125
Tabela 24 - Cálculo do rendimento do sistema elétrico.	126

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas

AFPMG gerador a ímãs permanentes de fluxo axial

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

CEEE Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica

EDO Equação Diferencial Ordinária

EDP Equação Diferencial Parcial

INMET Instituto Nacional de Meteorologia

LMEAE Laboratório de Máquinas Elétricas, Acionamentos e Energia

LMF Laboratório de Mecânica dos Fluidos

MEF método de elementos finitos (*finite element method*)

PDF Função de distribuição de probabilidades

RFPMG gerador a ímãs permanentes de fluxo radial

LISTA DE SÍMBOLOS

- \vec{B} vetor densidade de fluxo magnético (T)
- \vec{B}_c vetor densidade de fluxo magnético nos condutores (T)
- μ viscosidade dinâmica do fluido (Ns/m²)
- μ_0 permeabilidade do vácuo (H/m).
- μ_{rc} permeabilidade relativa do ímã (H/m).
- A densidade linear de corrente (A/m)
- b fator de forma da PDF de Weibull
- B_g valor eficaz de densidade de fluxo magnético (T)
- b_m largura do ímã permanente (m)
- B_p valor de pico densidade de fluxo magnético nos condutores (T)
- B_{s1} largura máxima da ranhura (m)
- B_{s2} largura do dente do estator (m)
- C conjugado mecânico (Nm)
- c corda do perfil aerodinâmico (m)
- C_p coeficiente de potência mecânica de rotação
- C_t coeficiente de conjugado aerodinâmico da turbina
- C_v coeficiente de velocidade
- D_g diâmetro externo do rotor (m)
- D_w diâmetro do fio de cobre (mm)
- E intensidade de campo elétrico (V/m)
- E_{an} tensão induzida por fase (V)
- f.e.m.* Força eletromotriz (V)
- F força (N)
- F_c fator de capacidade

F_m força magnética (N)

f_u frequência na superfície dos ímãs (Hz)

g distância entre o rotor e o estator (m)

\vec{H} vetor intensidade de campo magnético (A/m)

h_f altura da culatra do rotor para fixação dos ímãs (m)

h_m altura do ímã (no sentido radial) da máquina (m)

H_m máxima intensidade de campo magnético (A/m)

I_a corrente de fase (A)

J magnetização (A/m)

J_s densidade de corrente superficial (A/m)

k fator de segurança

k_d fator de distribuição

k_m encobrimento polar (%)

k_p fator encurtamento de passo

k_w fator de enrolamento

L_{lav} comprimento médio de uma espira (m)

L_{le} comprimento da conexão terminal (m)

L_a comprimento axial (m)

L_f indutâncias próprias por fase (H)

L_m indutâncias mútuas (H)

L_i comprimento axial efetivo (m)

l_λ comprimento médio do fluxo magnético das bobinas (m)

\dot{m} fluxo de massa (kg/s)

M momento de inércia (kgm²)

m número de fases

n vetor unitário normal à superfície/ número de harmônicas

N_l número de espiras por fase na armadura

n_l ordem da velocidade crítica

N_b número de pás

n_s velocidade rotacional (rps)

p número de pares de polos

p_1 pressão de estagnação na entrada do duto difusor (Pa)

p_2 pressão estática na saída do duto difusor (Pa)

P_e potência elétrica (W)

P_J potência das perdas Joule (W)

P_m potência mecânica de rotação (W)

q número de ranhuras por polo e por fase

Q_s número de ranhuras no estator

Q_T conjugado aerodinâmico da turbina (Nm)

$R_{I_{dc}}$ resistência medida através de alimentação com corrente contínua (Ω)

R_a resistência da armadura por fase (Ω)

R_c raio intermediário da posição das bobinas do enrolamento (m)

Re número de Reynolds

R_g raio externo da posição dos ímãs permanentes da máquina elétrica (m)

R_i raio interno da culatra do rotor da máquina elétrica (m)

R_m raio interno da posição dos ímãs permanentes da máquina elétrica (m)

R_o raio externo da culatra do estator da máquina elétrica (m)

R_t raio do rotor eólico (comprimento das pás da turbina) (m)

R_w raio interno do estator da máquina elétrica (m)

S área da superfície transversal (m^2)

S_a seção transversal dos condutores (m^2)

S_n potência aparente (VA)

T, t tempo (s)

\bar{u} fator de escala da função de distribuição de probabilidades (PDF) de Weibull

u velocidade do vento livre (m/s)

U_n tensão de linha (V)

u_n velocidade nominal do vento de projeto (m/s)

V_{an} tensão de fase nos terminais da máquina (V)

V_{cc} tensão retificada (V)

V_p pico de tensão (V)

W energia de interação magnética (J)

X_d reatância síncrona de eixo direto por fase da armadura (Ω)

X_q reatância síncrona de eixo em quadratura por fase da armadura (Ω)

Y módulo de elasticidade do material ou módulo de Young (Pa)

y_q passo polar em número de ranhuras

Z altura do local da instalação (m)

Z_n impedância nominal (Ω)

z_q número de condutores de uma bobina

Z_r altura de referência (m)

α número de caminhos paralelos do enrolamento

Γ circulação (m^2/s)

δ_P coeficiente de pressão diferencial

η razão entre potência de saída sobre a potência de entrada (%)

θ ângulo de torção da pá ($^\circ$)

λ razão de velocidades na ponta da pá (*tip speed ratio* – TSR)

ν razão de Poisson

ν harmônica

ρ massa específica (kg/m^3)

σ_l condutividade elétrica (Ωm)⁻¹

σ_{mec} máxima tensão mecânica (Mpa)

τ_p passo polar (m)

τ_w passo da ranhura (m)

ψ potencial magnético escalar total (A)

ω velocidade angular (rad/s)

ω_∞ velocidade na esteira (no eixo horizontal do rotor eólico) (rad/s)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	OBJETIVOS	21
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
2.1	AVANÇOS TECNOLÓGICOS NA GERAÇÃO EÓLICA	23
2.2	PEQUENAS TURBINAS EÓLICAS	24
2.3	TURBINAS EÓLICAS E DIFUSORES	26
2.4	MÁQUINAS ELÉTRICAS PARA GERAÇÃO EÓLICA	32
2.5	MÁQUINAS SEM NÚCLEO FERROMAGNÉTICO (<i>IRONLESS</i>)	34
3	METODOLOGIAS DE PROJETO PARA O GERADOR ELÉTRICO	39
3.1	FLUXOGRAMA DE DIMENSIONAMENTO	41
3.2	CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA MECÂNICA GERADA PELA TURBINA EÓLICA	43
3.3	PARTE ESTRUTURAL	53
3.4	DIMENSIONAMENTO DO ROTOR DE ÍMÃS PERMANENTES	56
3.5	DIMENSIONAMENTO DO ENROLAMENTO DA ARMADURA	62
3.6	DETERMINAÇÃO DAS INDUTÂNCIAS	72
3.7	PERDAS E RENDIMENTO	76
3.8	SIMULAÇÃO MAGNETOSTÁTICA E DE TRANSIENTE EM MEF	80
3.9	MODELAGEM MATEMÁTICA DA DENSIDADE DE FLUXO MAGNÉTICO DO ROTOR E DA TENSÃO INDUZIDA	89
4	ANÁLISE EXPERIMENTAL DO PROTÓTIPO	108
4.1	ENROLAMENTO DO ESTATOR	108
4.2	POLOS MAGNÉTICOS DO ROTOR	111
4.3	TESTES A VAZIO	113
4.4	TESTES COM CARGA	118
4.5	DETERMINAÇÃO DO RENDIMENTO	123
5	CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	127
5.1	RECOMENDAÇÕES	128
5.2	TRABALHOS FUTUROS	130
6	REFERÊNCIAS	131

1 INTRODUÇÃO

Esta tese é direcionada para a microgeração eólica distribuída em áreas urbanas como solução alternativa para a crescente demanda energética. Apesar de existirem muitos projetos comerciais nesta área, há pouco conhecimento específico voltado para a microgeração, especialmente em locais com poucos ventos, com restrição de espaço e questões intrínsecas de segurança como em áreas urbanas.

Esta tese apresenta um gerador eólico que visa utilizar em um contexto de microgeração, alguns dos avanços tecnológicos desenvolvidos para grandes turbinas. As turbinas eólicas geralmente operam com velocidades baixas. As maiores turbinas operam a cerca de 20 rpm e as menores chegam a 600 rpm. Os geradores elétricos mais comuns de quatro polos operam a velocidades de 1200 a 1800 rpm. Podem ser utilizadas caixas de engrenagens para elevar a velocidade no eixo da máquina elétrica. A utilização destas caixas de engrenagens pode resultar em consideráveis perdas mecânicas. Com o aumento do número de pares de polos (ANAYA-LARA et al., 2009), foi possível eliminar as caixas de engrenagens e isto representou um aumento no rendimento dos sistemas de geração eólica, além de reduzir os custos de manutenção.

Algumas vantagens da geração distribuída são a diminuição das perdas associadas à transmissão de energia e o aumento da confiabilidade do sistema elétrico. Assim, espera-se que o resultado da pesquisa incentive a geração eólica nesta faixa de potência de até 75 kW, que caracteriza a microgeração, de acordo com a Resolução Normativa N° 687 da ANEEL, de 24 de novembro de 2015. Esta resolução alterou a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012 que caracterizava como microgeração a faixa de potência até 100 kW.

A compensação de energia permite que o consumidor injete na rede a energia de sua produção que excede seu consumo, revertendo em créditos para consumo futuro. A compensação é diferente da comercialização de energia. A comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (consumidor especial), é regulamentada pela Resolução Normativa N° 247, DE 21 de dezembro de 2006 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2006).

Neste contexto, esta tese propõe a utilização de um aerogerador de pequeno porte com um difusor acoplado à turbina e com a parte elétrica ativa localizada na periferia das pás. Esta configuração como proposta se torna vantajosa uma vez que, com o aumento do diâmetro do

gerador, é possível aumentar o número de polos e, conseqüentemente, a frequência das tensões e correntes elétricas, mesmo com baixa velocidade de rotação, como ocorre com turbinas de grande porte. Desta forma, é possível dispensar o uso de engrenagens multiplicadoras de velocidade que acarretam perdas mecânicas da ordem de 10 a 15% (WOOD, 2011) e aumentam custos.

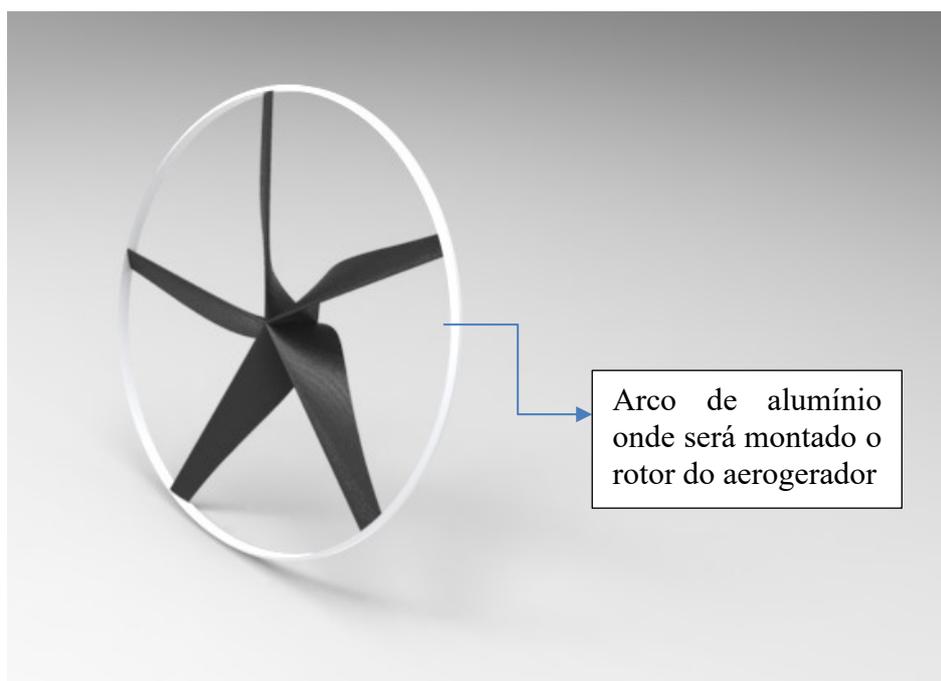
A velocidade do ar que escoar através das pás pode ser aumentada através de um difusor. O difusor é um dispositivo cujo volume aumenta ao longo do seu comprimento, na direção de passagem do ar, formando, uma região de baixa pressão, que será preenchida pelo fluxo de ar que passa pela turbina, acelerando suas partículas nesta região. Assim ocorre um aumento na vazão mássica de ar, e, conseqüentemente, na extração de energia cinética quando comparado à turbina sem difusor.

A literatura aponta um grande potencial eólico a ser explorado no Rio Grande do Sul (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2014), num cenário de uma crescente demanda energética, e de cada vez mais escassos recursos hídricos (energia renovável) para usinas de grande porte.

Há considerável literatura sobre a geração eólica (GASCH; TWELE, 2012), (BURTON et al., 2011), (WOOD, 2011), (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009), e é possível, a partir dela, estimar-se a sua viabilidade técnica, para determinado raio da pá da turbina a determinadas velocidades de vento. No caso da microgeração, como seu local de instalação nem sempre apresenta melhores ventos, mais importante do que considerar sua potência nominal e eficiência na velocidade nominal, é garantir o seu desempenho nas menores velocidades. Enquanto na fase de projeto, é importante considerar as condições extremas de geração, determinadas pela velocidade nominal para garantir a segurança do dimensionamento, na fase de operação do aerogerador é preciso considerar seu desempenho frente à intermitência do vento.

Com a finalidade de melhorar não só a partida da turbina como seu rendimento em baixas velocidades, propõe-se aumentar a disponibilidade da área que fornece maior sustentação próxima ao eixo do rotor, que normalmente é ocupada pela nacelle. Para tanto, o gerador elétrico será posicionado nas pontas das pás (Figura 1).

Figura 1 - Montagem do gerador síncrono na ponta das pás.



Fonte: Autora

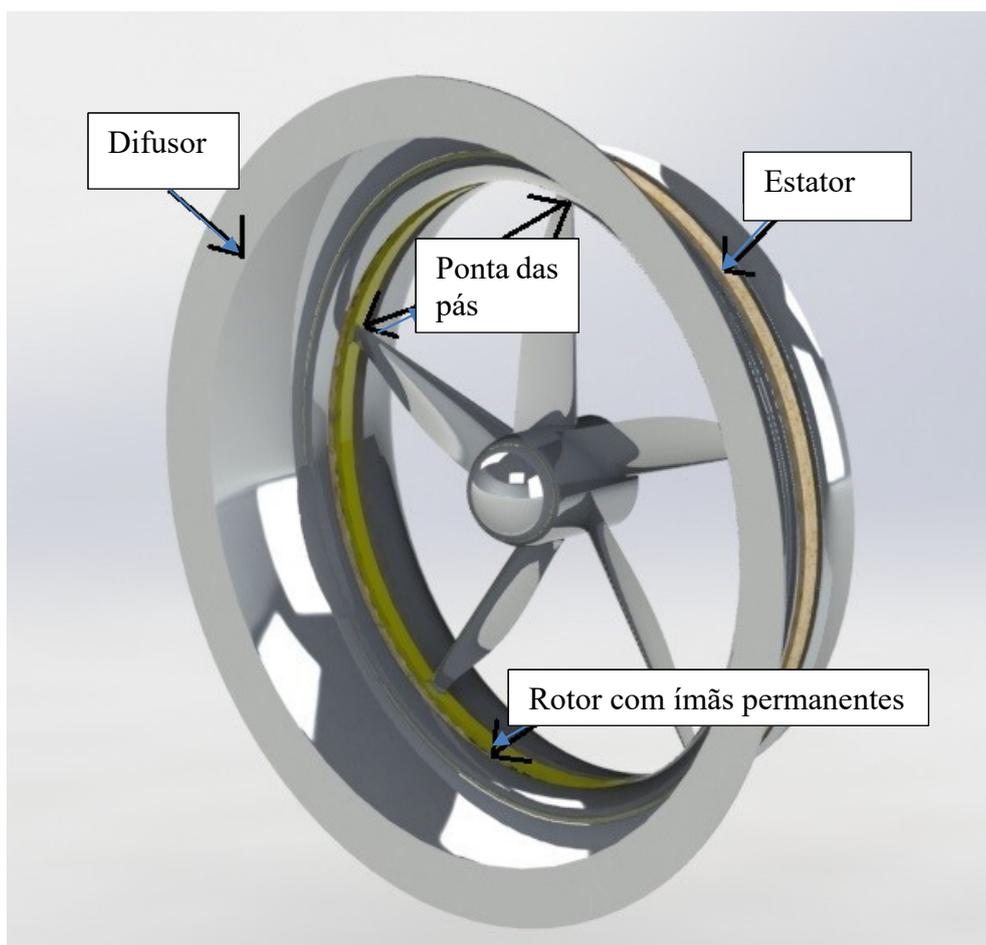
Esta topologia (vide Figura 2), além das vantagens aerodinâmicas, apresenta algumas vantagens para o projeto de uma máquina *ironless* devidas ao aumento do volume ativo disponibilizado pela estrutura.

Uma das vantagens é o aumento do número de polos. Para um dado nível de potência elétrica gerada, quanto maior for a tensão, menores serão as correntes. Como as principais perdas de uma máquina *ironless* são as perdas Joules, quanto menor a corrente, maior será o rendimento da máquina. No caso da máquina proposta as restrições de tensão são dadas pelo inversor de potência que será utilizado para a conexão com a rede. As perdas Joule também pode ser reduzidas aumentando-se a seção dos condutores de cobre, pois a resistência é inversamente proporcional ao seu diâmetro.

Outra vantagem da máquina é o espaço disponível para as bobinas planas. Com um número maior de espiras por fase é possível obter uma tensão mais elevada.

Entretanto, o maior desafio para o aumento da tensão elétrica e da conversão eletromecânica de energia é a densidade de fluxo magnético produzida pelos ímãs, que tende a ser reduzida na ausência de núcleos ferromagnéticos.

Figura 2 - Montagem completa do gerador na ponta das pás.



Fonte: Autora

Resumindo, com o projeto da turbina é possível determinar os pré-requisitos para a máquina elétrica como o diâmetro interno do rotor, onde será conectado com as pás e a velocidade de operação da máquina. Outro requisito importante é o conjugado de relutância que deve ser menor que 1% do conjugado eletromagnético nominal (WOOD, 2011) para ter um impacto minimizado na partida da turbina.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo geral desta tese é projetar um gerador elétrico adequado a uma topologia de fixação do rotor na ponta das pás de uma turbina com potência nominal de 1kW para velocidade nominal do vento de 10 m/s.

Os objetivos específicos são:

- a) Dimensionar um aerogerador sem núcleo ferromagnético adequado para uma turbina de 1,5 m de diâmetro de 1,1 kW e velocidade nominal de 445 rpm. Para tanto será utilizada uma estimativa de cálculo da potência gerada em função da velocidade do vento.
- b) Estudar diferentes parâmetros de projeto da máquina através do método de elementos finitos e modelagem matemática.
- c) Construir um protótipo do aerogerador para validar os resultados de projeto.
- d) Analisar os resultados experimentais do protótipo construído.

Para atingir os objetivos da tese, será abordado o estado da arte de aerogeradores de pequeno porte, máquinas elétricas sem núcleo ferromagnético e outros tipos de máquinas no capítulo 2.

No capítulo 3 serão descritas as metodologias utilizadas para a determinação do projeto eletromagnético da máquina, desde a caracterização da potência mecânica fornecida pela turbina até o dimensionamento completo do gerador elétrico. Neste capítulo será utilizado o equacionamento usual da teoria de máquinas com núcleo ferromagnético com núcleo ferromagnético para um projeto básico e a seguir são utilizados métodos numéricos e modelagem analítico para um cálculo preciso do desempenho do gerador projetado.

No capítulo 4 serão abordadas as análises experimentais a partir de ensaios e testes de um protótipo construído de acordo com as metodologias apresentadas no capítulo precedente.

No capítulo de Conclusões e Recomendações serão retomados os pontos principais da tese que poderão ser utilizados no projeto de máquinas, especialmente sem núcleo ferromagnético.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Com a finalidade de contextualizar esta tese, será descrita a trajetória do desenvolvimento tecnológico voltado para a geração eólica. A maior parte destes avanços é utilizada atualmente no projeto e construção de turbinas de grande porte. Como a tese se limita à microgeração distribuída, e tem como objetivo projetar e construir o protótipo de gerador elétrico de 1 kW, também serão apontados os principais desafios de um aerogerador de pequeno porte.

Serão apresentadas as vantagens e desvantagens dos sistemas de velocidade fixa e variável para geração eólica e das máquinas elétricas utilizadas. Devido ao seu alto rendimento, serão abordadas máquinas sem núcleo ferromagnético e supercondutoras.

2.1 AVANÇOS TECNOLÓGICOS NA GERAÇÃO EÓLICA

O uso da energia eólica teve sua origem nas civilizações asiáticas da China, Tibete, Índia, Afeganistão e Pérsia (REDLINGER; ANDERSEN; MORTHORST, 2001) e depois se espalhou para a Europa através de moinhos utilizados para o bombeamento de água e moagem de grãos. Com o advento da máquina a vapor no século XVIII, a demanda mundial por energia gradualmente mudou para técnicas e máquinas baseadas em processos termodinâmicos.

Como resultado, a importância da energia eólica diminuiu durante o século XIX e mais ainda durante o século XX, embora nunca tenha sido totalmente abandonada e até modernizada com a troca da madeira pelo aço na construção das pás.

Em 1891, Poul la Cour e uma equipe de cientistas de uma escola em Askov, na Dinamarca, instalou o primeiro centro de produção de eletricidade do mundo através de turbinas eólicas e estabeleceu uma estação de testes, financiado pelo governo dinamarquês. Como resultado disso e da escassez de combustível durante a Primeira Guerra Mundial, em 1918 um quarto (120) de todas as estações de energia rurais dinamarquesas usaram turbinas eólicas para gerar eletricidade. Essas turbinas tinham capacidade nominal de 20 a 35 kW (REDLINGER; ANDERSEN; MORTHORST, 2001).

Após a crise do petróleo da década de 1970, o interesse na energia eólica voltou a crescer, com novos materiais e tecnologias. Compósitos como fibra de vidro mostraram-se apropriado para as pás do rotor da turbina eólica, o projeto das pás tem se tornado cada vez mais sofisticado; e controles eletrônicos para as turbinas também continuam a avançar.

Turbinas eólicas comercialmente competitivas cresceram de 55 kW no início de 1980 para mais de 10 MW hoje (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2019; REDLINGER; ANDERSEN; MORTHORST, 2001). Estudos indicaram que as turbinas eólicas têm um custo ideal para tamanhos de 500 a 800 kW ou mais. Outros fatores além do custo da turbina em si podem determinar o tamanho das futuras turbinas comerciais. São fatores como logística e impacto na paisagem que podem diferenciar o tamanho da turbina de um mercado para outro. Por isso há interesse no desenvolvimento de novas turbinas em uma variedade de tamanhos, não apenas desenvolvimento de turbinas cada vez maiores, como foi o caso nos anos 90.

2.2 PEQUENAS TURBINAS EÓLICAS

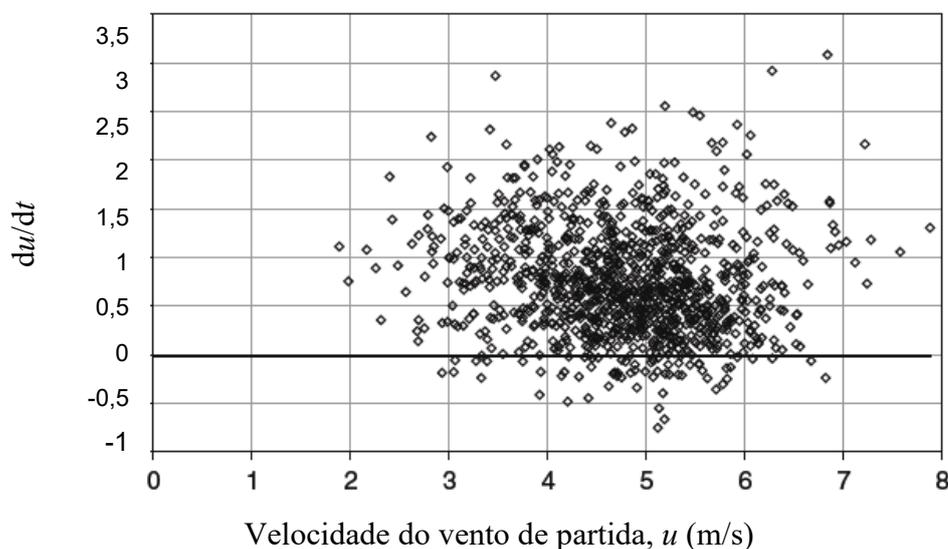
Os principais desafios das turbinas eólicas de pequeno porte são a partida que é dificultada pela baixa velocidade dos ventos no local de instalação e as perdas mecânicas e elétricas que podem reduzir consideravelmente o rendimento.

Em baixas velocidades de vento, torna-se mais difícil gerar sustentação suficiente para mover as pás. A turbina parte quando o conjugado aerodinâmico nas pás estacionárias excede o conjugado de relutância do gerador elétrico e o conjugado associado às perdas. A norma IEC 61400-12 (IEC, 2017) define a velocidade de partida como “a mais baixa velocidade média na altura do eixo em que a turbina gera potência”.

Wood (2011) apresenta o estudo de uma pequena turbina de 500 W. De acordo com a sua curva de potência, a velocidade do vento para a partida da turbina é de 4 m/s. A Figura 3 apresenta as medições de velocidade de partida desta turbina com uma média de 4,8 m/s (WOOD, 2011).

De acordo com Wood (2011), a combinação de longos períodos de partida e variação de direção do vento que tende a aumentar com a redução da velocidade significa que muitas sequências de partida serão afetadas por erros de alinhamento do eixo (*yawing*). Além disso, frequentemente podem ser necessárias rajadas de vento de 2 para 6 m/s em cerca de 3 segundos. Isto equivale a dizer que ventos de 4 m/s podem não ser suficientes para movimentar a turbina devido a aspectos mecânicos e aerodinâmicos. Por isso é importante que o *cogging torque* e aqueles associados às perdas da máquina elétrica sejam consideravelmente reduzidos.

Figura 3 - Velocidade de partida do vento medida para uma turbina de 500 W. A unidades de aceleração, du/dt , é m/s^2 .



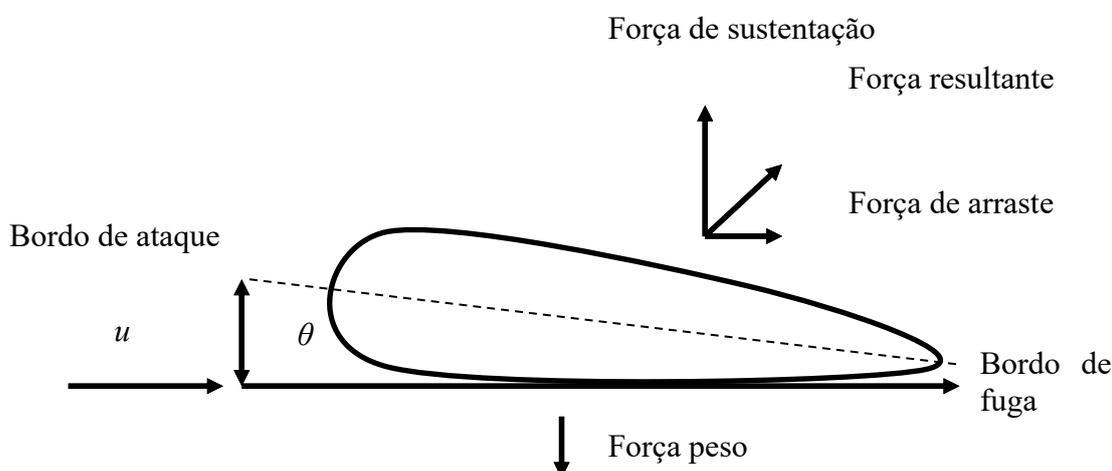
Fonte: (WOOD, 2011) (License Number 3871530199084).

A partida se caracteriza por um longo período de baixa aceleração (*idling period*) que pode durar 85 s para uma turbina de pequeno porte e que pode ser aumentado quando o conjugado de relutância for maior que 10% do conjugado nominal. (WOOD, 2011).

No perfil de uma pá como representado na Figura 4, há basicamente, quatro forças que atuam na pá. As forças aerodinâmicas são devidas à variação da pressão que o ar exerce em cada parte da superfície da pá (força normal) e da viscosidade entre o ar e a pá (forças tangenciais). A força peso não é de origem aerodinâmica e as outras três forças são a força de arrasto (paralela e na mesma direção do vento), a força de sustentação (perpendicular ao vento) e o empuxo que é a força que a turbina exerce contra o vento.

A partida da turbina é causada predominantemente pela força de sustentação, que é maior onde o ângulo θ (ângulo de torção da pá) é maior, o que normalmente ocorre na raiz da pá. Wood (2011) dedica um capítulo ao estudo do desempenho da turbina nas velocidades baixas e de partida, com um equacionamento detalhado para otimização do projeto aerodinâmico.

Figura 4 - Forças atuantes no perfil aerodinâmico da pá



Fonte: Autora

Com base nesses estudos, esta tese propõe facilitar a partida da turbina, para diminuir os períodos de ociosidade e obter um alto rendimento, reduzindo algumas perdas mecânicas e elétricas. A topologia proposta com o rotor fixado na extremidade externa das pás indica um diâmetro muito maior do que é normalmente utilizado para máquinas com núcleo ferromagnético de 1kW. Esta característica é associada a máquinas sem núcleo ferromagnético. Como a densidade de fluxo magnético é reduzida devido à dispersão, estas máquinas costumam ser maiores em relação as máquinas com núcleo ferromagnético com o mesmo nível de potência. As vantagens de eliminar o *cogging torque* e as perdas magnéticas são os principais atrativos destas máquinas.

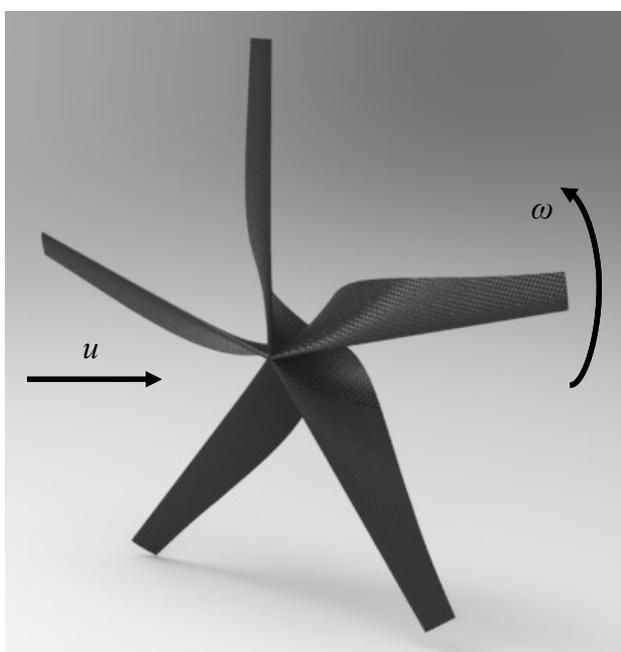
2.3 TURBINAS EÓLICAS E DIFUSORES

Ao incidir nas pás, o vento diminui sua velocidade, com a conversão de parte da energia cinética do vento (1) em energia cinética de rotação, ou potência mecânica. O fluxo de massa de ar pode ser calculado multiplicando-se a densidade específica do ar ρ , que varia de 1,0 a 1,25 kg/m³, a área A varrida pelas pás e o deslocamento das partículas no tempo dx/dt , ou seja, sua velocidade.

$$P_m = \frac{1}{2} \dot{m} u^2 = \frac{1}{2} \rho_a A \frac{dx}{dt} u^2 = \frac{1}{2} \rho_a A u^3 \quad (1)$$

De acordo com Betz, o máximo de energia cinética do vento que pode ser convertida em potência mecânica de rotação é teoricamente 16/27, ou seja, 59% (GASCH; TWELE, 2012), (BURTON et al., 2011) que é um coeficiente de potência levado em consideração no projeto das pás. O coeficiente de potência para Betz é dado em função de λ , que é a razão entre a velocidade tangencial das pás ω (rad/s) e a do vento u (m/s), (Figura 5) $\lambda = \omega R_t / u$, onde R_t é o raio da pá (m). No caso de turbinas de pequeno porte, dados experimentais indicam um coeficiente de potência em torno de 35% (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

Figura 5 - Velocidade linear do vento u , e velocidade de rotação ω .



Fonte: Autora

Outro conceito importante em aerodinâmica é o número de Reynolds, Re que é utilizado para o cálculo do regime de escoamento de um fluido sobre uma superfície, que pode ser classificado como turbulento ou laminar. Trata-se de um quociente das forças inerciais (devidas à velocidade) pelas forças viscosas, $Re = \rho u c / \mu = u c / \nu$, onde u é a velocidade do fluido, c é a dimensão do escoamento, neste caso a corda do perfil aerodinâmico, μ é viscosidade dinâmica do fluido e ρ é sua massa específica. Por exemplo, para uma velocidade de vento de 10 m/s, ν é 0,0000151 m²/s (viscosidade do ar seco a 20°C) e comprimento da corda (Figura 4) de 0,20 m, o número de Reynolds é 132.000.

Em baixos números de Reynolds (40.000 a 500.000) (SELIG; DETERS; WILIAMSON, 2011), prevalece o escoamento laminar. Para qualquer número de Reynolds >>

1, as forças viscosas são importantes somente na região adjacente à superfície devido à camada limite, e as forças inerciais prevalecem.

As duas forças principais que atuam no perfil aerodinâmico são a força de sustentação e a força de arrasto. A sustentação é um deslocamento para cima devido à redução de pressão atmosférica sobre um perfil aerodinâmico. O arrasto é um deslocamento para trás devido à incidência dos ventos no sentido horizontal. Duas forças atuam num corpo bidimensional imerso em um fluido (seção da pá, Figura 4): uma é devida à pressão e é normal à superfície; e outra é devida à tensão de cisalhamento e é tangencial. Num perfil aerodinâmico, a magnitude da pressão é muitas vezes maior e contribui pouco com o arrasto, por isso a força de sustentação pode ser muito maior. Conforme o número de Reynolds diminui, as forças viscosas aumentam em magnitude em comparação com as forças inerciais, e as camadas de contorno na superfície do aerofólio (seção bidimensional, projetada para provocar variação na direção da velocidade de um fluido) aumentam, aumentando sua forma efetiva de modo a diminuir a sustentação e aumentar o arrasto devido ao efeito do atrito na superfície (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009), (WOOD, 2011). Para número de Reynolds abaixo de 50.000, os perfis aerodinâmicos não são capazes de produzir sustentação.

Na ausência de efeitos desejáveis do número de Reynolds maior, observa-se que o conjugado aerodinâmico da turbina Q_t é proporcional ao raio R_t das pás à terceira potência, conforme (2). A velocidade de rotação é $R_t\omega_\infty$, onde ω_∞ é a velocidade na esteira em torno do eixo horizontal. Além disso, $R_t\omega_\infty$ é proporcional a $N_b\Gamma$, onde N_b é o número de pás e Γ é a circulação em torno da pá. Por isso as microturbinas frequentemente têm cinco ou mais pás. O coeficiente de conjugado nas pás é dado por (WOOD, 2011):

$$C_t = \frac{Q_t}{\frac{1}{2}\rho u^2 \pi R_t^3} = \frac{N_b \Gamma u}{\pi} = 2R_t \omega_\infty u \quad (2)$$

Assim, o número de Reynolds é considerado na escolha do aerofólio, que neste caso, com um perfil mais largo é mais eficiente para aumentar a força de sustentação. Em resumo, o baixo número de Reynolds contribui pouco para a rotação da turbina devido à baixa velocidade do fluido ou fluxo de massa.

O dimensionamento da pá de acordo com a metodologia de Betz é bem estabelecido e detalhado na literatura (BURTON et al., 2011; GASCH; TWELE, 2012; MANWELL;

MCGOWAN; ROGERS, 2009) conhecida como Método do Elemento da Pá. (*BEM – Blade Element Method*). Este dimensionamento é feito a partir da definição do raio da pá dividido em seções; para cada seção é calculada a corda e o ângulo de torção para obter a máxima extração de potência, cujo limite teórico é 59%. Com a definição da geometria das pás, é possível calcular a curva de potência da turbina, que indica o nível de potência gerado em função da velocidade do vento em m/s ou da velocidade de rotação em rpm.

Diversos estudos reconhecem que a vazão de massa através de uma turbina pode ser aumentado consideravelmente com um difusor (vide Figura 6) que mantenha uma pressão baixa a jusante do rotor eólico (GILBERT; OMAN; FOREMAN, 1978), (HANSEN; SØRENSEN; FLAY, 2000), (SHAHSAVARIFARD; BIBEAU; CHATOORGOON, 2015).

A pressão subatmosférica causa uma sucção que melhora a vazão de ar e aumenta a potência de saída em até 4 ou 5 vezes, se comparada a uma turbina sem difusor (FOREMAN, 1981). O contorno esquemático do escoamento de ar é apresentado na Figura 7 comparando a turbina com e sem difusor.

Com base em projetos alternativos comercialmente orientados, Foreman (1981) apresenta um estudo de viabilidade econômica de turbina com difusores para diferentes níveis de potência, considerando um aumento de 5,5 na potência de saída devido ao difusor.

Figura 6 - Turbina com difusor fixado na ponta das pás.



Fonte: Autora

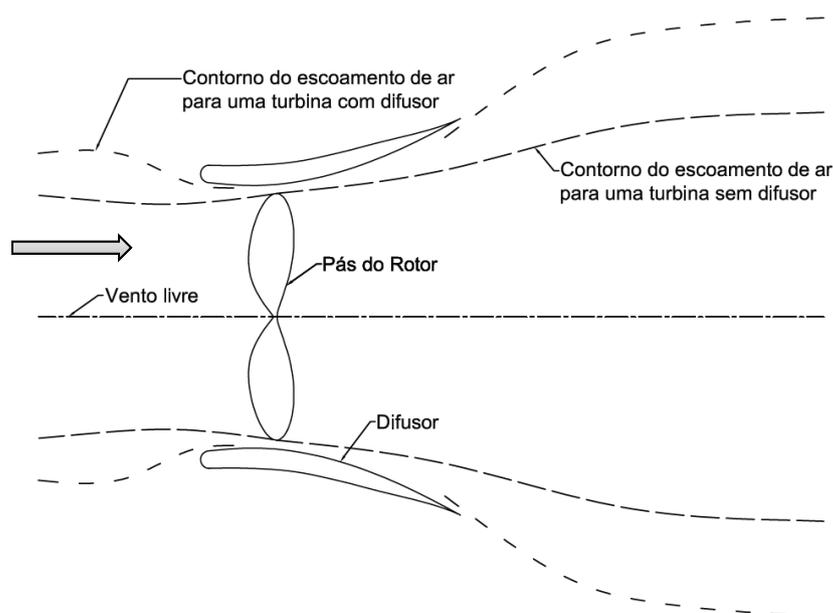
A Tabela 1 apresenta os dados das turbinas analisadas por ele. Foram estimados preços de venda das turbinas para o consumidor final (industrial ou rural), considerando custos fixos e variáveis de produção, custos indiretos, custos administrativos e lucros, de acordo com práticas

normais de mercado, sem incentivos fiscais. O estudo de Foreman concluiu que para uma turbina de 150 kW o custo de eletricidade era equivalente a 4/5 do custo da energia da rede de distribuição para consumidores industriais e 10% menor para consumidores rurais (FOREMAN, 1981). Para as turbinas menores, o estudo concluiu que o custo de geração era equivalente ao custo da rede.

Essa tese é parte do projeto de pesquisa CNPQ 406809/2013-6 integrado por equipes dos programas de pós-graduação em Engenharia Elétrica e em Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul que tem por objetivo a concepção e o dimensionamento de um pequeno aerogerador que opere em baixas velocidades de vento, para aplicações em ambientes urbanos.

O projeto do aerogerador envolve o uso de turbina com difusor desenvolvida pela equipe da Engenharia Mecânica (LUZ, 2019). O difusor selecionado utiliza o perfil NACA2421 com comprimento de corda $c/D = 1/3$ e ângulo de ataque de 7% com aba de $h/D = 0,1$ para velocidade nominal do vento de 10m/s. Trata-se de um difusor de comprimento axial reduzido para fins de testes no túnel de vento disponível, de acordo com os procedimentos de avaliação experimental também desenvolvidos no departamento de Engenharia Mecânica da UFRGS (GARRÉ, 2015)

Figura 7 - Tubo de corrente (escoamento) com e sem difusor.



Fonte: Adaptado (FOREMAN, 1981)

Tabela 1 - Desempenho de turbinas com difusor

<i>Diâmetro do rotor (m)</i>	<i>Comprimento axial do difusor (m)</i>	<i>Potência nominal (kW)</i>	<i>Velocidade nominal (m/s)</i>	<i>Potência gerada (kWh) com 7 m/s</i>
2,7	2,0	11,2	11,63	47200
6,8	4,3	60	10,94	267000
11	6,6	150	10,72	674000

Fonte: (FOREMAN, 1981)

Para viabilizar a instalação de unidades de microgeração eólica (até 75 kW) é necessário aumentar a produção de energia, e, conseqüentemente, diminuir o custo por kWh. A potência extraída de uma turbina em um duto depende basicamente do seu coeficiente de velocidade C_v , da área transversal do duto (GRANT; JOHNSTONE; KELLY, 2008), ou seja,

$$P_m = \frac{C_v}{3\sqrt{3}} \rho \frac{1}{2} \delta_p^{3/2} u^3 \quad (3)$$

onde δ_p é um coeficiente de pressão diferencial $(p_1 - p_2)/(1/2 \rho u^2)$, considerando a pressão de estagnação na entrada do duto p_1 e a pressão estática na saída p_2 .

Em geral, os estudos demonstram que um baixo fator de capacidade e um alto custo por kWh (GRANT; JOHNSTONE; KELLY, 2008); (HJORT; LARSEN, 2014) ainda dificultam a viabilidade econômica de microgeração eólica urbana, mas demonstram que o limite de Betz é excedido através de simples dutos ou difusores.

Num centro urbano, a necessidade de medidas de segurança é aumentada ao expor um número maior de pessoas a qualquer risco. Com a aplicação do difusor também se tem uma estrutura de contenção das pás em caso de ruptura, causada por ventos extremos ou descargas atmosféricas, o que aumenta a segurança dos equipamentos da instalação e das pessoas.

Neste trabalho, serão conduzidos cálculos de carregamento mecânico, elétrico e magnético para assegurar a viabilidade técnica do aerogerador proposto. No que se refere ao carregamento mecânico, por exemplo, é feito um estudo do material para verificar suas resistências mecânicas nas dimensões de projeto e suas solicitações mecânicas.

Uma das soluções propostas na tese é a utilização de um núcleo não ferromagnético para o gerador elétrico. Desta forma, sua parte ativa são os ímãs permanentes no rotor e o enrolamento no estator da máquina. As principais vantagens são a eliminação do conjugado de relutância, a diminuição do peso, maior resistência à corrosão do material utilizado e menor exigência quanto à estanqueidade. O emprego de material não ferromagnético contribui na eliminação das perdas por histerese e por correntes parasitas com conseqüente aumento do

rendimento. Um dos desafios da máquina sem núcleo ferromagnético é o dimensionamento considerando a densidade de fluxo magnético de excitação consideravelmente menor do que nas máquinas com núcleo ferromagnético em que o núcleo ferromagnético concentra o fluxo magnético e reduz a dispersão.

2.4 MÁQUINAS ELÉTRICAS PARA GERAÇÃO EÓLICA

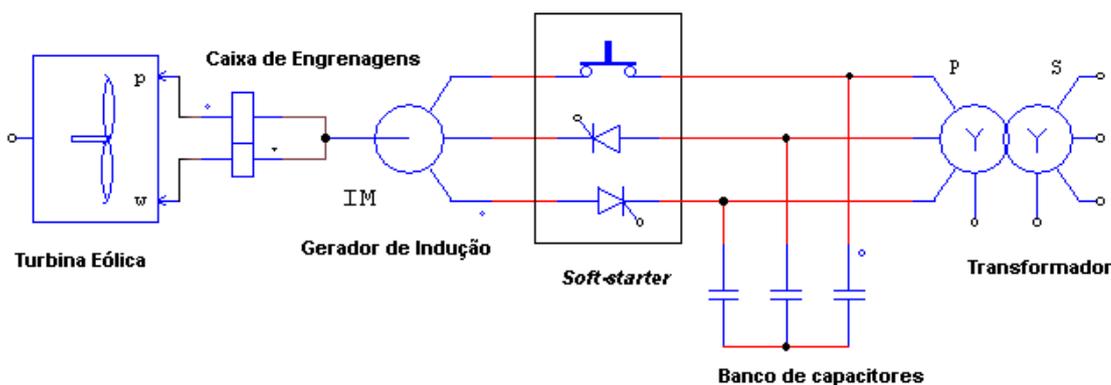
Há diversos tipos de máquinas elétricas que podem ser utilizados para a conversão da energia de rotação da turbina eólica em energia elétrica. Em geral as máquinas maiores tendem a operar com velocidade variável enquanto as turbinas menores e mais simples em geral com velocidade fixa (ANAYA-LARA et al., 2009).

Com a grande variedade de estudos analíticos e numéricos sobre as máquinas elétricas, é possível otimizar vários tipos de máquinas para que atendam aos requisitos (potência, velocidade, dimensões) de acordo com os critérios estabelecidos. A topologia pode variar bastante com o comprimento, largura e altura do ímã permanente, direção de magnetização, posição interna ou na superfície, com ou sem chanfro no caso de máquinas a ímãs permanentes. Atualmente é possível simular algumas topologias em ferramentas computacionais disponíveis no mercado como RMxpert da Ansys ou SPEED.

Turbinas de velocidade fixa geralmente consistem em um rotor aerodinâmico conectado a um eixo de baixa velocidade, uma caixa de engrenagens, um eixo de alta velocidade e um gerador de indução. O escorregamento da máquina de indução pode variar pouco com o nível de potência de modo que a velocidade não é completamente constante, mas como a variação é menor que 1%, este tipo de sistema é considerado de velocidade fixa. Geralmente são utilizados capacitores para corrigir o fator de potência das máquinas de indução com gaiola de esquilo pois consomem potência reativa indutiva. A Figura 8 ilustra este tipo de sistema. A função da unidade *soft-starter* é elevar o fluxo magnético gradualmente, minimizando transientes durante a energização do gerador. Uma das vantagens desse sistema é utilizar um gerador de indução que pode ser de baixo custo. As desvantagens principais são as perdas mecânicas e a grande necessidade de manutenção associadas à caixa de engrenagens.

Os sistemas de velocidade variável mais comuns são as turbinas com gerador de indução de dupla alimentação (*doubly fed induction generator* DFIG) e as turbinas acopladas a conversores que operam em ampla faixa de velocidades (*fully rated converted*, FRC) com máquinas síncronas ou à indução.

Figura 8 - Diagrama de uma turbina de velocidade fixa.



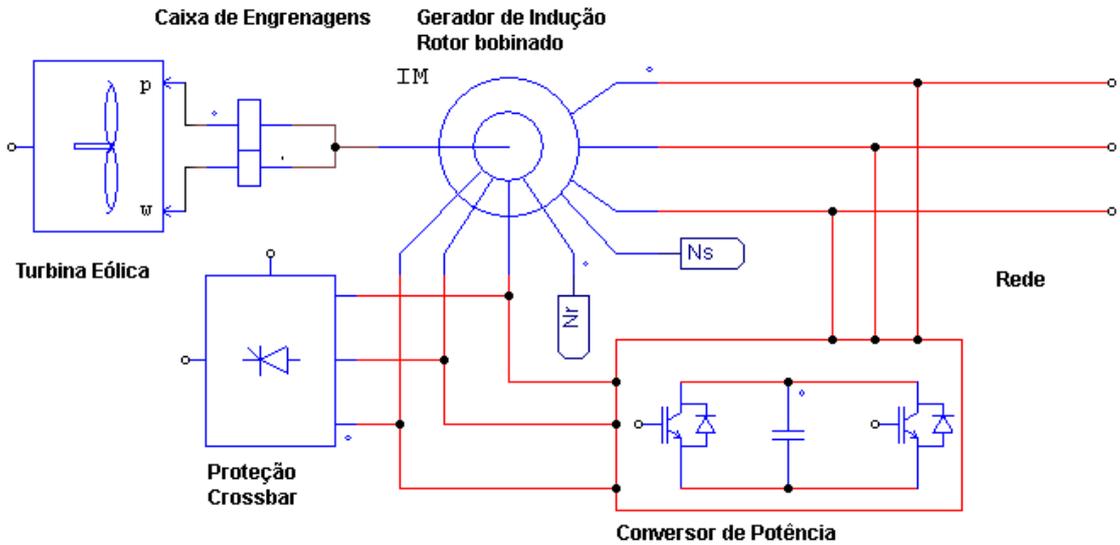
Fonte: Adaptado (ANAYA-LARA et al., 2009)

Uma típica configuração de um sistema DFIG utiliza anéis coletores para direcionar a corrente de ou para o enrolamento do rotor para variar a velocidade através de uma tensão controlável na frequência do escorregamento. (MULLER; DEICKE; DE DONCKER, 2002). O sistema DFIG pode injetar potência na rede tanto através do estator do gerador quanto dos conversores e o rotor pode absorver potência (vide Figura 9). Uma das vantagens deste sistema é que os inversores podem ser dimensionados para 25% da potência do aerogerador (MULLER; DEICKE; DE DONCKER, 2002). A principal desvantagem do sistema DFIG é a utilização de caixa de engrenagens.

Os sistemas FRC podem incluir ou não uma caixa de engrenagens e podem ser usados com diversos tipos de máquinas síncronas de rotor bobinado ou a ímãs permanentes ou máquinas de indução, pois toda a potência gerada é fornecida à rede através de um inversor, de modo que a dinâmica de operação do gerador elétrico fica isolado (vide Figura 10). A frequência elétrica do gerador pode variar com a velocidade do vento enquanto a frequência da potência injetada na rede permanece constante. A principal desvantagem desse sistema é utilizar um inversor na potência nominal, o que pode aumentar o custo. Este tipo de sistema pode operar com baixas velocidades sem caixa de engrenagens, diminuindo as perdas mecânicas a ela associadas.

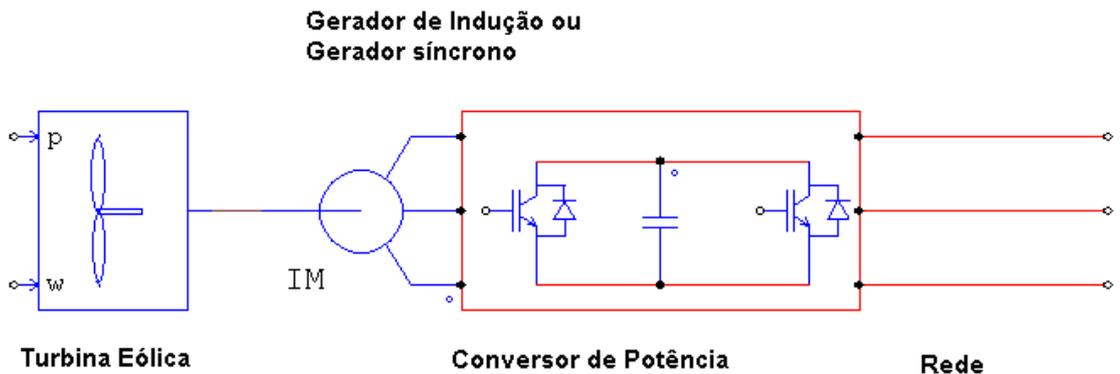
Os sistemas que não utilizam caixa de engrenagens geralmente são adequados para velocidades baixas típicas de turbinas eólicas de 20 a 60 rpm. Neste caso o gerador é conectado diretamente ao eixo da turbina e possui um diâmetro maior e número maior de polos comparado aos geradores convencionais de quatro polos que operam a 1800 rpm (ANAYA-LARA et al., 2009).

Figura 9 - Diagrama de uma turbina acionada por um gerador à indução com dupla alimentação.



Fonte: Adaptado (MULLER; DEICKE; DE DONCKER, 2002)

Figura 10 - Diagrama de uma turbina de velocidade variável sem caixa de engrenagens.



Fonte: Autora

Estas tecnologias representaram um grande avanço para turbinas de grande porte, sendo uma tendência o projeto e construção de turbinas cada vez maiores. Em maio de 2019, a General Electric anunciou a construção da Haliade-X, uma turbina de 12 MW de potência nominal, com altura de 260 m, um rotor de 220 m com hélices de 107 m cada (DUCHAMP, 2019). Entretanto para pequenas turbinas comerciais, estudos apontam o atual baixo rendimento da geração dos sistemas. (RATHOD; KULKARNI; ROY, 2013).

2.5 MÁQUINAS SEM NÚCLEO FERROMAGNÉTICO (*IRONLESS*)

Máquinas de ímãs permanentes sem núcleo ferromagnético apresentam certas vantagens que podem atender os propósitos do presente projeto: o conjugado de relutância (*cogging torque*), a vibração e o ruído são, em geral, muito reduzidos, (BIANCHI; BOLOGNANI;

LUISE, 2003), assim como as perdas magnéticas são praticamente inexistentes. Entretanto, normalmente requerem um volume maior para uma potência equivalente em máquinas convencionais. No contexto de aplicação da máquina, a topologia apresenta basicamente três vantagens de grande interesse: a eliminação do conjugado de relutância, a redução do peso do rotor e a eliminação de perdas no núcleo.

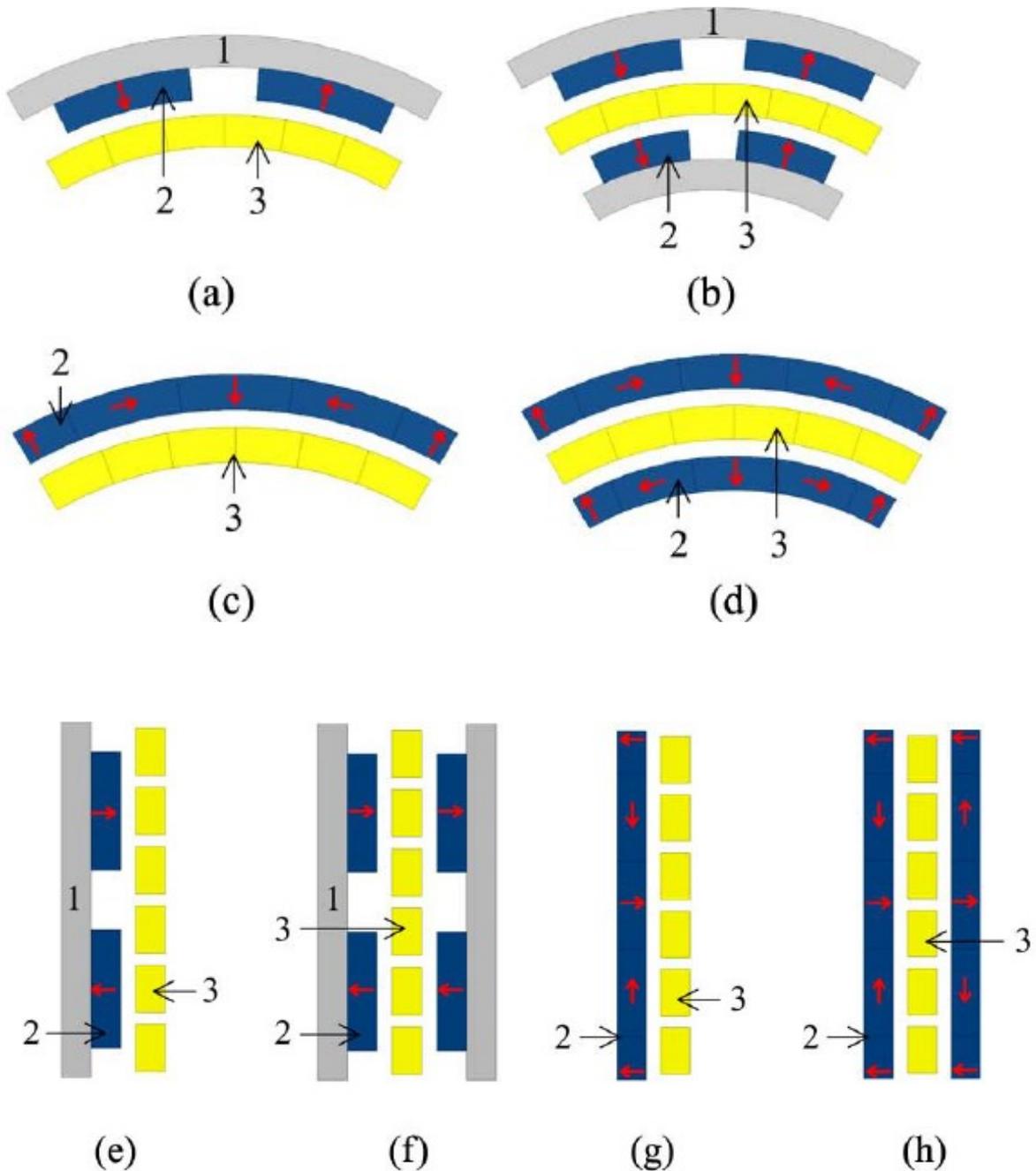
Embora alguns modelos de geradores com fluxo magnético axial tenham sido desenvolvidos com bons resultados (MULJADI; BUTTERFIELD; YIH-HUEI WAN, 1998), um gerador com fluxo radial geralmente apresenta um comprimento axial menor que aqueles de fluxo axial. Algumas máquinas sem núcleo ferromagnético foram propostas para utilização com supercondutores (GIERAS; GIERAS, 2002) ou em poucas máquinas de fluxo radial (XIU LIAN WANG; XIU LI MA; XUE ZHONG YUAN, 2011), mas não foram encontradas máquinas com dimensões e potência semelhantes à topologia estudada nesta tese, sendo este estudo uma contribuição científica, da viabilidade deste tipo de máquina, suas vantagens e desvantagens.

Os projetos de máquina sem núcleo ferromagnético geralmente relatam a vantagem de eliminar totalmente os materiais ferromagnéticos do estator e assim eliminar as perdas associada às correntes parasitas e por histerese o material ferromagnético macio (GENG; ZHANG, 2016). Observa-se, no entanto, um baixo acoplamento magnético entre o rotor e o estator. Esta característica da máquina foi explorada para o projeto de um mancal magnético em um motor de fluxo axial (GENG; ZHANG, 2016).

Um estudo comparativo de oito topologias de máquinas sem núcleo ferromagnético foi apresentado (ZHANG et al., 2014). Foram comparados geradores a ímãs permanentes de fluxo magnético radial (RFPMG) e de fluxo magnético axial (AFPMG), com um rotor (1R), com dois rotores (2R), com arranjo convencional (CA) e com arranjo de Halbach (HA).

Os autores propuseram uma otimização baseada em algoritmo genético e MEF (ZHANG et al., 2014), para a escolha da melhor topologia, segundo dois critérios: maior densidade de conjugado (Nm/kg) e maior rendimento (%) para uma máquina de 10 MW de potência nominal a uma rotação nominal de 12 rpm e tensão nominal de 6,8 kV. Na otimização os autores consideraram fator de potência unitário, somente a massa do volume ativo foi considerado, no caso os polos de ímãs permanentes, a culatra ferromagnética do rotor e o enrolamento de cobre.

Figura 11 - Máquinas estudadas (1 – núcleo do rotor, 2 – PM, 3 – enrolamento do estator). (a) 1R-CA-RFPMG. (b) 2R-CA-RFPMG. (c) 1R-HA-RFPMG. (d) 2R-HA-RFPMG. (e) 1R-CA-AFPMG. (f) 2R-CA-AFPMG. (g) 1R-HA-AFPMG. (h) 2R-HA-AFPMG.



Fonte: (ZHANG et al., 2014)

Em geral, as topologias de fluxo magnético radial apresentaram maior densidade de conjugado em relação as de fluxo magnético axial. O arranjo de Halbach apresentou resultados mais expressivos que arranjos convencionais nas máquinas de fluxo magnético axial do que nas de fluxo magnético radial. O rendimento das máquinas 2R apresentaram em média rendimento

1% maior do que nas máquinas 1R. As máquinas HA são em geral mais caras do que as máquinas CA. As máquinas AF são mais caras do que as RF. As máquinas de maior eficiência são mais pesadas e mais caras. Os autores recomendam o 2R-CA-AFPMG e o 2R-CA-RFPMG como máquinas ótimas devido a sua alta densidade de conjugado, alto rendimento e menor custo (ZHANG et al., 2014).

Outros tipos de máquinas que apresentam alto rendimento são as máquinas supercondutoras. O enrolamento das máquinas supercondutores utiliza compósitos sofisticados que requerem precisão na fabricação (MILLER; MCGILP, 2009). Acima de tudo a temperatura deve ser mantida baixa por refrigeração o que adiciona complexidade ao sistema. Além disso há a necessidade de uma fonte de corrente contínua e equipamento de proteção. As máquinas supercondutoras são consideradas máquinas de polos lisos. Elas podem ser projetadas com ímãs permanentes montados na superfície do rotor, mas não com ímãs permanentes inseridos no núcleo laminado do rotor devido a sua não linearidade intrínseca.

A máquina supercondutora pode ser projetada sem ranhuras. A ausência de dentes ferromagnéticos elimina uma fonte de perdas por correntes parasitas. Além das baixas temperaturas, também deve ser mantida uma baixa taxa de variação da densidade de fluxo magnético, dB/dt , caso contrário podem ocorrer perdas no enrolamento supercondutor o que representa uma carga adicional para o sistema de refrigeração. Um transiente imprevisto pode fazer o supercondutor perder seu estado supercondutor. Além disso, uma das recomendações iniciais no desenvolvimento de alternadores supercondutores é a necessidade de uma barreira contra correntes parasitas para proteger os supercondutores e um dos conceitos prevê uma cobertura ferromagnética no rotor. As perdas nos ímãs permanentes por correntes parasitas aumentam linearmente com o tamanho da máquina, mas podem ser reduzidas com a segmentação destes desde que sejam eletricamente isolados um do outro. (MILLER; MCGILP, 2009)

Embora sejam consideradas de alto rendimento, as máquinas supercondutoras apresentam uma desvantagem importante que é a necessidade de refrigeração. Esta demanda térmica pode ser uma fração pequena quando se trata de máquinas de grandes potências. No caso do aerogerador de 1 kW, um agravante que é a exposição ao sol provavelmente faria a demanda térmica inviabilizar o sistema.

Participando do Projeto do Aerogerador Eólico no LMEAE, Jefferson Alves Oliveira apresentou o estudo de um gerador modular e com núcleo ferromagnético de 1 kW a 445 rpm,

para a mesma topologia da turbina com o gerador elétrico fixado nas pontas das pás (OLIVEIRA, 2019). Foi proposto um gerador síncrono com 40 polos de ímãs permanentes de ferrite que obteve um rendimento de 85,2%.

Neste contexto a topologia selecionada foi um gerador síncrono a ímãs permanentes de fluxo magnético radial e sem núcleo ferromagnético. Embora o estudo de (ZHANG et al., 2014) recomende a topologia com dois rotores (Figura 11 (b)), a topologia em estudo tem um único rotor para diminuir a complexidade construtiva e a massa do rotor e, conseqüentemente, seu custo.

A massa reduzida no rotor além de diminuir as perdas mecânicas rotacionais também facilita a logística e instalação da máquina na cobertura de prédios urbanos de forma segura.

Com esta revisão da literatura observa-se que as máquinas *ironless* requerem um volume ativo maior do que máquinas com núcleo ferromagnético o que está de acordo com a topologia proposta para o estudo do gerador fixado na ponta das pás.

Como o projeto da turbina com difusor está além do escopo da tese, serão utilizadas somente as informações aerodinâmicas necessárias para a conversão eletromecânica de energia. O projeto elétrico do gerador visa à redução das perdas elétricas e magnéticas. As estratégias adotadas poderão ser utilizadas em outras topologias desde que seja possível dispor de um volume ativo maior do que máquinas com núcleo ferromagnético para um mesmo nível de potência.

Com a reduzida densidade de fluxo magnético característica de máquinas *ironless*, o maior desafio é obter uma tensão elevada para a converter energia elétrica com baixa densidade de corrente possíveis para evitar o aquecimento e reduzir as perdas Joule.

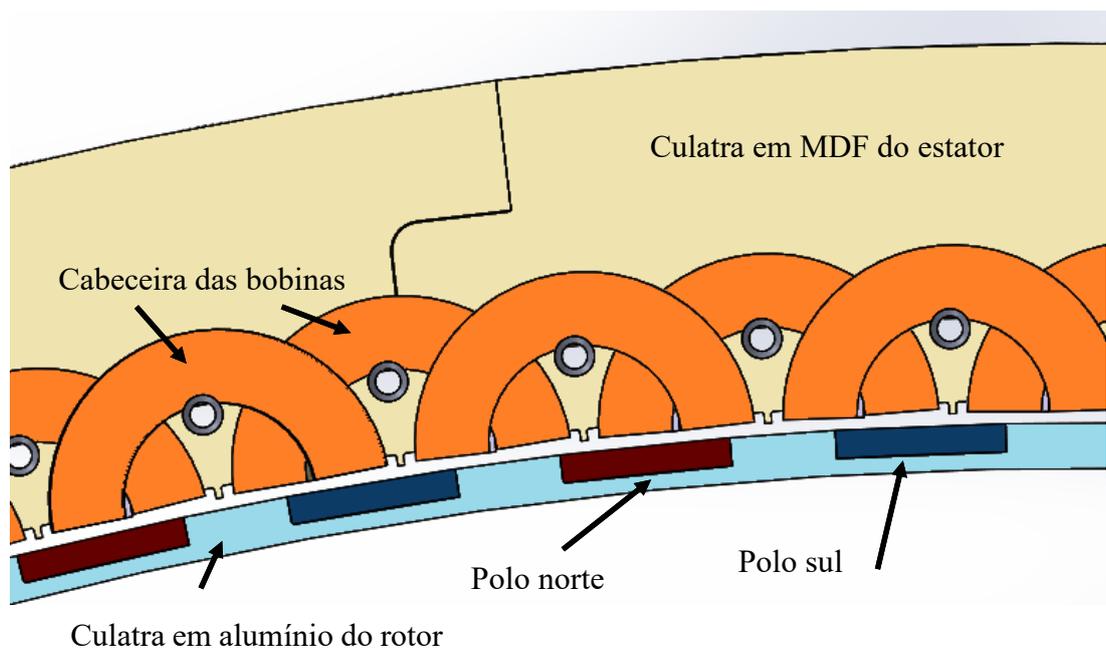
3 METODOLOGIAS DE PROJETO PARA O GERADOR ELÉTRICO

O projeto do RFPMG (gerador à ímãs permanentes sem núcleo ferromagnético de fluxo magnético radial) foi feito com base no dimensionamento de máquinas síncronas convencionais, com algumas restrições devidas à topologia proposta, como o diâmetro do rotor e o formato das ranhuras e das bobinas do enrolamento.

Como este projeto foi desenvolvido em parceria com o Laboratório de Mecânica dos Fluidos (LMF), do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UFRGS, responsável pelo projeto aerodinâmico da turbina e do difusor (GARRÉ, 2015; LUZ, 2019), serão descritos os principais aspectos que definem o comportamento da turbina, ou seja, o conjugado mecânico e a velocidade de rotação em função da velocidade do vento, que produzem dados de entrada para o projeto do gerador.

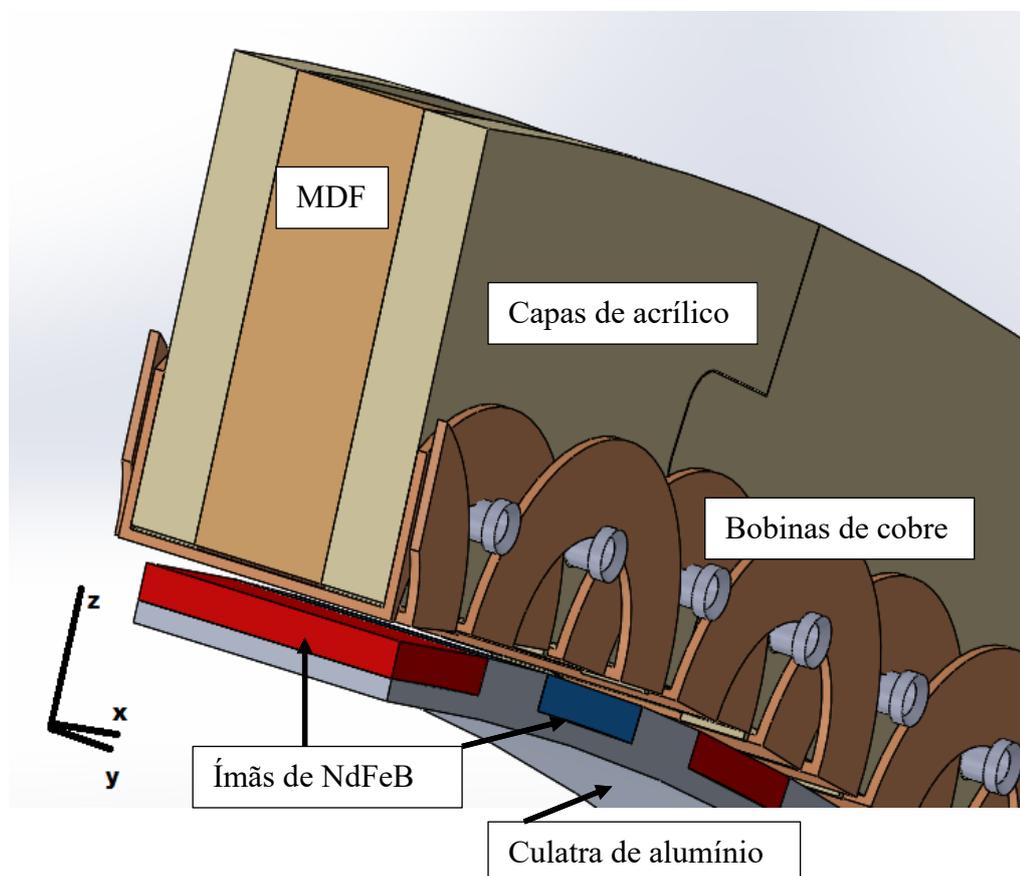
O gerador elétrico é projetado para operar de acordo com a característica da curva de potência da turbina. O modelo escolhido é o gerador de fluxo radial com os ímãs permanentes montados na superfície do rotor (RFPMG), conforme pode ser visualizado na Figura 12 e na Figura 13.

Figura 12 - Vista frontal da topologia selecionada para o projeto do RFPMG.



Na Figura 13 pode ser vista a montagem do estator com a estrutura de MDF entre as chapas de acrílico e os demais componentes bem como os materiais de que são constituídos.

Figura 13 - Vista isométrica em corte.



Fonte: Autora

Após o dimensionamento inicial, foram utilizadas simulações em MEF (métodos de elementos finitos) para verificar a densidade do fluxo magnético no enrolamento, a resposta em tensão da máquina e as demais grandezas de interesse para avaliar o seu rendimento. Os procedimentos básicos para a simulação de uma máquina elétrica utilizando o *software* Electronics da Ansys (ANSYS INC., 2016) são descritos neste capítulo. Com esta análise se observou o formato de onda não-senoidal da tensão, o que tende a diminuir o valor eficaz usualmente utilizado para tensões senoidais. Este é um efeito da ausência do núcleo ferromagnético do estator. Foi proposta uma modelagem matemática da densidade de fluxo magnético no enrolamento para o estudo deste efeito na escolha do número de pares de polos e do encobrimento polar.

3.1 FLUXOGRAMA DE DIMENSIONAMENTO

Todo o dimensionamento da máquina foi feito de acordo com o fluxograma da Figura 14. Após definir os requisitos de projeto da máquina, os seus parâmetros foram sendo reavaliados até se atingir um nível de rendimento satisfatório. Em máquinas convencionais, podem ser adotados outros critérios como o menor volume, ou o menor custo por exemplo. Os procedimentos descritos no fluxograma são detalhados separadamente em cada seção deste capítulo

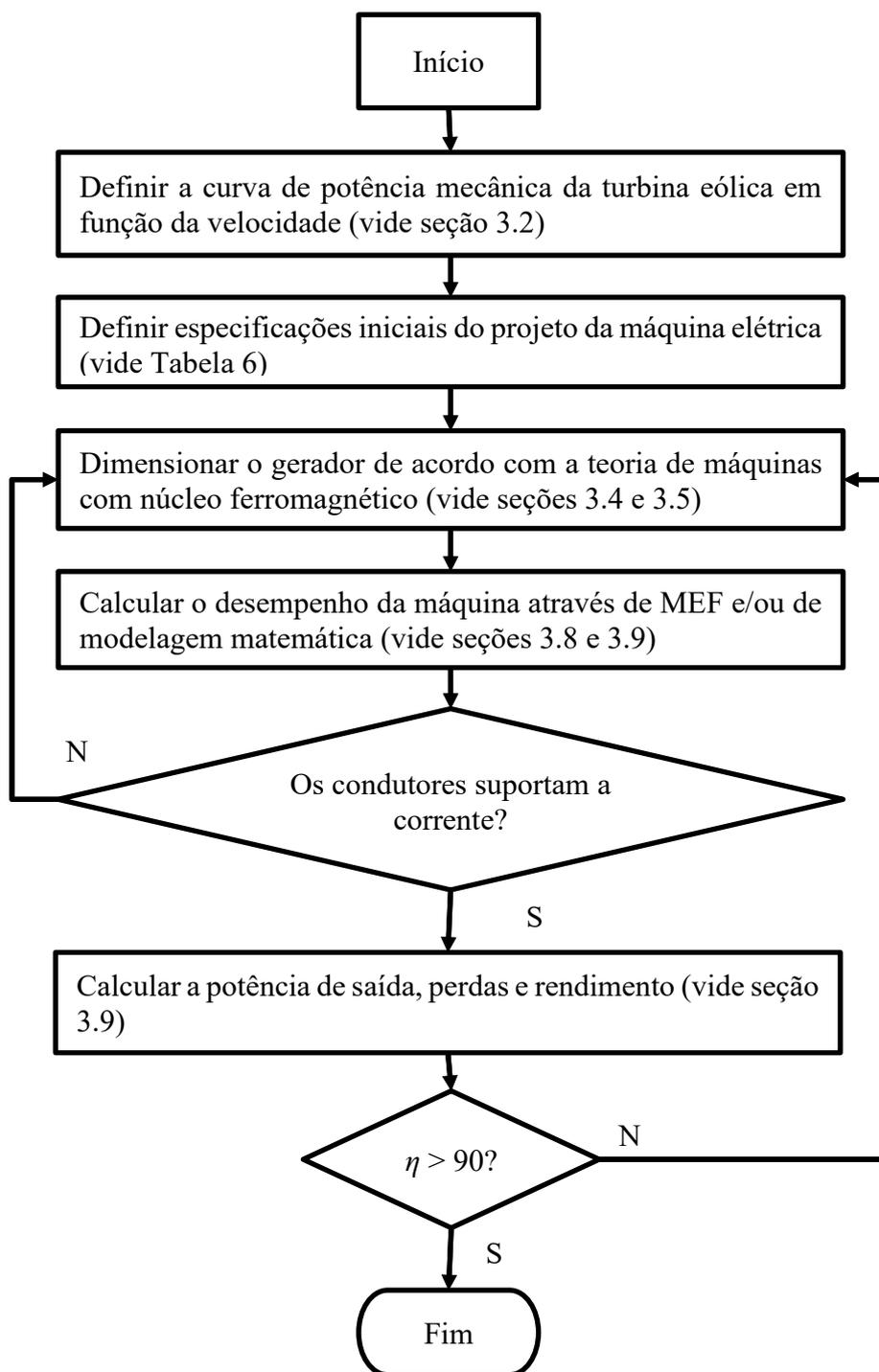
As principais grandezas mecânicas que definem o dimensionamento de um gerador são a potência mecânica de acionamento pela máquina primária e sua velocidade de operação. Estes dados são influenciados por diversos fatores desde o projeto da turbina até seu local de instalação. Os aspectos relacionados ao desempenho aerodinâmico da turbina são descritos na seção 3.2 e fornecem dados de potência e velocidade de rotação da turbina em função da velocidade do vento.

As dimensões principais do gerador são o diâmetro externo do rotor e seu comprimento axial. Para definir estes dados, são apresentados estudos de carregamento mecânico na seção 3.3. A partir dos dados da turbina e da parte estrutural são definidos os requisitos do gerador elétrico na tabela.

O dimensionamento da máquina elétrica propriamente dito, ou seja, o projeto eletromagnético da parte ativa da máquina é detalhado nas seções 3.4 e 3.5 referentes ao campo e à armadura do gerador síncrono de acordo com a teoria de projeto de máquinas elétricas convencionais (com núcleo ferromagnético). Este dimensionamento estabelece relações fundamentais necessárias para a conversão eletromecânica de energia tais como o número bobinas em função do número de polos, por exemplo. Entretanto, como a teoria foi desenvolvida para máquinas com núcleo ferromagnético, ela não apresenta com exatidão a resposta da máquina *ironless* em termos de conversão de energia.

Por isso são utilizados métodos numéricos e modelagem analítica para o cálculo do desempenho da máquina. As indutâncias são abordadas na seção 3.6. Através de MEF são apresentadas análises magnetostáticas e de transientes da máquina na seção 3.8. Para facilitar a reavaliação das perdas e rendimento da máquina conforme a descrição na seção 3.7, foi desenvolvido um modelo matemático da densidade de fluxo magnético produzida pelos ímãs e da tensão induzida por fase na seção 3.9.

Figura 14 - Fluxograma de projeto.



Fonte: Autora

Os principais parâmetros que foram alterados para adequar a máquina ao objetivo proposto foram a seção dos condutores, o número de polos e o comprimento axial da máquina.

3.2 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA MECÂNICA GERADA PELA TURBINA EÓLICA

A especificação de potência de um gerador geralmente é feita em função da demanda. A potência demandada, P_e (W) é a potência de consumo do usuário e está diretamente relacionada ao tamanho do sistema eólico, em termos de geometria, especialmente à área varrida pelas pás. No caso da microgeração em área urbana, em que o objetivo é a compensação de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012), pode-se tomar como base a demanda da instalação, encontrada nas faturas das concessionárias.

No caso de sistemas isolados, o cálculo de demanda deve considerar as cargas de maior potência como chuveiros elétricos e bombas de recalque. Sugere-se considerar sistemas de aquecimento a partir de outras fontes como painéis solares, GLP ou biogás, conforme as características do local. A potência do aerogerador pode ser dada por

$$P_m = \frac{P_e}{T \cdot F_c} \quad (4)$$

onde P_e é a potência elétrica de demanda anual, T é o período $T = 8760\text{h}$, e F_c é o fator de capacidade. A demanda adotada foi de 200 kWh mensais, totalizando 2400 kWh anuais.

Ao se verificar a viabilidade de uma instalação eólica, um estudo a ser feito é a determinação do fator de capacidade que é o indicador de desempenho operacional obtido pela razão da produção média e a capacidade de geração instalada, durante um intervalo de tempo especificado T ,

$$F_c = \frac{P_m(u)}{P_m(u_n)} = \frac{\int_0^T P_m(u) dt}{P_n T} \quad (5)$$

onde P_m é a energia gerada, u é o vetor de velocidades do vento e u_n é a velocidade nominal do vento (por exemplo, 10 m/s)(WOOD, 2011). $P_m(u)$ varia com a frequência dos ventos em cada velocidade, conforme será detalhado na próxima seção.

Com este conceito pode-se pensar que um fator de capacidade alto, acima de 80% seria o ideal, mas, ao menos para o caso da microgeração eólica, o mais comum é entre 15 e 25%. É possível otimizar o projeto aerodinâmico de uma pequena turbina para partida em velocidades de vento muito baixas, aumentando o período de operação. Entretanto, no caso da microgeração, em turbinas sem controle de ângulo de ataque das pás (*pitching*), isto implica em uma menor eficiência nas velocidades mais altas. Como a energia gerada depende da velocidade elevada ao cubo, um projeto mais voltado para as velocidades mais altas pode compensar

financeiramente, mesmo que o fator de capacidade seja menor. Portanto, o fator de capacidade é uma decisão de projeto.

De acordo com o BOLETIM ANUAL DE GERAÇÃO EÓLICA (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2019), os parques eólicos nacionais, que são em geral de médio porte e, em torno de 30 MW, apresentam um fator de capacidade médio de 42,2% em 2018. Trata-se de um resultado superior à média mundial que se situa em torno de 25%. Isto pode significar que eles geram durante 10h por dia sua capacidade nominal, ou que ficam 24h gerando em média 42,2% de sua capacidade nominal, por exemplo. Então, podem ser feitas simulações para prever qual configuração vai gerar a melhor relação de custo por kWh gerado.

O fator de capacidade é determinado através de um levantamento de potencial eólico no local da instalação, que define as condições de operação da turbina com a faixa de velocidades do vento. Em (VERDUM, 2013), foi apresentada uma estimativa do potencial eólico na cidade de Torres, RS, utilizando-se a frequência das velocidades dos ventos comparando o uso da função de distribuição Weibull (BURTON et al., 2011; GASCH; TWELE, 2012; MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009) que é a mais utilizada para energia eólica e a distribuição Gamma que é a que mais se aproxima dos dados de medição obtidos do Instituto Nacional de Meteorologia, o INMET.

Uma estimativa da produção anual de energia elétrica de uma turbina em projeto pode ser obtida através de uma abordagem relativamente simples. Através de um histograma das condições de ventos locais, se obtém uma curva de distribuição de frequências, ou mais especificamente, uma função de distribuição de probabilidade (PDF). Existem várias PDFs, tais como Rayleigh, Weibull, Gamma, etc. A PDF mais utilizada é a Weibull, mas deve-se escolher aquela que mais se aproxima do histograma de medições.

As velocidades do vento foram aferidas através de uma estação meteorológica que se encontra a 4,66 m de altitude, e suas coordenadas geográficas são -29,350359° Sul, -49,733263° Oeste. Os sensores e demais instrumentos são fixados em um mastro metálico de 10 metros de altura, aterrado eletricamente (malha de cobre) e protegido por para-raios. As estações automáticas do INMET são de fabricação finlandesa, marca Vaisala, modelo MAWS 301, usadas como padrão para a rede de estações automáticas de superfície (EMA) do INMET. As informações meteorológicas são coletadas de minuto a minuto e integralizadas a cada hora para transmissão via satélite ou telefonia celular para a sede do INMET, em Brasília (BRASIL, 2012).

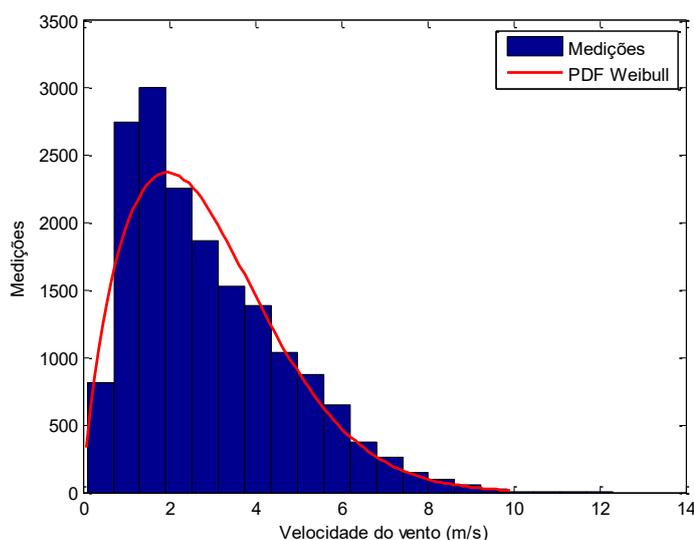
A quantidade de energia gerada é estimada a partir do regime dos ventos do local, pela qual pode ser obtida a curva PDF de Weibull, dada por (GASCH; TWELE, 2012):

$$f(u) = -\frac{b}{\bar{u}} \left(\frac{u}{\bar{u}}\right)^{b-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{\bar{u}}\right)^b\right) \quad (6)$$

A curva PDF é utilizada no cálculo da geração anual de potência para uma determinada turbina. Na Figura 15 são apresentados o histograma de medições proveniente de 17155 dados de velocidade de vento no período de 2 anos, e a curva PDF. Os parâmetros desta distribuição \bar{u} e b estão relacionados respectivamente à velocidade escalar média dos ventos (fator de escala) e ao fator de forma da curva. Embora tecnicamente a velocidade esteja relacionada a um deslocamento com módulo, direção e sentido, e, portanto, seja uma grandeza vetorial, as medições anemométricas apresentam apenas o módulo da velocidade que representa a trajetória total percorrida pelas partículas de ar em um espaço de tempo. Desta maneira, a velocidade do vento é avaliada como uma grandeza escalar.

Com os dados de velocidade de ventos fornecidos pelo INMET, foi calculado um fator de escala $\bar{u} = 3,2779$ e um fator de forma $b = 1,7077$. Com este estudo, observa-se que os ventos de maior frequência ocorrem nas velocidades abaixo de 4 m/s. A velocidade nominal de partida da turbina foi definida em 4 m/s (LUZ, 2019). Os ventos de velocidade acima da velocidade de partida ocorrem com a frequência indicada na Tabela 2 e a somatória fica próxima a 32%, o que equivale a uma disponibilidade de vento de 8h por dia em média.

Figura 15 - Medições de velocidade do vento em Torres, RS a 4,66 m de altitude e 10 m de altura.



Fonte: INMET

A altura Z do local de instalação do aerogerador em uma área urbana fica numa faixa de 10 a 50 m. A partir dos dados de medições obtidos a uma altura de referência Z_r , estima-se a velocidade do vento na altura do local da instalação através de (7) (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009; WOOD, 2011).

Tabela 2 - Frequência anual da velocidade do vento em Torres, RS.

Velocidade do vento (m/s)	Frequência	
	Weibull	Gamma
4	0,1471	0,1347
5	0,0898	0,0786
6	0,0482	0,0431
7	0,0231	0,0224
8	0,0099	0,0113
9	0,0038	0,0056
10	0,0013	0,0027
Somatória	0,3231	0,2983

Fonte: (INMET)

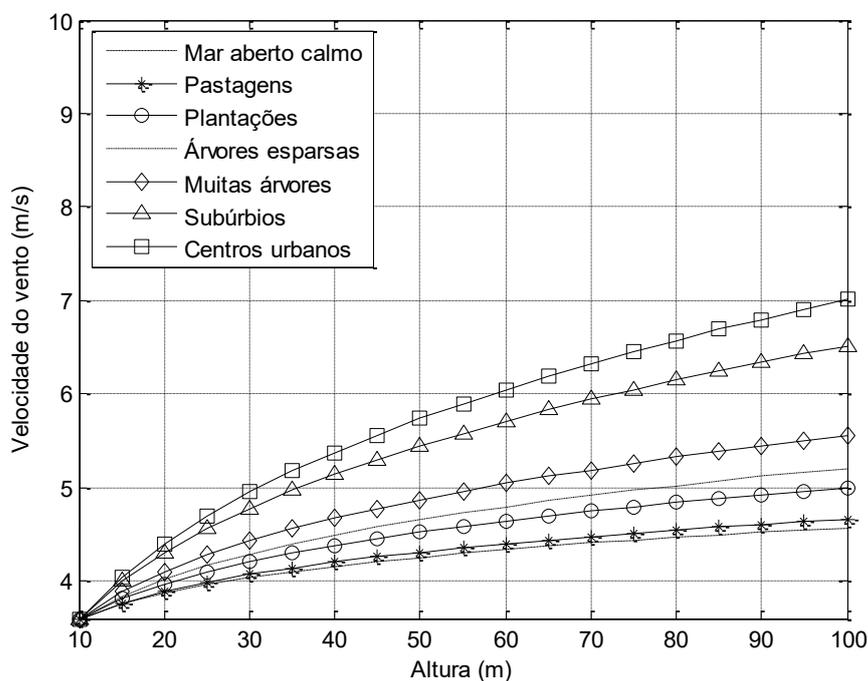
No caso de centros urbanos com muitos edifícios, a componente exponencial m , que depende da rugosidade da superfície, é 0,289 (GASCH; TWELE, 2012). Na Figura 16, pode-se observar a variação da velocidade do vento em função da altura e da rugosidade do terreno através de (7), considerando-se uma velocidade de referência do vento de 3,5 m/s a uma altura de referência $Z_r = 10$ m que é altura de medição.

$$u(z) = u(Z_r) \left(\frac{z}{Z_r} \right)^m \quad (7)$$

Nos centros urbanos, ocorre um aumento maior da velocidade em função da altura do aerogerador do que nos subúrbios (vide Figura 16), por exemplo, onde a rugosidade é dada por prédios mais baixos. Em grandes extensões de plantações ou em pastagens a altura de instalação do aerogerador terá um impacto menor na velocidade do vento do que nos centros urbanos.

No Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2014), são encontradas as médias anuais de velocidade de ventos obtidas através de medições realizadas em diversos pontos do Estado, em alturas que variam de 80 m a 120 m de altura. Segundo este Atlas, em Torres, RS, a velocidade média anual é de 7 m/s. A partir de (7), pode-se estimar a velocidade média anual dos ventos a 10 m de altura em 3,5 m/s (centros urbanos), consistente com o parâmetro de 3,27 m/s obtidos da distribuição Weibull aplicada aos dados de medição.

Figura 16 - Efeito da altura na velocidade do vento em diversas topografias.



Fonte: Adaptação (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009)

Entretanto, medições diretas no local da instalação devem ser consideradas para verificar a influência de colinas, declives, vegetação e outras construções no entorno da instalação. Dependendo da geometria e localização dos elementos, as condições de vento podem ser favorecidas ou prejudicadas.

Os valores de velocidade devem ser considerados tanto na eficiência da conversão de energia eólica como na análise das cargas estruturais para a segurança de operação do aerogerador. Os componentes da turbina eólica devem ser projetados para: suportar a sobrecarga de frenagem, devido a ventos de rajada, por exemplo; resistir à fadiga do material; evitar ressonância na faixa de velocidade operacional. Existem diversos tipos de cargas aerodinâmicas permanentes, transitórias, cíclicas e estocásticas (randômicas). Para a certificação oficial de turbinas, (IEC, 2017), determina que as cargas combinadas devam ser testadas simultaneamente, sempre considerando a velocidade do vento na altura do eixo de rotação da turbina.

Para isso é necessário conhecer a curva de potência da turbina com o difusor. Pode-se estimar a potência gerada P_m de uma turbina de acordo com WOOD (2011) através da expressão:

$$P_m(u) = \frac{1}{2} \rho C_p u^3 A \eta \quad (8)$$

O coeficiente de potência C_p é a razão entre a potência mecânica de rotação P_m convertida pela turbina em função da velocidade do vento (m/s) e a potência disponível do vento livre u_∞ (m/s),

$$C_p = \frac{P_m(u)}{0,5 \rho u_\infty^3 A \eta} \quad (9)$$

onde ρ é a densidade do ar e A é a área de rotação, πr^2 .

A partir de (8) pode-se determinar a área necessária para obter a potência demandada. E a partir da área, determina-se o raio das pás, R_t . Alternativamente, podem-se definir um diâmetro adequado para a instalação e aumentar a quantidade de aerogeradores. No caso do aerogerador em estudo o diâmetro de 1,5 m foi selecionado pela viabilidade de teste no túnel de vento do LMF no Departamento de Engenharia Mecânica da UFRGS.

A análise clássica da turbina foi desenvolvida por Betz e Glauert na década de 1930. De acordo com Betz, um $C_p = 16/27 = 59,3\%$ é o máximo coeficiente de potência teórico de um rotor (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). Para pequenas turbinas, os valores de C_p são muito mais baixos do que para grandes turbinas e ficam em torno de 20 a 35%. Isto se deve a vários fatores como a utilização de uma corda constante, e aos baixos números de Reynolds que reduzem a razão entre a sustentação e arraste nas seções das pás, o que reduz o conjugado e, conseqüentemente, a potência. Através de dados experimentais (OHYA et al., 2008) apresentados com o estudo de um difusor, Ohya (2008) apresenta um coeficiente de potência $C_p = 1,4$. Ou seja, o coeficiente com o difusor equivale a de 4 a 5 vezes o coeficiente de uma turbina sem difusor $C_p = 0,35$. O rendimento η , é inicialmente igualado a 1, desconsiderando-se as perdas elétricas e por atrito; espera-se que o rendimento seja superior a 90%, com o projeto de uma máquina eficiente.

Para o projeto proposto será considerado $C_p = 1,05$, de acordo com o protótipo da turbina com difusor realizado pelo LMF. Para uma velocidade nominal de 10 m/s, com um raio de pá de 0,75 m, e considerando $\rho = 1,22 \text{ kg/m}^3$, a turbina extrai cerca de 1100 W para uma geração de 1000 W de energia elétrica. Desta forma se considera que será gerado aproximadamente o triplo de energia se comparada com uma turbina sem difusor (Figura 17).

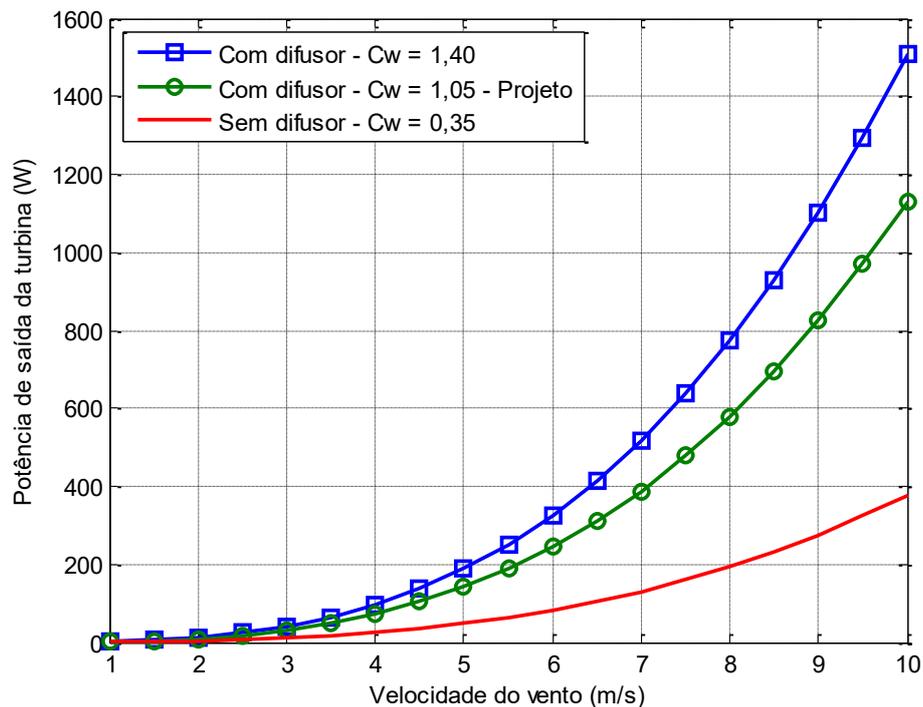
Desde a velocidade de partida, 4 m/s, já se observa na Figura 17 que o uso do difusor representa um incremento considerável na geração em função da velocidade do vento.

Com os dados de operação da turbina em cada velocidade de vento e os dados fornecidos pela PDF de Weibull da frequência de ventos locais ou por um histograma de medições, é possível estimar a produção anual de energia (BURTON et al., 2011), através de

$$P_{Anual}(u) = T \int_0^{u_{\infty}} P_m(u) f(u) du = \sum_{i=1,2,\dots}^{i=n} H(u_i) P_m(u_i) \quad (10)$$

onde $H(u_i)$ é o número de horas na barra da velocidade do vento u_i em um histograma de frequências como na Figura 15, e $P_m(u_i)$ é a potência de saída em cada velocidade e n são as barras ou classes de velocidades de vento no histograma. A função de distribuição utilizada $f(u)$ é a Weibull com fator de forma 1,70 e velocidade média escalar de 4,5 m/s considerando uma altura de instalação de 30 m (Figura 18).

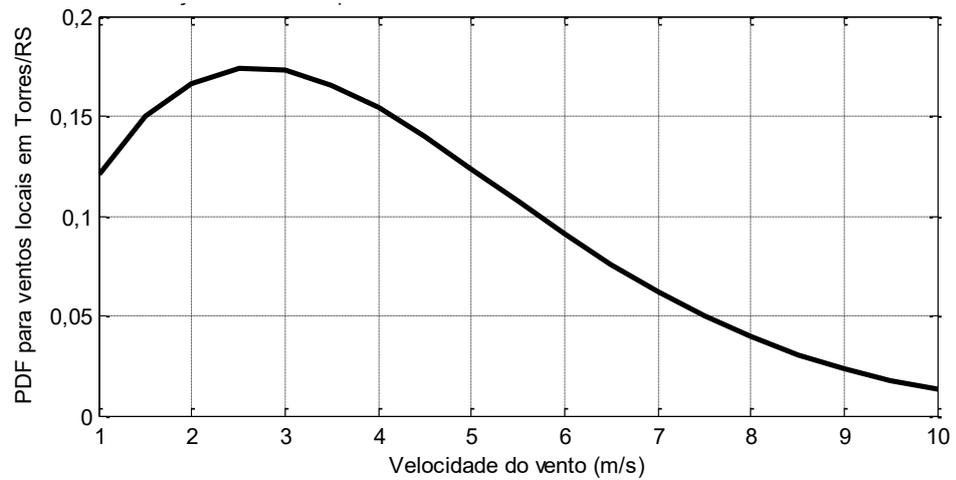
Figura 17 - Curva de potência da turbina $P_m(u)$.



Fonte: Autora

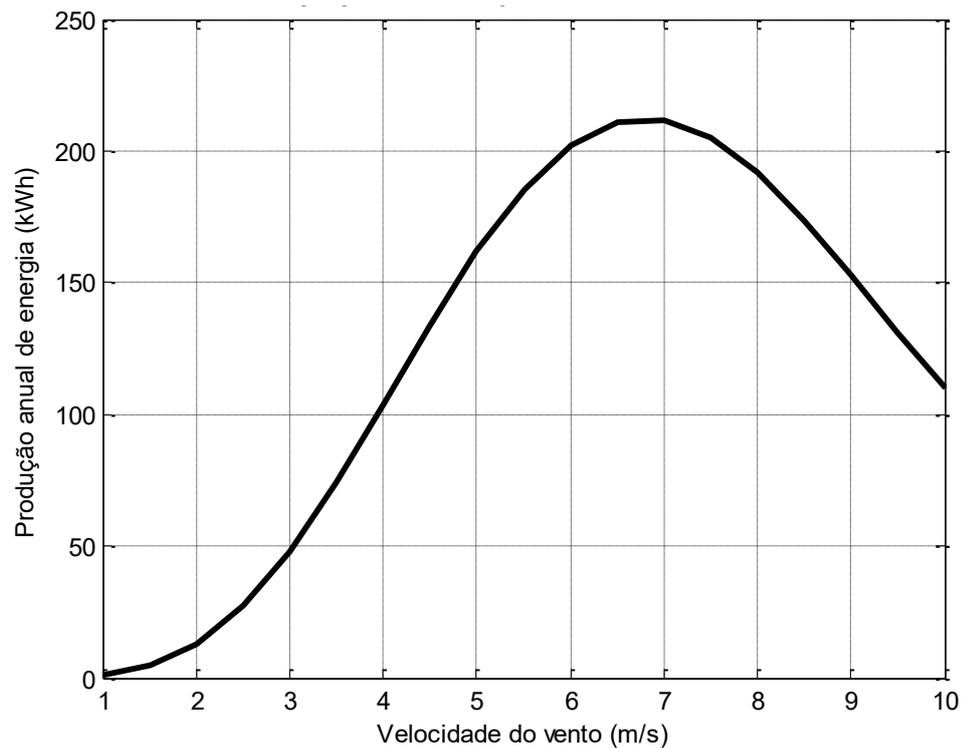
De acordo com (10), pode-se observar na Figura 19, entretanto, que a maior parte da produção de energia ocorre com ventos de 7 m/s, embora estes não sejam tão frequentes, e por esta razão, a velocidade nominal da turbina deve ser cerca de duas vezes a velocidade média local.

Figura 18 - Distribuição de Weibull para Torres, RS.



Fonte: INMET

Figura 19 - Produção Anual de Energia em Torres, RS (turbina com diâmetro de 1,5 m).



Fonte: Autora

Com uma produção anual de 2341 kWh, o fator de capacidade é calculado em 24 %, que é um valor típico para geração de pequeno porte. Considerando (8), $C_p = 1,05$ (com o uso do difusor), ventos de 10 m/s (velocidade nominal), densidade do ar de $1,225 \text{ kg/m}^3$ e o raio de 0,75 m, calcula-se uma potência mecânica nominal de 1100 W (incluindo as perdas do gerador).

A velocidade angular ω (rad/s) é determinada por λ (razão da velocidade circunferencial na ponta da pá e a velocidade do vento u (m/s)) a qual também é referida na literatura como TSR (*tip speed ratio*). As microturbinas são projetadas com $\lambda < 3$ e requerem maior conjugado de partida e maior número de pás. Turbinas com λ maiores requerem um número menor de pás, mas para obter as condições de escoamento favoráveis à partida, necessitam de procedimentos especiais como a operação motora do gerador ou o controle de *pitching* (variação do ângulo medido entre a corda da pá em relação ao eixo de rotação)(GASCH; TWELE, 2012).

Na topologia proposta a partida será facilitada pela ausência do conjugado de relutância, pela presença do difusor e pela localização do gerador elétrico na ponta das pás. Com $\lambda = 3,5$, que é uma decisão do projeto aerodinâmico, calcula-se a velocidade de rotação da turbina através de

$$\omega(u) = \frac{\lambda u}{R_t} \quad (11)$$

Desta forma, ficam definidos os dados de entrada do item (b) do fluxograma da Figura 14 conforme resumo da Tabela 3.

Tabela 3 - Parâmetros aerodinâmicos de projeto.

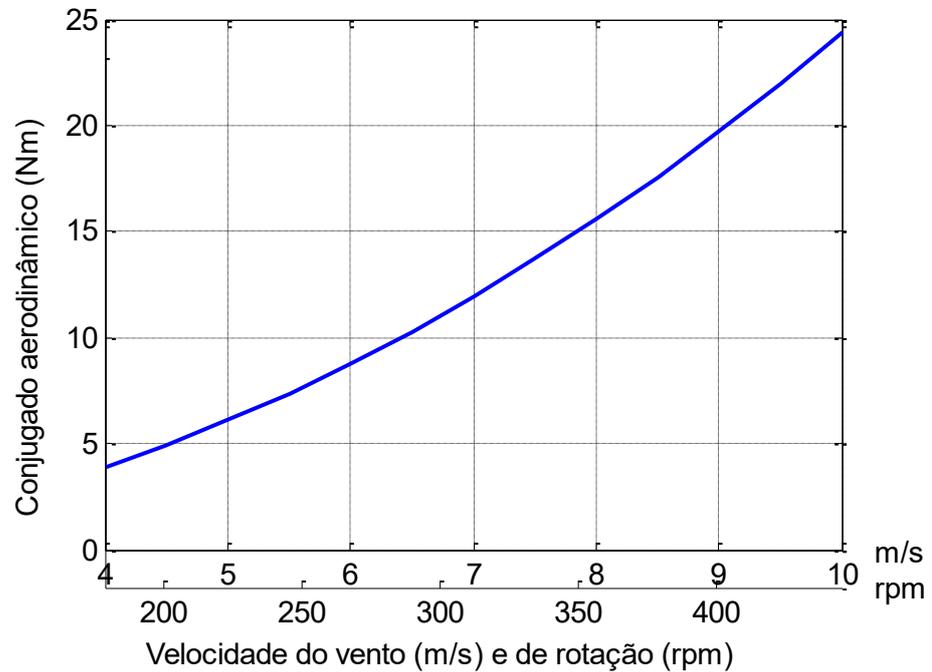
<i>Dados de entrada</i>	<i>Valores iniciais</i>
<i>Fator de capacidade, (F_c)</i>	<i>0,25</i>
<i>Coefficiente de potência (C_p)</i>	<i>1,05</i>
<i>Razão de velocidades (λ)</i>	<i>3,5</i>
<i>Velocidade nominal do vento (u)</i>	<i>10</i>
<i>Potência mecânica (W)</i>	<i>1100</i>

A partir desses dados, se calcula o conjugado da turbina. A potência mecânica P_m é dada em (8) e o conjugado da turbina é calculado por

$$Q_T(u) = \frac{P_m}{\omega(u)} \quad (12)$$

Na Figura 20, está apresentada a variação do conjugado mecânico disponível no eixo do rotor em função das velocidades de uma turbina com 0,75 m de raio de pá e $\lambda = 3,5$.

Figura 20 - Conjugado aerodinâmico de uma turbina com $\lambda = 3,5$ em função da velocidade.



Fonte: Autora

Com a análise da Figura 20, observa-se que a velocidade do vento para a partida da turbina foi selecionada como 4 m/s com base em dados experimentais (LUZ, 2019).

O conjugado aerodinâmico aumenta até atingir a velocidade nominal da turbina, 445 rpm com ventos de 10 m/s. Com base na curva de conjugado da turbina, em função da velocidade, são definidos os requisitos de projeto do gerador elétrico apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Dados de operação do aerogerador.

Conjugado de partida (Nm)	4
Velocidade do vento para a partida da turbina (m/s)	4
Velocidade de rotação (rpm) com vento a 4 m/s	178
Potência inicial (W)	71,3
Conjugado nominal (Nm)	24,4
Velocidade nominal do vento (m/s)	10
Velocidade nominal (rpm)	445
Potência nominal (W)	1000
Tensão mínima de operação do inversor (V)	30
Tensão máxima de operação do inversor (V)	540
Diâmetro interno do rotor (mm)	1500

Após definidas as características aerodinâmicas do aerogerador através de uma curva de conjugado em função da velocidade e das dimensões da turbina, de acordo com o fluxograma da Figura 14, são determinados os parâmetros da máquina elétrica.

3.3 PARTE ESTRUTURAL

Inicialmente, o material selecionado para o núcleo da máquina foi o FR4 (*flame retardant*), que é uma resina em epóxi reforçada com fibra de vidro, resistente ao fogo (não propagantes de chamas). FR4 é um polímero muito versátil, conhecido por manter suas propriedades de considerável resistência mecânica e isolamento elétrica tanto em condições de ambiente seco ou úmido, além de boa resposta aos vários processos de fabricação que o tornam largamente utilizado em aplicações elétricas e mecânicas (EDCOR ELECTRONICS CORPORATION, 2016).

O material deve ter um bom desempenho na topologia proposta, um anel com diâmetro muito maior com relação ao seu comprimento axial. O diâmetro interno do rotor é determinado pelo raio das pás da turbina, neste caso 0,75 m de raio. O diâmetro externo deve prever um espaço suficiente para furações e demais montagens mecânicas necessárias para a configuração final.

As estruturas de suporte à parte ativa da máquina tais com a culatra do rotor e do estator podem ser integrados à topologia da turbina com o difusor e adotarem diversas geometrias.

Para definir as dimensões principais do núcleo do rotor que é cilíndrico, considera-se o diâmetro mínimo (D_i) necessário para fixar o rotor do gerador nas pontas das pás. Ao raio das pás é acrescentado um espaço suficiente para as montagens, furações etc.

De acordo com (PYRHÖNEN; JOKINEN; HRABOVCOVÁ, 2008), a máxima tensão mecânica σ_{mec} causada pela força centrípeta no rotor é proporcional ao quadrado da velocidade angular

$$\sigma_{mec} = C' \rho R_g^2 \omega^2 \quad (13)$$

sendo que $C' = (3 + \nu) / 8$ para cilindros lisos homogêneos, ρ é a densidade do material e ν é a razão de Poisson (ou seja, a razão da contração lateral pela extensão longitudinal na direção da força). Assim, conhecidas as propriedades do material é possível calcular o máximo raio R_g

permitido para garantir a integridade e a segurança da peça projetada, $R_{g,max} = \sqrt{\frac{\sigma_{mec}}{C' \rho \omega^2}}$. O

comprimento axial do rotor é limitado pelas velocidades críticas do rotor. Em uma dada velocidade crítica, a máquina apresenta ressonância mecânica. Há vários tipos de deformação que variam de acordo com a ordem da velocidade crítica. O máximo comprimento axial que

assegura uma operação abaixo da primeira velocidade crítica pode ser calculado através de (WIART, 1982)

$$I_{a,máx}^2 = n_1^2 \frac{\pi^2}{k\omega} \sqrt{\frac{YM}{\rho S}} \quad (14)$$

onde n_1 é a ordem da velocidade crítica ($n = 1$), k é um fator de segurança (razão da n -ésima velocidade crítica angular pela velocidade nominal), Y é o módulo de elasticidade do material (módulo de Young). M é o momento de inércia de área (m^4), $M = \pi(D_e^4 - D_i^4)/64$ para um cilindro. S é a área da superfície transversal e ρ é a massa específica do material.

O momento de inércia de área, também chamado de segundo momento de área ou segundo momento de inércia, é uma propriedade geométrica da seção transversal de elementos estruturais. Fisicamente o segundo momento de inércia está relacionado com as tensões e deformações que aparecem por flexão em um elemento estrutural e, portanto, junto com as propriedades do material determina a resistência de um elemento estrutural sob flexão. Basicamente os associamos a forças aplicadas na área que variam linearmente com a distância, invertendo sua direção em dado eixo (WIART, 1982).

Na Tabela 5 são apresentadas as propriedades mecânicas de cada material para construção do rotor, e o cálculo das dimensões máximas considerando um fator de segurança $k = 20$. Este fator de segurança é uma decisão de projeto sendo arbitradas pelo projetista e não foram encontradas referências específicas para este caso.

Tabela 5 - Materiais considerados para construção do rotor.

Descrição	FR4	Aço	MDF	Alumínio
Razão de Poisson, ν	0,14	0,29	0,40	0,34
Massa específica, ρ (kg/m^3)	1850	8760	800	2700
Tensão de cisalhamento, σ_{mec} (MPa)	310	300	29	135
Módulo de Young, Y (GPa)	24	200	3	69
R_g , máximo (m)	14	6,2	6,2	7,4
L_o , máximo (m)	4,5	5,3	3,3	5,4

Fonte: (ASM INTERNATIONAL COMMITTEE, 1990; BODIG; JAYNE, 1982; NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURERS ASSOCIATION, 2011)

Com um raio externo definido em 773 mm, raio interno de 765 mm e um comprimento axial de 40 mm, esta análise demonstra que a geometria escolhida dificilmente irá sofrer flexão, deflexão, torsão ou outras deformações de acordo com a literatura referida, em qualquer dos

materiais propostos, pois as dimensões máximas calculadas na Tabela 5 são em média 10 vezes maiores que as dimensões de projeto.

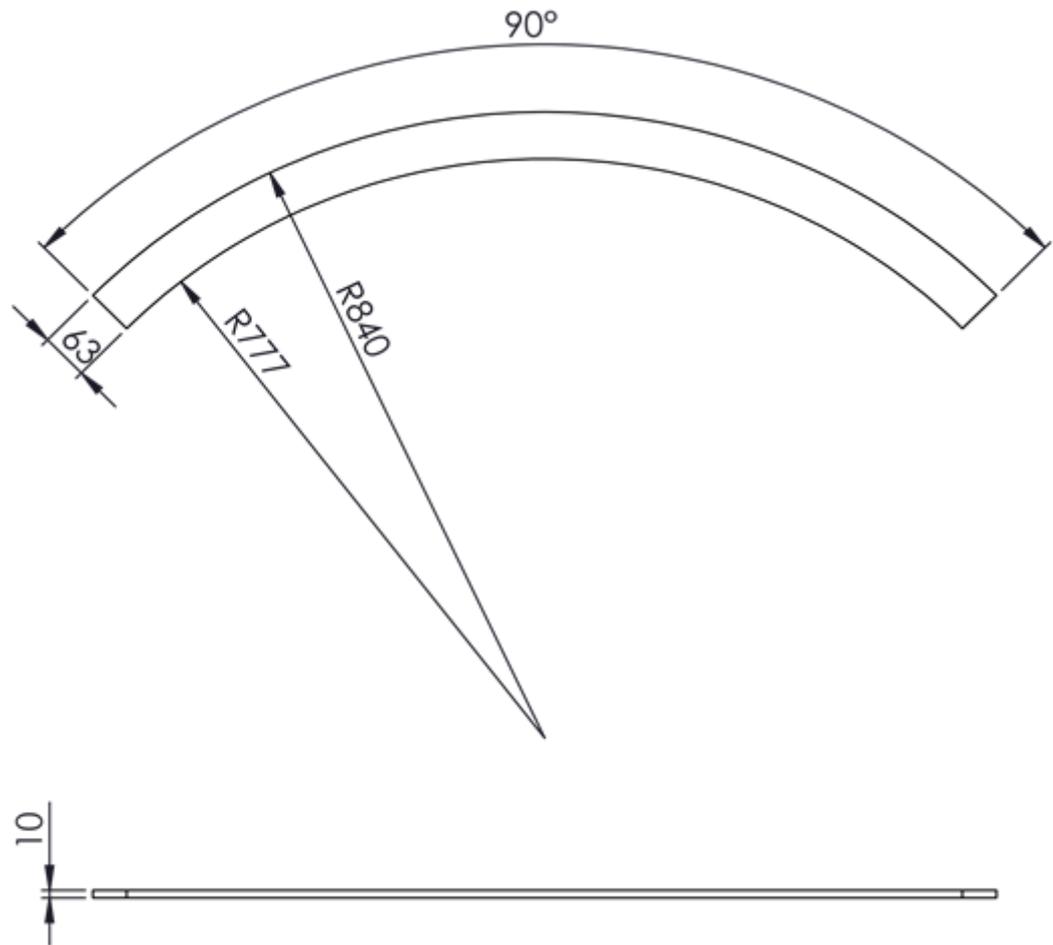
As dimensões da culatra de MDF do estator foram definidas de acordo com a Figura 21. Elas consideram um espaçamento de 2 mm com o rotor, reservando um espaço de 2 mm para a montagem das bobinas.

Com base nos dados da parte estrutural abordados nesta seção e nos dados operacionais da turbina, são definidas as especificações iniciais do estator na Tabela 6.

Tabela 6 - Especificações iniciais do gerador.

<i>Parâmetro (Unidades)</i>	<i>Restrições</i>
<i>Potência nominal (kW)</i>	<i>1</i>
<i>Número de fases</i>	<i>3</i>
<i>Velocidade nominal (rpm)</i>	<i>430</i>
<i>Tensão nominal (V)</i>	<i>30 - 540</i>
<i>Fator de preechimento da bobina</i>	<i>> 90%</i>
<i>NdFe (N35) Br à temperatura de operação(T)</i>	<i>1,17</i>
<i>Permeabilidade relativa do ímãs permanente</i>	<i>1,09977</i>
<i>Diâmetro interno do rotor (mm)</i>	<i>765</i>
<i>Número de polos</i>	<i>20 - 70</i>
<i>Razão da largura do ímã sobre o passo polar</i>	<i>0,20 – 0,80</i>
<i>Densidade de corrente (A/mm²)</i>	<i>2-5</i>
<i>Distância radial entre rotor e estator (mm)</i>	<i>2 - 4</i>
<i>Altura radial dos ímãs permanentes (mm)</i>	<i>3 – 10</i>
<i>Espessura da culatra do rotor (mm)</i>	<i>3 – 10</i>

Figura 21 - Seção da culatra de MDF do estator – Vista frontal (dimensões em mm).



Desenho: Fábio Silva Firmo

As variáveis que não dependem da operação da turbina ou da parte estrutural, como o número de fases e o tipo de ímã selecionados serão discutidos nas seções 3.4 e 3.5.

3.4 DIMENSIONAMENTO DO ROTOR DE ÍMÃS PERMANENTES

De acordo com a potência demandada e a disponibilidade de ventos, define-se o tamanho da turbina, ou seja, o raio das pás do rotor eólico. O rotor sem núcleo ferromagnético é basicamente composto pelo cilindro de suporte em material não ferromagnético e pelos ímãs permanentes. O diâmetro interno do rotor é definido pelo diâmetro das pás da turbina e sua dimensão externa é dada pela altura do ímã permanente e pelas dimensões mínimas necessárias para as montagens e para o carregamento mecânico.

A altura ou espessura do ímã permanente h_M está relacionada à amplitude da indução magnética. Os ímãs permanentes apresentam uma curva de histerese que depende do tipo de material e da temperatura. No caso dos ímãs permanentes de neodímio-ferro-boro (NdFeB), N35, a indução remanente $B_r = 1,1$ T e o campo coercitivo $H_c = 890$ kA/m. A permeabilidade de recuo relativa do ímã calculada para o NdFeB é $\mu_{rc} = 1,09977$.

Os ímãs permanentes de Alnico apresentam uma alta densidade de fluxo magnético e baixo coeficiente de temperatura que é de $-0.02\%/^{\circ}\text{C}$. Entretanto, a força coercitiva é muito baixa e o ímã se torna de fácil desmagnetização (GIERAS; WANG; KAMPER, 2005). Os ímãs de ferrites apresentam uma força coercitiva mais alta que o Alnico, mas a densidade de fluxo remanente é mais baixa. As principais vantagens destes ímãs são o baixo custo e a alta resistividade elétrica, o que reduz consideravelmente as perdas por correntes parasitas nos ímãs.

Os ímãs de terras raras, SmCO_5 e NdFeB, apresentam alta densidade de fluxo remanente e alta coercitividade, características desejáveis no projeto do gerador proposto na tese. Inicialmente foi selecionado o NdFeB, *grade* N35, devido ao seu custo-benefício ser menor em relação ao SmCO_5 .

Tabela 7 - Propriedades de diferentes ímãs.

<i>Propriedade</i>	<i>Alnico</i>	<i>Ferrite</i>	<i>SmCO₅</i>	<i>NdFeB</i>
<i>Densidade de fluxo remanente, B_r (T)</i>	<i>1,24</i>	<i>0,39</i>	<i>1,1</i>	<i>1,1</i>
<i>Coercitividade, H_c (kA/m)</i>	<i>51</i>	<i>270</i>	<i>820</i>	<i>890</i>

Fonte: (GIERAS; WANG; KAMPER, 2005)

Para o dimensionamento dos ímãs permanentes, recomenda-se um valor de indução magnética em torno de 300 mT, nos condutores, considerando que na máquina com núcleo de ferro esse valor chega a 800 mT no entreferro, e que, de acordo com a literatura (GIERAS; GIERAS, 2002; XIU LIAN WANG; XIU LI MA; XUE ZHONG YUAN, 2011), para o caso de máquinas sem núcleo ferromagnético, esse valor é aproximadamente a metade.

No caso da configuração em que os ímãs permanentes são montados na superfície do rotor, a altura do ímã deve ser de 3 a 10 mm para magnetização radial, dependendo das dimensões da máquina.

Para determinar a altura do ímã (sua dimensão física ao longo da sua direção de magnetização), um critério consiste em considerar que seu ponto de operação coincida com seu ponto de máximo produto energético para uma temperatura de operação que se considere para o dispositivo onde será usado. Neste caso, pode-se obter o menor volume de ímãs.

No entanto, será desconsiderado o efeito de reação da armadura sobre os ímãs. Dado caminho de alta relutância magnética tanto para o fluxo magnético produzido pelos ímãs quanto para aquele produzido pela armadura com uma força magnetomotriz não elevada, se considera que o efeito desmagnetizante da reação da armadura pode ser negligenciado no caso. É o que se adotará aqui. Assim, e considerando uma temperatura crítica de operação da máquina de 80°C, são definidos $B_m = 0,559$ T e $H_m = -387$ kA/m a partir de dados nominais do ímã escolhido e pelo critério antes explicado.

Para máquinas sem núcleo ferromagnético, Gieras (2010) propõe um cálculo inicial da altura do ímã a partir de um circuito magnético de alta permeabilidade magnética, normalmente utilizado para máquinas com núcleo ferromagnético e a seguir considera a metade desse valor no caso de máquinas *ironless* com base em dados experimentais.

Nesta tese será utilizado este cálculo simplificado para estimar uma altura inicial para o ímã e a seguir serão utilizados tanto o MEF como a modelagem matemática para a obtenção de valores mais precisos da densidade de fluxo magnético produzida pelos ímãs nos condutores da máquina.

A densidade de fluxo produzida no entreferro por um ímã com uma curva linear de desmagnetização em um circuito magnético de alta permeabilidade magnética é dada por (GIERAS, 2010):

$$B_g \approx \frac{B_r}{1 + \mu_{rc} g / h_M} \quad (15)$$

onde $B_g = 600$ mT é a densidade de fluxo magnético desejada nos condutores, B_r é a magnetização remanente, g é a distância entre os ímãs e os condutores do enrolamento do estator, μ_{rc} é a permeabilidade relativa do ímã e h_M é a sua altura radial. Considerando $B_r = 1,1$ T, $\mu_{rc} = 1,09977$ $g = 3$ mm, pode-se rearranjar algebricamente (15) e calcular $h_M = 3,95$ mm. Para adotar um valor maior que g , foi selecionada a altura $h_M = 5$ mm. Como a equação (15) é utilizada para máquinas com núcleo ferromagnético, ela somente pode ser utilizada para cálculos preliminares. Para a máquina projetada espera-se obter a metade da densidade de fluxo do cálculo de acordo com (GIERAS, 2010), ou seja, $B_g = 300$ mT.

O número de polos (p) está relacionado com as frequências elétricas das tensões da máquina. Como o projeto em estudo apresenta um diâmetro muito maior em relação ao seu comprimento axial, o número de polos pode ser elevado, A tensão de fase é delimitada pelo

nível de tensão média (contínua) suportada pelo inversor de conexão com a rede, ou de acordo com as características da carga. O número de pares de polos determina o comprimento do passo polar.

A largura do ímã está relacionada ao comprimento do passo polar, dado por

$$\tau_p = \frac{\pi R_g}{p} \quad (16)$$

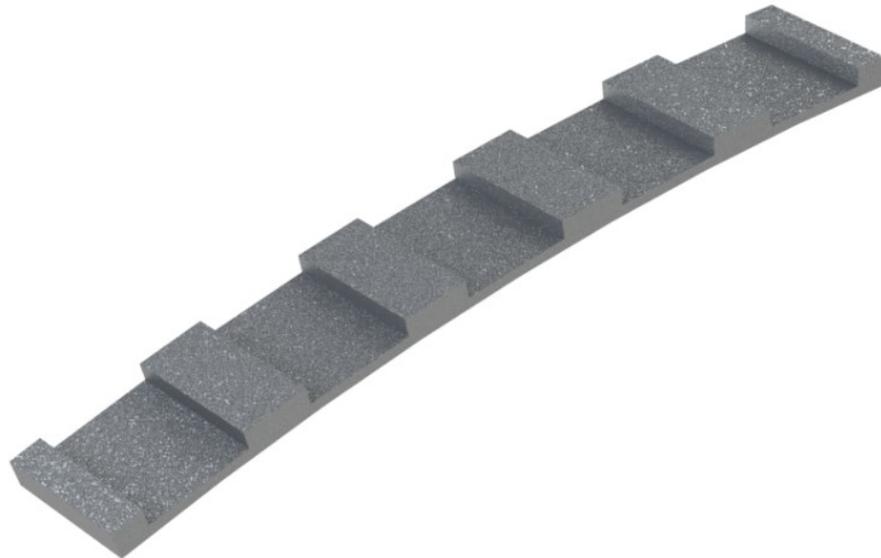
onde p é o número de pares de polos e R_g é a posição do raio interno da superfície. A largura do ímã (b_m) é então dada por

$$b_m = k_m \tau_p \quad (17)$$

onde k_m é o encobrimento polar. Alguns autores recomendam utilizar o valor de $2/\pi$ para indução senoidal (GIERAS, 2010; PYRHÖNEN; JOKINEN; HRABOVCOVÁ, 2008) Este valor poderá ser alterado conforme a resposta de projeto da máquina.

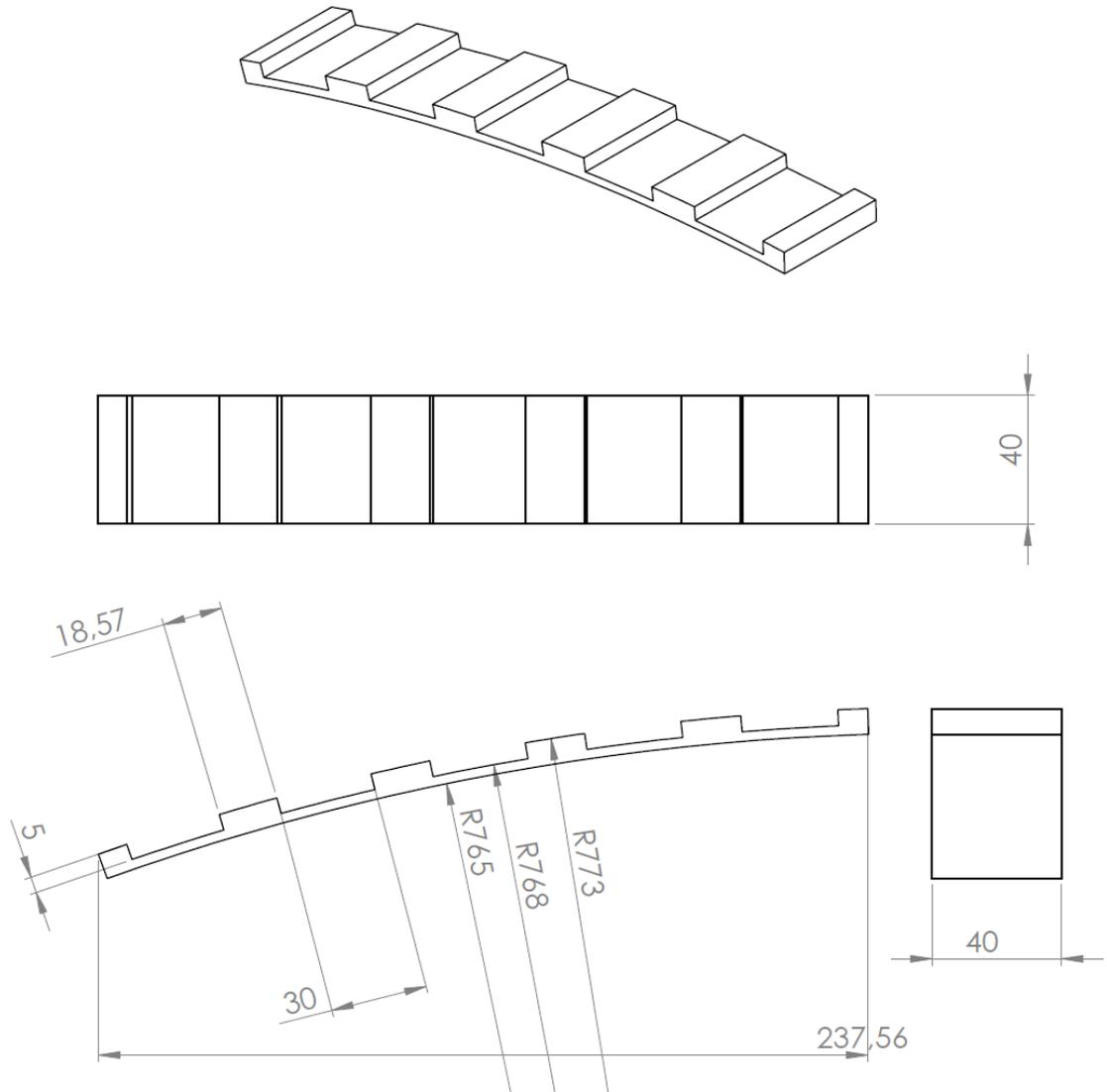
O rotor do aerogerador é composto por 50 pares de polos montados em uma superfície de alumínio de acordo com o dimensionamento na Figura 22 e na Figura 23.

Figura 22 - Projeto da culatra do rotor para o encaixe dos ímãs permanentes



Fonte: Autora

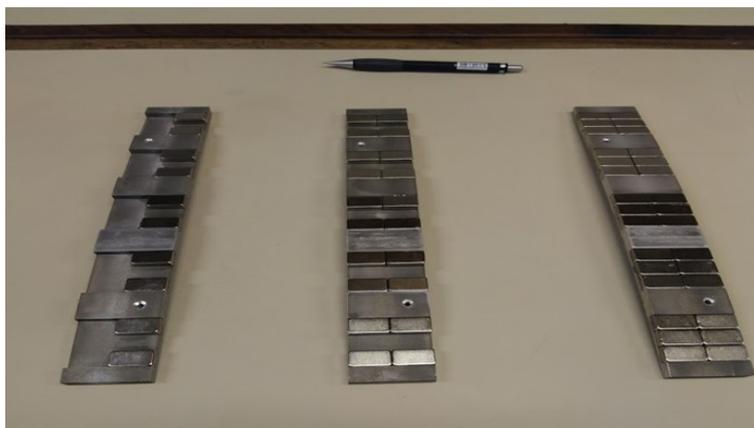
Figura 23 - Dimensionamento da culatra em alumínio do rotor (mm).



Fonte: Autora

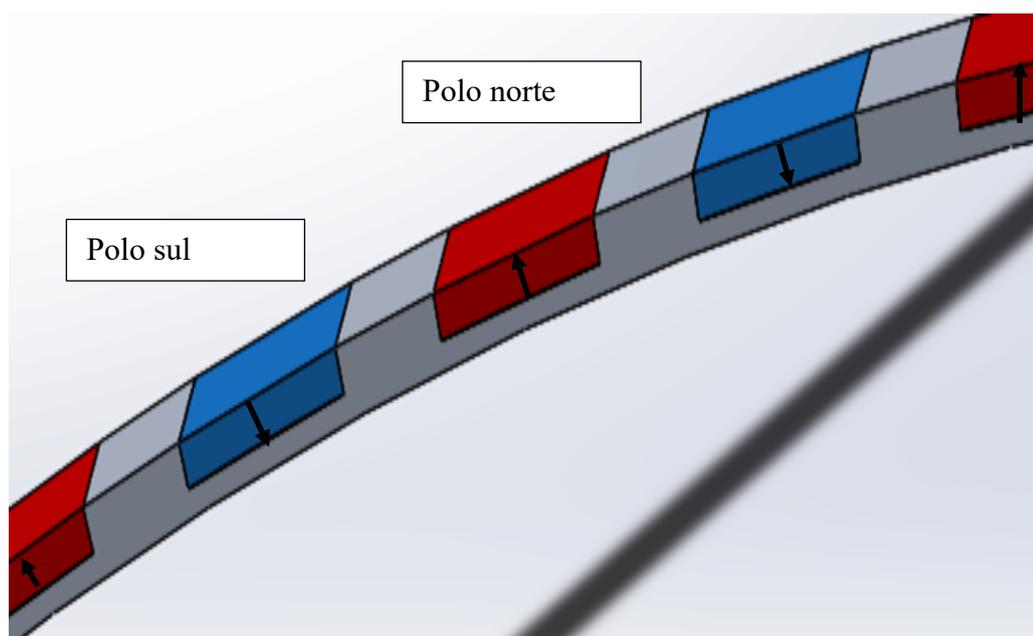
Para cada polo foram utilizados um conjunto de 6 ímãs permanentes de NdFeB. As etapas de montagem dos polos do rotor são mostradas na Figura 24. A orientação da magnetização dos polos é mostrada na Figura 25.

Figura 24 - Etapas de colagem dos ímãs permanentes.



Fonte: Autora

Figura 25 - Orientação de magnetização dos ímãs permanentes dos polos do rotor.



Fonte: Autora

Após a colagem dos ímãs permanentes nas peças de alumínio, foi feita a montagem no disco de MDF de 40 mm de espessura para os testes no laboratório (vide Figura 26). O disco de MDF pode ser adaptado na bancada pré-existente já equipada com a instrumentação necessária. As peças de alumínio são fixadas no disco através de parafusos especiais para madeira sem material ferromagnético para não interferir no campo magnético produzido pelos ímãs.

Figura 26 - Processo de fixação das peças do rotor.



Fonte: Autora

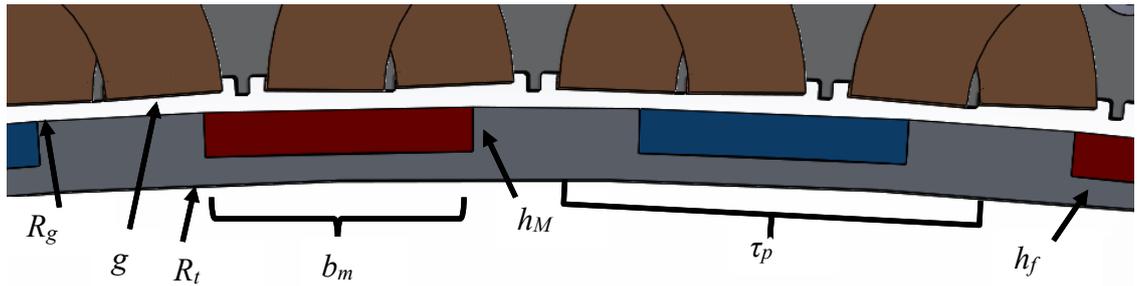
Após a montagem do rotor, foi feito o encaixe para a medição do espaço de ar entre o estator e rotor.

3.5 DIMENSIONAMENTO DO ENROLAMENTO DA ARMADURA

Inicialmente, pode-se adotar um nível de tensão para operação do gerador à plena carga, e a partir da potência mecânica fornecida pela turbina, estabelece-se um nível de corrente e a seção apropriada do condutor de cobre. Após avaliar o espaço disponível para os condutores, determina-se o número máximo de condutores que a ranhura comporta.

O estator fica a uma distância g do rotor. Esta distância é geralmente referida como o comprimento do entreferro (*air-gap*) em máquinas com material ferromagnético macio na culatra do estator e no núcleo do rotor. No caso da máquina *ironless*, o que há é o caminho de alta relutância das linhas de fluxo magnético que se estabelecem entre rotor e estator. Isto inclui o espaçamento (*gap* ou g) de ar ou interface entre as superfícies de estator e de rotor que estão uma em frente à outra. O raio principal da máquina é definido por R_g , na linha na superfície do rotor, na interface com o ar. O cálculo inicial pode considerar o raio na ponta das pás adicionado a um espaço para a montagem e fixações h_f das pás no cilindro do rotor e altura dos ímãs h_m afixados na superfície. $R_g = R_t + h_m + h_f$.

Figura 27 - Geometria do rotor.



Fonte: Autora

De acordo com as recomendações, para máquinas rotativas convencionais considera-se que o entreferro seja de 0,001 do diâmetro do rotor (PYRHÖNEN; JOKINEN; HRABOVCOVÁ, 2008). No projeto da máquina aqui estudada, ainda que ela seja *ironless* e não convencional, foi adotado inicialmente $g = 2$ mm.

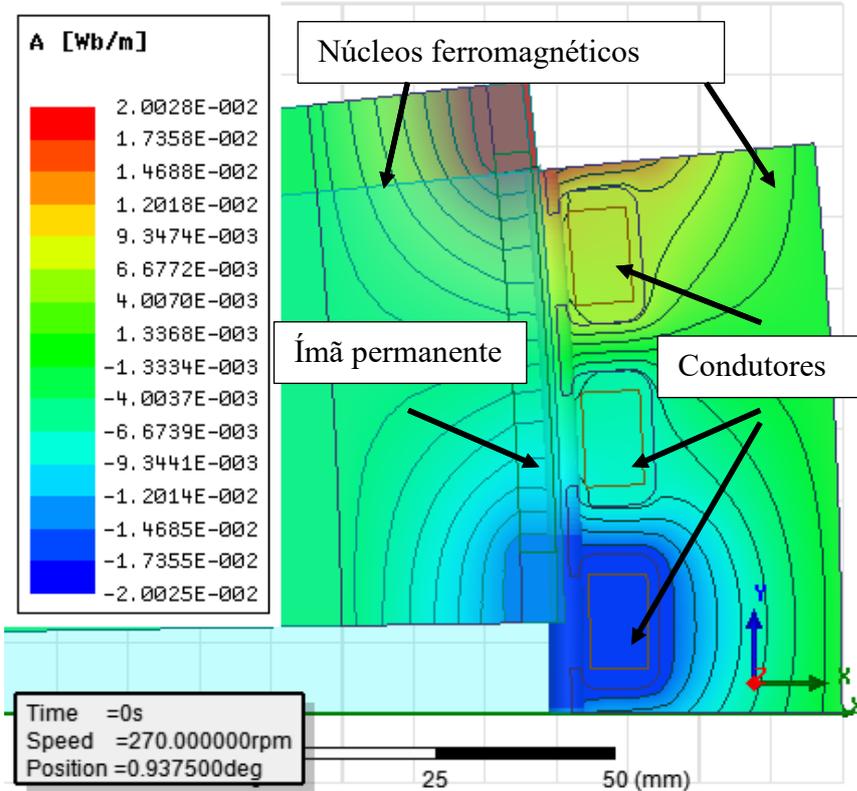
O número de fases mais comum é três. As máquinas monofásicas em geral têm um rendimento inferior ao das máquinas trifásicas. Eventualmente, poderão ser projetados enrolamentos com número maior de fases, especialmente para níveis maiores de potência.

Em uma máquina sem núcleo ferromagnético, a função das ranhuras é o posicionamento das bobinas do enrolamento, sem a contribuição de concentrar o fluxo proveniente dos ímãs permanentes e diminuir o entreferro efetivo.

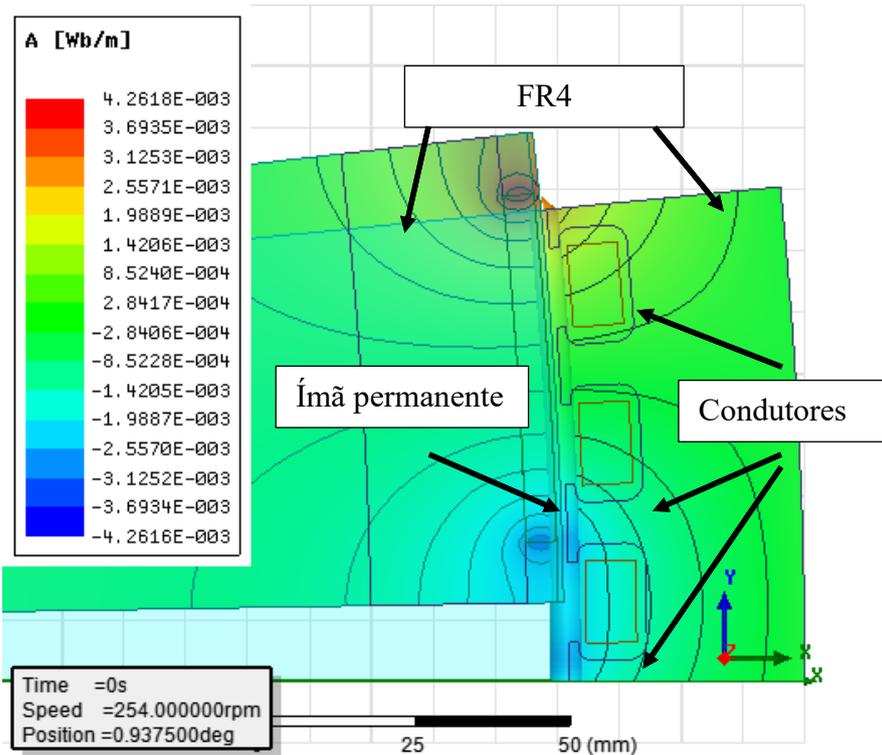
Na máquina com núcleo ferromagnético, o pico de indução magnética localiza-se no eixo direto (caminho de menor relutância), no centro de um polo magnético, Figura 28 (a). A distribuição espacial da densidade de fluxo magnético é aproximadamente senoidal em máquinas de corrente alternada, e esta é a base para o projeto de máquinas elétricas convencionais. Nas máquinas sem núcleo ferromagnético, além de a densidade de fluxo magnético assumir menores valores na sua distribuição, as linhas de fluxo magnético são menos concentradas devido à inexistência de material ferromagnético macio que possa oferecer um caminho magnético de mais alta permeabilidade magnética.

Figura 28 - Linhas de fluxo magnético sobre um polo em uma máquina com núcleo ferromagnético (a) e com a mesma topologia, mas com material FR4 (b).

(a)



(b)



Fonte: Autora

Atualmente, existem ferramentas computacionais que auxiliam no projeto de uma máquina, especialmente o projeto das ranhuras do estator. Alternativamente, também podem ser encontrados os formatos mais comuns na literatura (GIERAS, 2010; HANSELMAN, 2006).

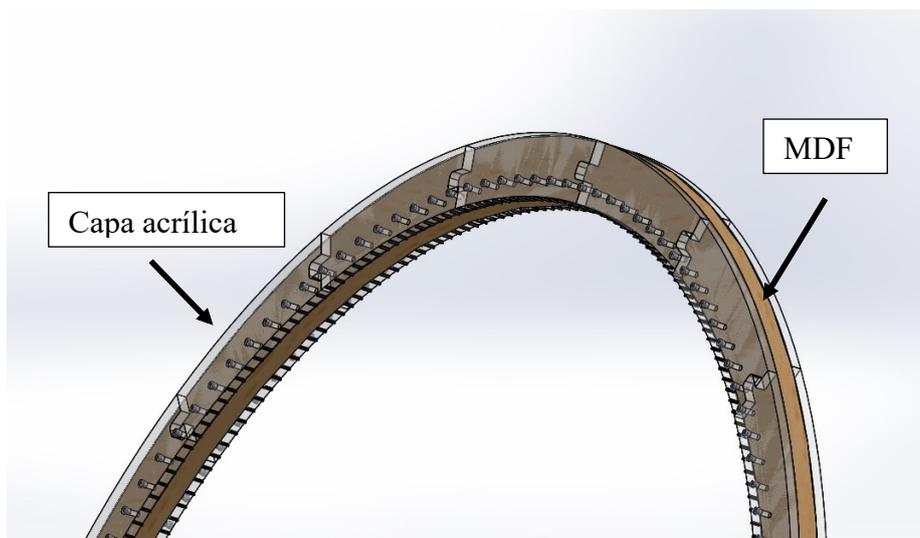
No caso de máquinas sem núcleo ferromagnético e, conseqüentemente, sem o efeito de concentração de fluxo magnético produzido pelos dentes ferromagnéticos das ranhuras, estas últimas servem para acomodar e dar suporte mecânico aos enrolamentos. É importante que as bobinas fiquem o mais próximo possível dos ímãs permanentes. Assim, as ranhuras devem ter preferencialmente uma altura menor e largura maior. A largura máxima da ranhura B_{s1} pode ser calculada pelo passo da bobina, τ_w , (18) multiplicado pelo número de ranhuras, Q_s , por polo (p) menos a largura do dente do estator, B_{s2} . Com esse dimensionamento inicial, será calculada a área útil da ranhura para poder acomodar e suportar os lados de bobinas.

$$\tau_w = \frac{\pi R_w}{p} \quad (18)$$

$$B_{s1} = \frac{\tau_w Q_s}{2p} - B_{s2} \quad (19)$$

Para marcar o tamanho e o posicionamento das ranhuras na estrutura de MDF do estator foi utilizada uma capa acrílica, conforme pode ser visualizado na Figura 29.

Figura 29 - Capa acrílica para usinagem das ranhuras.



Fonte: Autora

Após definir o tamanho da ranhura e, principalmente, sua área útil, o próximo passo é escolher um condutor adequado para a corrente nominal de projeto. Sem dados da impedância

da máquina, a corrente nominal por fase pode ser aproximada, para fins de dimensionamento dos condutores, através da equação

$$I_{an} = \frac{S_m}{3V_{an}} \quad (20)$$

onde S_m é a potência aparente da máquina na velocidade nominal e V_{an} é a tensão de fase nos terminais da máquina de projeto. Foi calculada uma corrente de 2,88 A supondo-se inicialmente uma tensão de fase $V_{an} = 127$ V e $S_m = 1100$ VA. Inicialmente, considera-se a potência aparente equivalente à potência mecânica da turbina e posteriormente calculam-se as perdas mecânicas para obter os seus valores exatos. Para a corrente, desta forma aproximada, é indicado no mínimo o fio AWG 17 com $D_w = 1,2$ mm. Foi selecionado inicialmente o fio de cobre AWG 12, com diâmetro D_w de 2,11 mm. para se obter um enrolamento com baixa resistência ôhmica e reduzidas perdas Joule. Entretanto as desvantagens de selecionar um fio com seção ainda maior são a redução do número de espiras que cabem na ranhura, reduzindo a tensão induzida, e o aumento da dificuldade construtiva da bobina.

Após selecionar o diâmetro do condutor, se calcula o número de condutores que ocuparão a ranhura. Em máquinas com núcleo ferromagnético recomenda-se um fator de enchimento de 35% da área útil da ranhura, para a montagem do enrolamento. No caso da máquina projetada, na ausência de dentes ferromagnéticos no estator foi previsto um enchimento de 90%. O número de condutores na ranhura (z_q) multiplicado pelo número de polos indica o número total de espiras por fase (N_l).

A tensão de fase é delimitada pelo nível de tensão média (contínua) suportada pelo inversor de conexão com a rede, ou de acordo com as características da carga.

Os enrolamentos das máquinas de corrente alternada são caracterizados pelo número de fases, o número de circuitos em paralelo por fase, a conexão entre fases que pode ser em estrela ou delta em máquinas trifásicas, a distribuição angular dos consecutivos condutores por fase, o passo de cada bobina, e por fim o arranjo das conexões terminais.

As conexões terminais utilizadas na máquina são de meia bobina, em que, o número de bobinas por fase equivale à metade do número de polos. Desse modo a máquina é projetada com 50 bobinas por fase, 150 no total para 100 polos. O enrolamento usado é de passo inteiro e camada única. O enrolamento trifásico de camada única foi projetado de acordo com a metodologia convencional que é utilizada para máquinas com ímãs permanentes (HANSELMAN, 2006). O enrolamento projetado para a máquina em estudo na tese é

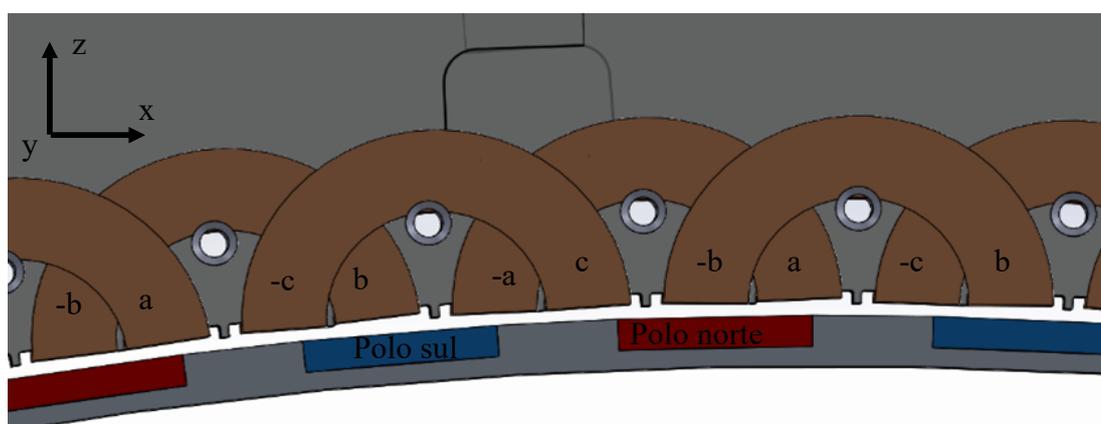
apresentado na Figura 30, em que todas as bobinas de uma fase são ligadas em série. O eixo de coordenadas é mostrado conforme será utilizado na modelagem matemática descrita na seção 3.9.

Existem procedimentos automatizados para projeto de enrolamento para diversos tipos de máquinas tanto de indução como de ímãs permanentes. Alguns são baseados na análise de harmônicas (DORRELL et al., 2011). Mas, basicamente, o número de polos, de ranhuras, de camadas e de fases é definido pelo projetista. Muitos arranjos são encontrados em manuais de projeto ou tabelas com padrões.

Na operação em corrente alternada o enrolamento é distribuído e pode ser fracionário para obter uma *f.e.m.* senoidal e uma operação com variação atenuada (GIERAS, 2010). As máquinas trifásicas são mais eficientes do que máquinas monofásicas de mesma potência.

Nos rotores com ímãs permanentes montados na superfície, as reatâncias de eixo direto e de eixo em quadratura podem ser consideradas idênticas, se o entreferro for constante, e é possível utilizar o clássico circuito de regime permanente para máquina síncrona de polos lisos. No caso de ímãs permanentes internos ou embutidos, com a saliência do eixo em quadratura o regime permanente requer uma solução para cada eixo. Este tipo de máquina é mais adequado quando a aplicação requer um enfraquecimento do campo que pode ser obtido quando a corrente está adiantada do eixo em quadratura, fazendo surgir uma componente negativa da tensão de eixo direto no eixo em quadratura (DORRELL et al., 2011).

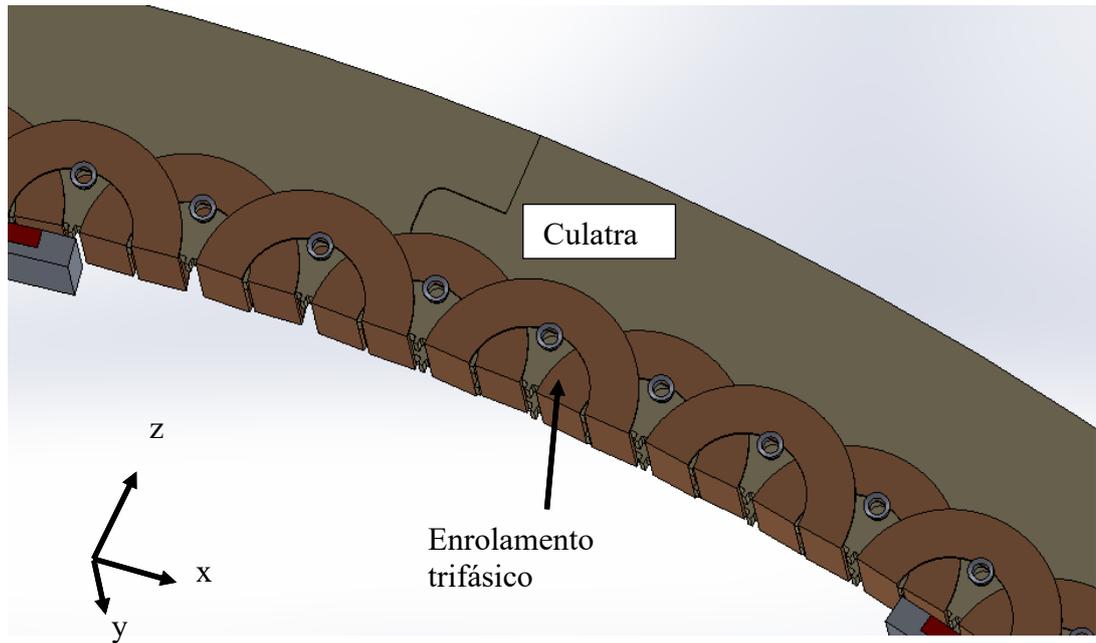
Figura 30 - Enrolamento de camada única – a, b e c indicam a fase da bobina e o sinal indica o sentido da corrente.



Fonte: Autora

Na Figura 31 podem ser vistas as partes ativas das bobinas e as cabeceiras, bem como a sua montagem no estator.

Figura 31 - Vista isométrica do enrolamento.



Fonte: Autora

A densidade linear de corrente A [A/m] corresponde a uma corrente superficial $\vec{J}_s - \vec{n} \cdot H$ correspondente a um campo magnético alternado H externo à superfície e \vec{n} é o vetor unitário normal à superfície (PYRHÖNEN; JOKINEN; HRABOVCOVÁ, 2008). Na máquina elétrica, a densidade linear de corrente pode ser calculada pela soma das correntes através de uma ranhura, dividido pelo passo da ranhura. A densidade de corrente linear A corresponde ao campo magnético tangencial.

Após a seleção de uma combinação de número de polos e número de ranhuras, calcula-se o número de ranhuras por fase e por polo:

$$q = \frac{Q_s}{2pm} \quad (21)$$

Para um enrolamento de passo inteiro, o fator de encurtamento de passo é unitário, ou seja, todas as ranhuras são equidistantes em relação aos polos do rotor,

$$k_p = \text{sen} \left(\frac{\pi y_q}{2mq} \right) \quad (22)$$

onde y_q é o passo polar em número de ranhuras. O fator de distribuição para uma máquina trifásica que é unitário para $q = 1$, pode ser calculado por

$$k_d = \frac{1}{2q \operatorname{sen}\left(\frac{\pi/6}{q}\right)} \quad (23)$$

Em máquinas com núcleo ferromagnético pode-se utilizar uma inclinação das bobinas em relação à direção axial para redução do conjugado de relutância, e, nesse caso, se calcula o fator de inclinação. A relutância magnética é responsável pela força que busca alinhar o fluxo magnético ao caminho de menor relutância magnética. Em máquinas convencionais, este caminho localiza-se na região do material que contorna as ranhuras. Na ausência de um núcleo ferromagnético, não há relutância associada a material ferromagnético macio e, portanto, o *skewing* se torna desnecessário. Desta forma o fator de enrolamento é dado por:

$$k_w = k_p k_d \quad (24)$$

Para enrolamentos trifásicos com $q = 1$, o fator de enrolamento é unitário, quando $k_{p1} = 1$.

Após obter a indução no entreferro em máquinas convencionais, pode-se calcular o comprimento axial para obter a tensão nominal de projeto através de

$$E_{an} = \pi \sqrt{2} f N_1 k_w \phi_f \therefore \phi_f = \frac{E_{an}}{\pi \sqrt{2} f N_1 k_w} \quad (25)$$

onde f é a frequência elétrica, N_1 é o número de espiras por fase, k_w é o fator de enrolamento e ϕ_f é o fluxo magnético de excitação a vazio necessário para obter a tensão nominal, desconsiderando a reação da armadura.

A componente fundamental do fluxo magnético de excitação é dada por

$$\phi_{f1} = L_a \int_0^{\tau_p} B_g \operatorname{sen}\left(\frac{\pi}{\tau_p} x\right) dx = \frac{2}{\pi} \tau_p L_a B_g \therefore L_a = \frac{\phi_{f1} \pi}{2 \tau_p B_g} \quad (26)$$

Desta forma se determina o comprimento axial necessário para obter a tensão induzida considerando o espaço delimitado das ranhuras.

No caso das máquinas sem núcleo de ferro, em que a indução magnética e a tensão são dadas por séries de Fourier ou calculadas por elementos finitos, o comprimento axial pode ser determinado por uma análise paramétrica, sendo definida de acordo com o nível de tensão adequado.

Na Figura 32 é possível visualizar a construção do enrolamento do estator.

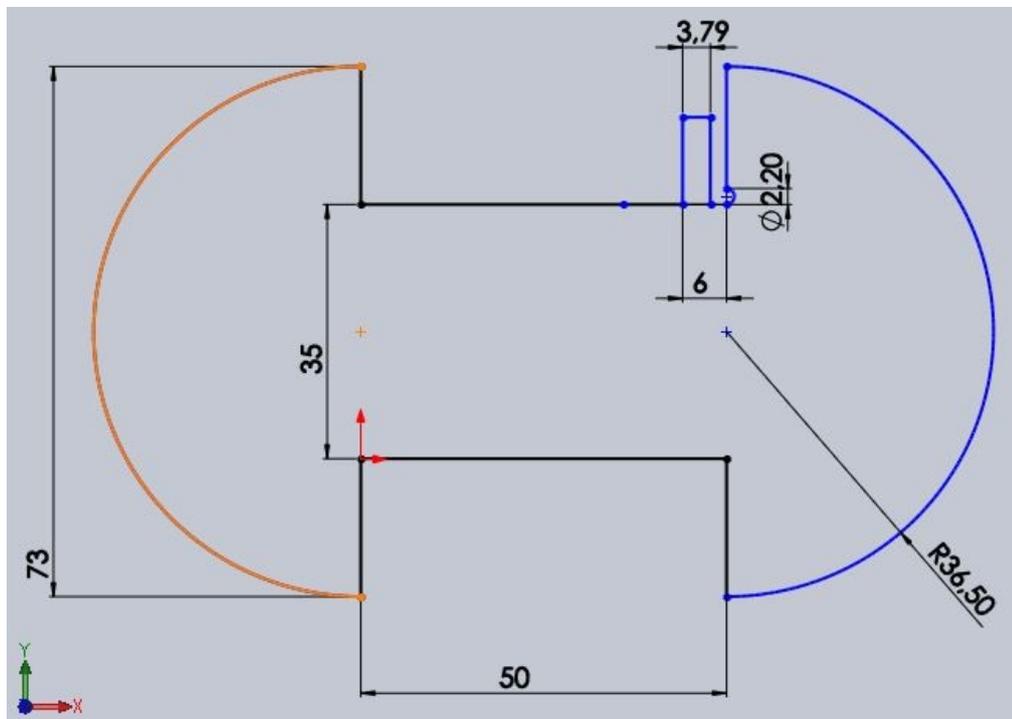
Figura 32 - Enrolamento da armadura



Fonte: Autora

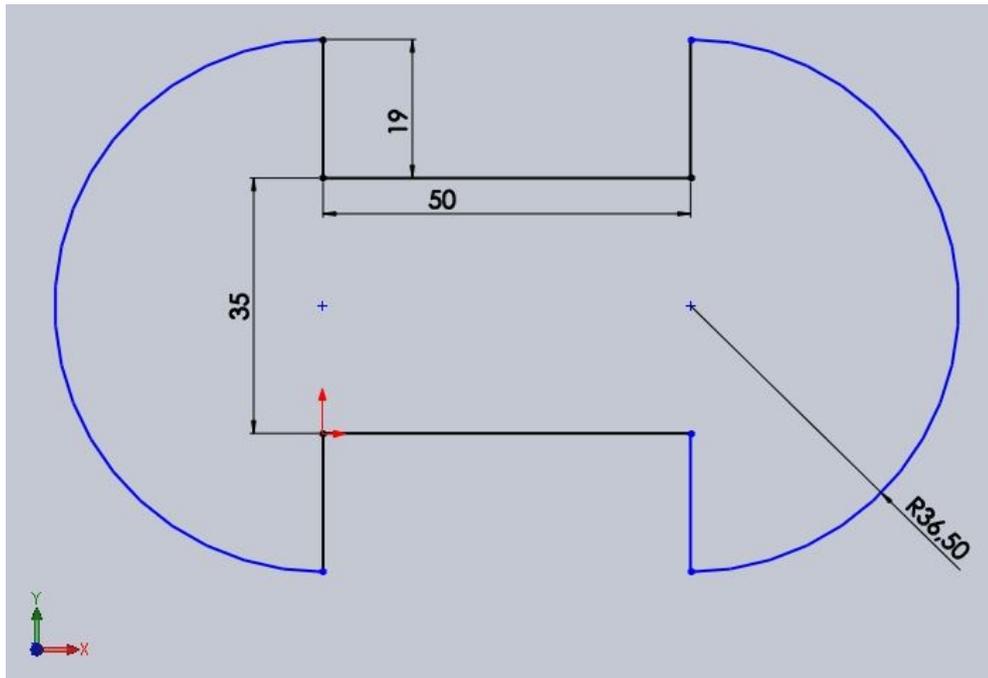
Para a construção das bobinas foram projetadas e usinadas no laboratório as peças de um gabarito para a construção das bobinas com as dimensões dadas na Figura 33, na Figura 34 e na Figura 35.

Figura 33 - Peça externa com fenda para encaixe do condutor (dimensões em mm).



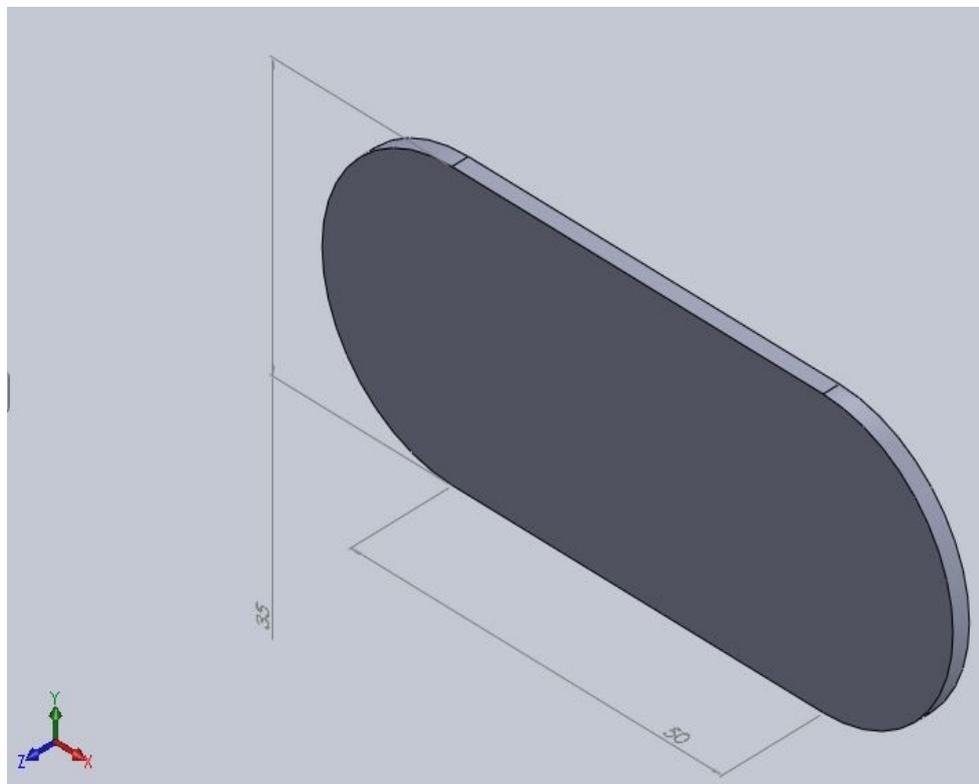
Desenho: Ranieri Bubans

Figura 34 - Peça externa sem fenda (dimensões em mm).



Desenho: Ranieri Bubans

Figura 35 - Peça central para molde interno da bobina (dimensões em mm).



Desenho: Ranieri Bubans

Com estas peças do gabarito foram bobinadas as 150 bobinas no LMEAE, conforme está ilustrado na Figura 36, montado em uma bobinadeira manual.

Figura 36 - Fixação da bobina com adesivo epóxi



Fonte: Autora

3.6 DETERMINAÇÃO DAS INDUTÂNCIAS

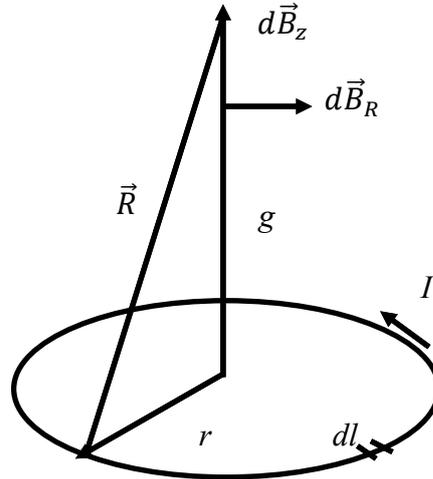
As bobinas utilizadas na máquina são praticamente planas, sendo minimamente curvadas ao serem montadas nas ranhuras da máquina. Para calcular as indutâncias foram computadas separadamente a densidade de fluxo magnético produzida por uma corrente de 3,3 A na seção circular correspondente à cabeceira da bobina e, a seguir, na seção reta, correspondente à parte ativa da bobina.

No entanto, deve-se ter em mente que, por se tratar de uma máquina *ironless* (sem material ferromagnético macio), as indutâncias de seus enrolamentos devem ser muito reduzidas. Isto se dará pelo fato de que as linhas de fluxo magnético, resultantes da f.m.m. das bobinas, se estabelecem exclusivamente através de meios de baixa permeabilidade magnética. Some-se a isto um número de espiras baixo por bobina, e se deverá ter indutâncias também baixas o suficiente para tornar as reatâncias indutivas correspondentes desprezíveis, mesmo a rotações mais altas do gerador. Essa é uma vantagem desta configuração: a armadura tem, na prática, um circuito equivalente de baixa queda de tensão.

Do ponto de vista teórico, a determinação das indutâncias próprias e mútuas da máquina proposta requer MEF ou uma modelagem matemática que forneça a distribuição da densidade de fluxo ao longo do passo da bobina na interface com os ímãs. Para obter um valor aproximado podemos considerar os contornos de corrente planares e calcular o vetor densidade de fluxo magnético no mesmo plano através da forma simplificada da lei de Biot-Savart (NOTAROS,

2012; SADIKU, 2006) em duas etapas: com uma espira de corrente circular para a cabeceira da bobina (Figura 38) e como uma espira quadrada para a parte reta da bobina (linha vertical pontilhada, Figura 38).

Figura 37 - Espira circular de corrente.



Fonte: Adaptado de (SADIKU, 2006)

Considerando a espira circular em (27), a densidade de fluxo magnético \vec{B} , a contribuição do elemento de corrente $I d\vec{l}$, é dada por:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 I}{4\pi} \int_L \frac{d\vec{l} \times \vec{R}}{R^3} \quad (27)$$

onde $d\vec{l} = r d\theta \vec{a}_\theta$ em coordenadas cilíndricas, $R = |\vec{R}| = \sqrt{r^2 + g^2}$, μ_0 é a permeabilidade do vácuo, I é a corrente nos condutores, r é o raio da espira, g é a distância entre as bobinas e o ímã.

$$d\vec{l} \times \vec{R} = \begin{vmatrix} \vec{a}_R & \vec{a}_\theta & \vec{a}_z \\ 0 & r d\theta & 0 \\ -r & 0 & g \end{vmatrix} = g r d\theta \vec{a}_R + r^2 d\theta \vec{a}_z \quad (28)$$

Substituindo (28) em (27),

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 I}{4\pi} \int_0^{2\pi} \frac{g r d\theta \vec{a}_R + r^2 d\theta \vec{a}_z}{(r^2 + g^2)^{3/2}} \quad (29)$$

A integração através da componente radial não é realizada devido à simetria. As componentes radiais diametralmente opostas se cancelam, logo:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 I}{4\pi} \int_0^{2\pi} \frac{r^2 d\theta}{(r^2 + g^2)^{3/2}} \vec{a}_z \quad (30)$$

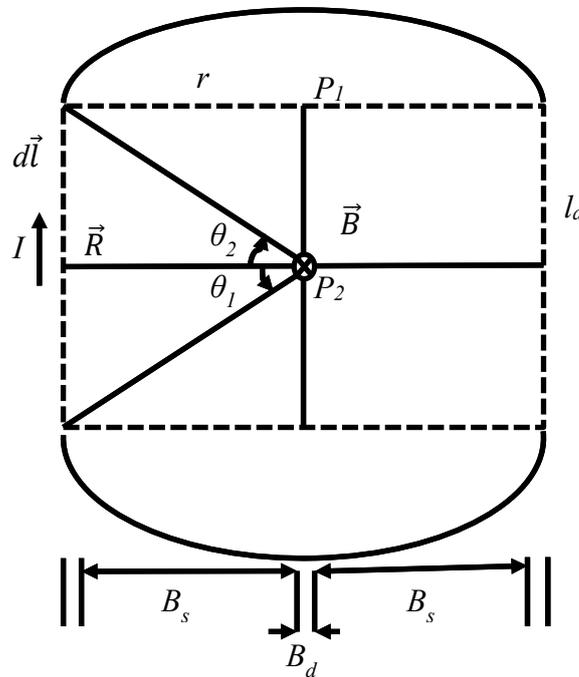
Com a integração,

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 I}{4\pi} \frac{r^2}{(r^2 + g^2)^{3/2}} [\theta]_0^{2\pi} \vec{a}_z \quad (31)$$

Desta forma, o vetor densidade de fluxo magnético ao longo do eixo da espira normal ao seu plano é dado por

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 I}{2} \frac{r^2}{(r^2 + g^2)^{3/2}} \vec{a}_z \quad (32)$$

Figura 38 - Espira quadrada de corrente.



Fonte: Adaptado de (SADIKU, 2006)

Considerando apenas um dos lados verticais pontilhados da bobina, de comprimento axial l_a ,

$$d\vec{l} \times \vec{R} = dl \sin \theta_1 = \vec{R} d\theta_1 \quad (33)$$

E (27) se torna

$$B = \frac{\mu_0 I}{4\pi} \int_{l_a} \frac{d\theta}{R} = \frac{\mu_0 I}{4\pi r} \int_{\theta_1}^{\theta_2} \cos \theta \, d\theta \quad (34)$$

Com a integração, obtém-se

$$B = \frac{\mu_0 I}{4\pi r} (\sin \theta_2 - \sin \theta_1) \quad (35)$$

Considerando $\theta_1 = \pi/4$ e $\theta_2 = -\pi/4$, obtemos a expressão para a densidade de fluxo magnético causada no centro da bobina por uma espira com uma corrente I no espaço livre:

$$B = \frac{\mu_0 I \sqrt{2}}{2\pi r} \quad (36)$$

Com as dimensões apresentadas na Figura 38 e o número de espiras zq , pode-se reescrever (32) e (36) para obter a densidade de fluxo magnético obtida pela somatória da parte circular e da parte reta da bobina, através de:

$$B_{circular} = \sum_{i=1}^{zq} \frac{\mu_0 I}{2} \frac{(B_s + 2B_d + i(1,05dm))^2}{(B_s + 2B_d + i(1,05dm))^2 + g^2}^{3/2} \text{ e } B_{reta} = \sum_{i=1}^{zq} \frac{\mu_0 I}{2\pi} \frac{\sqrt{2}}{(zq - i + 0,5)dm * 1,5 + 1,5B_d} \quad (37)$$

onde $zq = 9$, $B_d = 1,4$ mm, $dm = 1,45$ mm (diâmetro do fio AWG 15), $g = 0$ (no plano da bobina) e $B_s = 14,4$ mm (largura da ranhura), obtém-se um valor calculado em 1,1 mT no ponto P_1 da Figura 38 devido à parte circular e 1,4 mT no ponto P_2 devido à parte reta da bobina, considerando i a posição de cada espira.

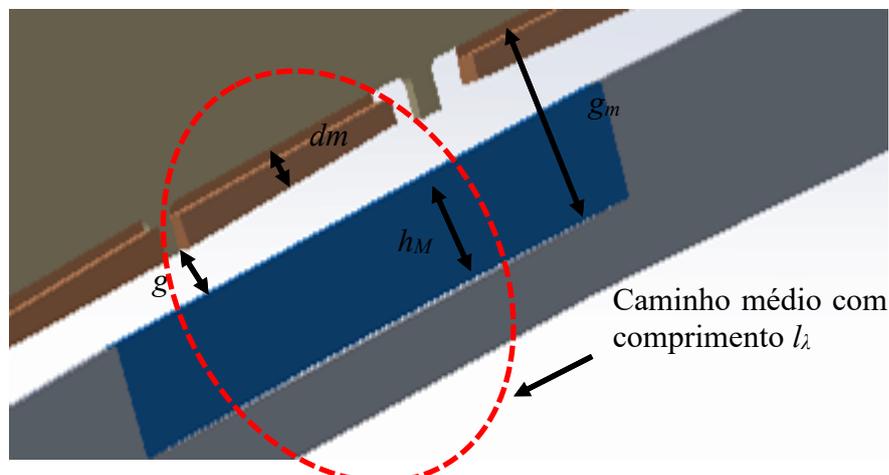
As indutâncias de enrolamentos distribuídos e passo pleno podem ser analisada, considerando-se um caminho médio para as linhas de fluxo magnético produzidas pela FMM de armadura, Figura 39. Tal caminho teria um comprimento médio l_λ a se considerar.

Assumindo-se que a densidade do fluxo magnético radial pode ser considerada uniforme (FITZGERALD; KINGSLEY JR.; UMANS, 2006) e pode ser calculada pelo valor da FMM dividido por l_λ , ou seja:

$$B_g = 2\mu_0 \frac{Ni_a}{\pi l_\lambda} \cos \theta_a \quad (38)$$

onde θ_a é o eixo magnético da bobina.

Figura 39 - Circuito magnético para o cálculo das indutâncias



Fonte: Autora

O fluxo fundamental por polo é dado pela integração de (38) sobre a superfície do passo polar:

$$\Phi = L_a \int_{-\pi/2}^{\pi/2} B_g r d\theta = \frac{4\mu_0 N L_a r}{\pi l_\lambda} I_a \quad (39)$$

em que L_a é o comprimento axial do estator A indutância de uma bobina no circuito é dada por:

$$L = \frac{\lambda_a}{I_a} = \frac{N\Phi}{I_a} = \frac{4\mu_0 N^2 L_a r}{\pi l_\lambda} \quad (40)$$

Para calcular a indutância própria de uma fase, deve-se considerar além do número total de espiras conectadas em série N_f , o fator de enrolamento k_w

$$L_{11} = \frac{4\mu_0 L_a r}{\pi l_\lambda} \left(\frac{k_w N_f}{p} \right)^2 \quad (41)$$

Para calcular as indutâncias mútuas de armadura, consideram-se idênticos os dois enrolamentos de fase, deslocados de α graus elétricos. Sendo uma máquina trifásica, as fases são deslocadas de 120° graus elétricos.

Como $\cos 120^\circ = 1/2$, a indutância mútua é calculada como metade do valor da indutância própria.

$$L_{12} = \frac{4\mu_0 L_a r}{\pi l_\lambda} \left(\frac{k_w N_f}{p} \right)^2 \cos \alpha \quad (42)$$

3.7 PERDAS E RENDIMENTO

Para obter uma estimativa do rendimento máquina, as perdas são calculadas considerando os materiais e a geometria da máquina. Como não há perdas por correntes parasitas nem por histerese na armadura, as únicas perdas calculadas são relacionadas às perdas no cobre e nos ímãs permanentes. As demais perdas, perdas independentes da corrente e perdas suplementares, são avaliadas através dos ensaios pertinentes.

Para estimar o rendimento analiticamente, são consideradas as dimensões previamente definidas da máquina. O comprimento da conexão terminal de uma bobina l_{1e} pode ser aproximado com (43) quando o número de par de polos p , o diâmetro interno do estator D_s , a altura do dente h_{1t} , a largura da bobina w_c e o passo da ranhura τ_u já estão definidos.

$$l_{1e} \approx (0,05p + 1,2) \frac{\pi(D_s + h_{1t}) w_c}{2p \tau_u} + 0,02m \quad (43)$$

Com uma seção pequena para os condutores s_a , é possível calcular a resistência da armadura por fase desconsiderando o efeito pelicular da alimentação em corrente alternada,

$$R_{1dc} = \frac{N_1 I_{1av}}{a \sigma_1 s_a} \quad (44)$$

onde N_1 é o número de espiras por fase na armadura, I_{1av} é o comprimento médio de uma espira que pode ser obtido com o comprimento axial efetivo L_i e o comprimento da conexão terminal l_{1e} (43) de modo que, $I_{1av} = 2(L_i + l_{1e})$, a é o número de caminhos paralelos do enrolamento, σ_1 é a condutividade elétrica dos condutores a uma determinada temperatura (para um condutor de cobre $\sigma_1 \approx 57 \times 10^6$ S/m a 20°C e $\sigma_1 \approx 47 \times 10^6$ S/m a 75°C), e s_a é área da seção transversal do condutor (GIERAS, 2012).

As perdas no enrolamento da armadura são $P_R = m I_{ph}^2 R_{1dc}$. A resistência R_{1dc} a do cobre para baixas frequências pode ser aproximado por e o efeito pelicular no enrolamento com um condutor de diâmetro pequeno pode ser desprezado (GIERAS, 2010); no entanto, para frequências altas deve ser considerado.

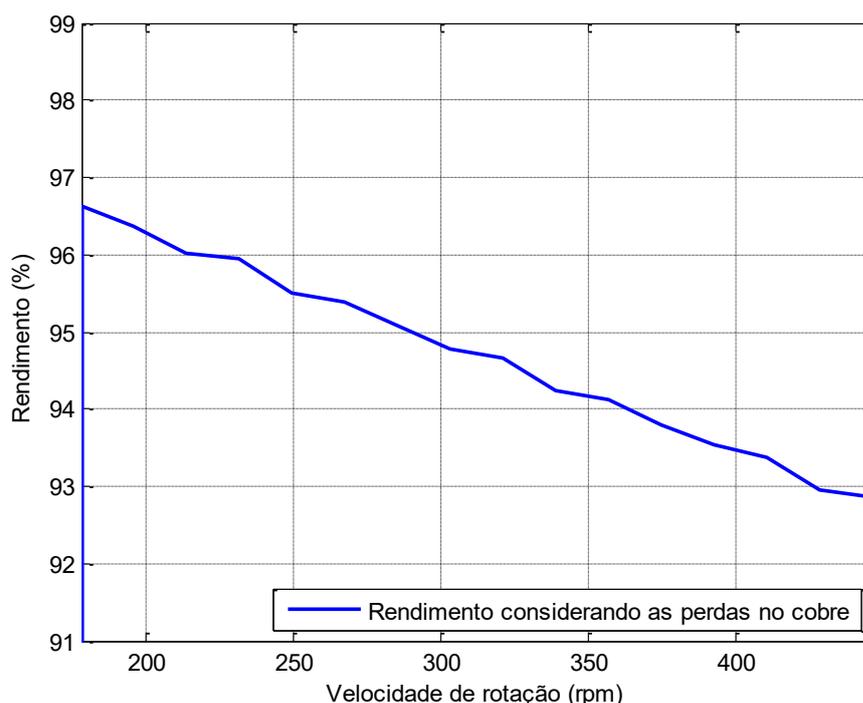
A Figura 40 apresenta o rendimento da máquina considerando apenas as perdas ôhmicas e em função da velocidade da turbina, com carga retificada, proporcional ao conjugado fornecido.

Aumentando a velocidade de rotação, aumenta-se também a frequência elétrica da tensão e sua amplitude. Como a potência da turbina eólica aumenta com a velocidade de rotação, calcula-se a potência desenvolvida pela máquina elétrica em cada nível de tensão. Assim é possível configurar corretamente o inversor, que é programado para injetar na rede uma determinada potência de acordo com o nível de tensão média (retificada) alimentada nos seus terminais.

A histerese pode ser definida como um atraso em relação à mudança de magnetização de um material devido a variações no campo magnético aplicado. A área do laço de histerese compreende, mesmo à baixa frequência, a densidade volumétrica das perdas magnéticas totais do material que tende a aquecer.

A energia consumida neste processo para orientar os domínios magnéticos do material é denominada de perdas por histerese. Elas são reduzidas em materiais ferromagnéticos macios quando não ocorre a saturação magnética (FITZGERALD; KINGSLEY JR.; UMANS, 2006; MITCHELL, 2004).

Figura 40 - Variação do rendimento da máquina em função da velocidade de rotação.



Fonte: Autora

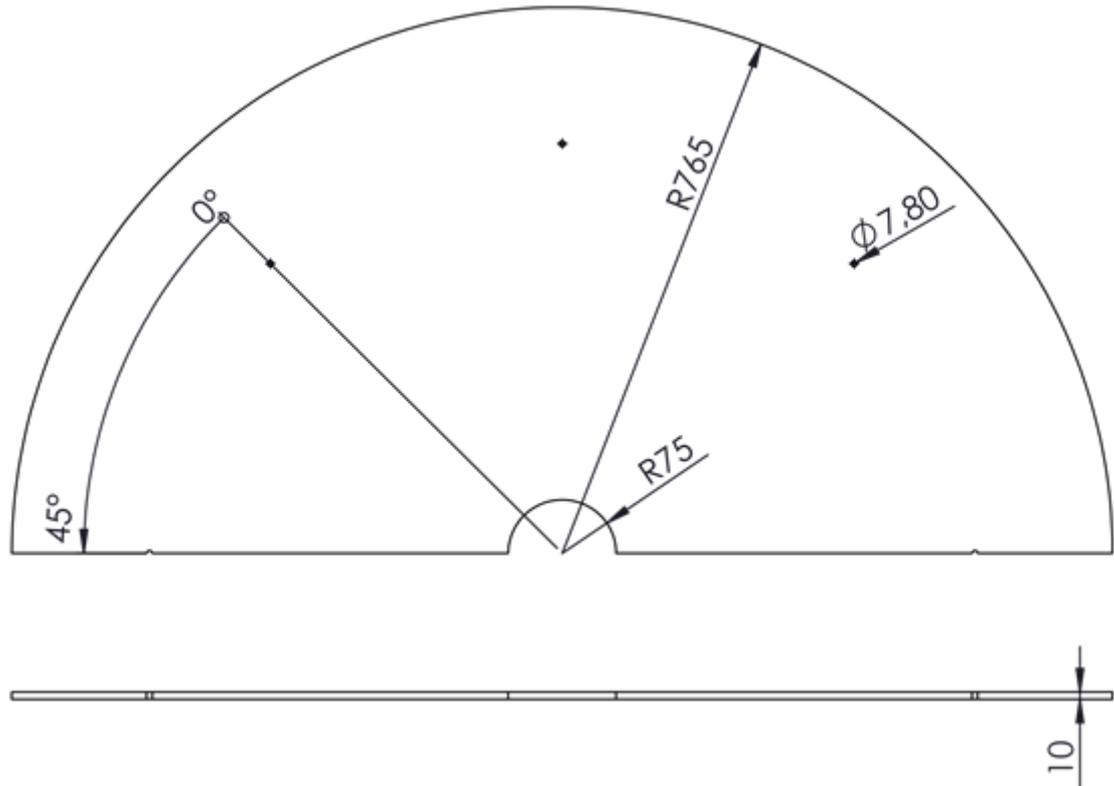
Quando o campo magnético aplicado varia ciclicamente, correntes parasitas (correntes de Foucault) são induzidas e caracterizam perdas elétricas no material ferromagnético. A magnitude destas correntes depende basicamente da frequência e densidade do fluxo magnético imposto pelo campo magnético, bem como da resistividade elétrica e da geometria do material. A soma das perdas por histerese e por correntes parasitas é conhecida como perdas magnéticas totais no núcleo (FITZGERALD; KINGSLEY JR.; UMANS, 2006; MITCHELL, 2004).

A curva característica do NdFeB no segundo quadrante é praticamente uma linha reta para temperaturas abaixo da temperatura de operação nominal. Neste caso, o ímã permanente é melhor utilizado quando a densidade de fluxo do ímã é $B_r/2$ (PYRHÖNEN; JOKINEN; HRABOVCOVÁ, 2008).

O cálculo das perdas pode ser feito com base na frequência na superfície do ímã permanente devida às ranhuras da máquina (PYRHÖNEN; JOKINEN; HRABOVCOVÁ,

2008). Mas como a máquina projetada não possui dentes ferromagnéticos, não ocorre variação do campo nos ímãs permanentes e, portanto, estas perdas não são consideradas aqui.

Figura 41 - Disco do Rotor de MDF – Vista frontal da meia seção (dimensões em mm).



Desenho: Fábio Silva Firmo

Desta forma, excluindo-se as perdas magnéticas as únicas perdas de origem eletromagnética a serem consideradas na máquina são as perdas Joule nos condutores em função da corrente.

As perdas independentes da corrente são as perdas mecânicas, mas elas não foram consideradas porque, para fins de teste, foi utilizado o rotor de MDF de acordo com a Figura 41. Este rotor foi escolhido pela facilidade construtiva e para viabilizar os testes de bancada, dando suporte estrutural aos ímãs. Entretanto, sua massa de 62 kg e formato afetam as perdas mecânicas associadas à bancada de teste, e isto é diferente do projeto aerodinâmico para operação prática da turbina eólica.

Devido à massa excessiva do rotor de MDF, conclui-se que o protótipo construído não é adequado para avaliar as perdas mecânicas do gerador. Por este motivo, o rendimento do gerador será feito considerando somente as perdas elétricas relacionadas ao seu volume ativo.

3.8 SIMULAÇÃO MAGNETOSTÁTICA E DE TRANSIENTE EM MEF

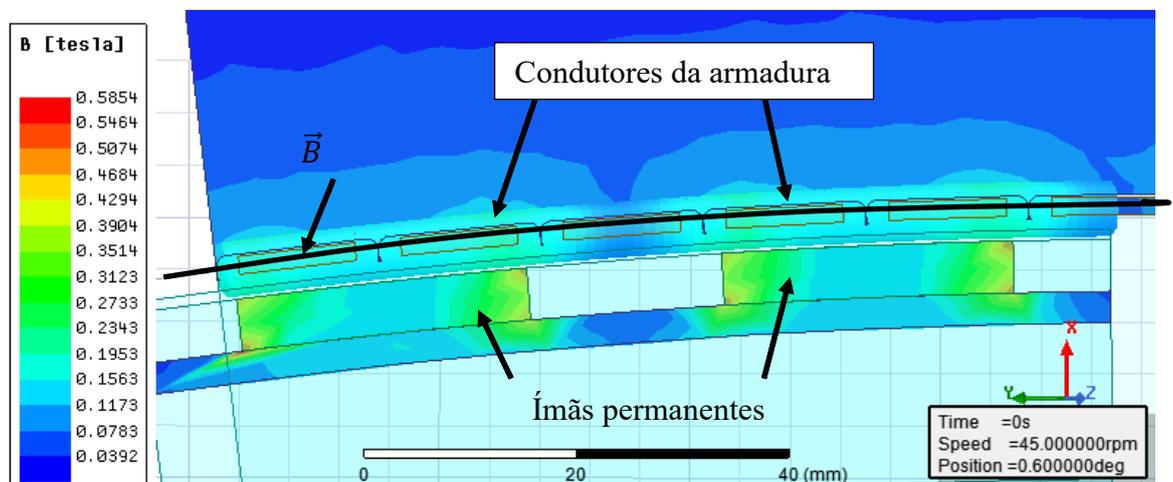
O projeto básico do gerador é normalmente feito com as equações analíticas. Mas, quando o modelo analítico não existe ou não é suficiente bom, um resultado mais completo do comportamento da máquina geralmente pode ser obtido através de modelo numérico. O método numérico utilizado é o método de elementos finitos (MEF) que pode ser usado em análises bi e tridimensionais de problemas eletromagnéticos. A solução pode ser obtida para problemas estáticos e de transientes. Neste último caso o circuito elétrico que descreve a geração da máquina como uma fonte de tensão é acoplado à solução dos campos.

As simulações numéricas do gerador projetados foram feitas com o *software* Electronics da Ansys (ANSYS INC., 2016). Foi utilizada a ferramenta RMXprt como ferramenta auxiliar para o dimensionamento da máquina. A análise magnetostática da máquina foi feita em 2D e em 3D, não tendo sido observadas diferenças consideráveis entre ambas.

O *software* geralmente utiliza a menor fração que representa a máquina, mas no caso das simulações conduzidas neste gerador foi definida a região de dois polos para a análise magnetostática para visualização dos polos norte e sul adjacentes.

No caso de uma máquina sem núcleo ferromagnético, a indução magnética produzida pelos ímãs permanentes nos condutores é reduzida devido a uma área maior de dispersão. Neste projeto, considerando um encobrimento polar de $2/\pi$, a seção para o fluxo magnético aumenta em 40% sem os dentes ferromagnéticos, atingindo de aproximadamente 200 mT de acordo com a Figura 42. A máquina foi modelada matematicamente como um polo constituído por uma única peça, embora tenha sido construída com 6 blocos de ímãs por polo.

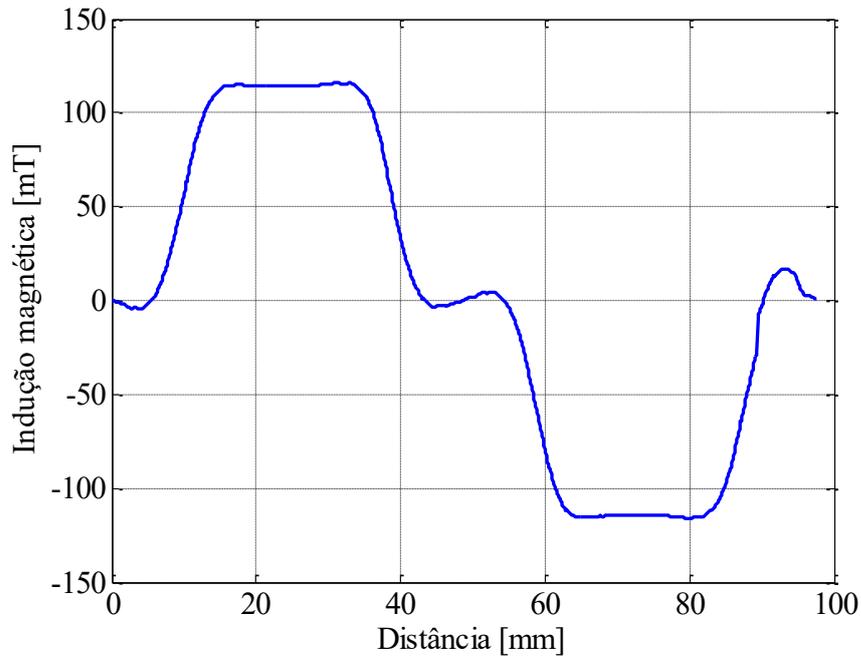
Figura 42 - Densidade de fluxo magnético produzido pelos ímãs, simulação MEF.



Fonte: Autora

A Figura 43 apresenta a indução magnética produzida pelos ímãs sobre o enrolamento do estator que pode ser considerada constante ao longo do comprimento axial sobre os condutores conforme a posição da linha em negrito destacada na Figura 42.

Figura 43 - Densidade de fluxo magnético através do enrolamento do estator, simulação MEF.

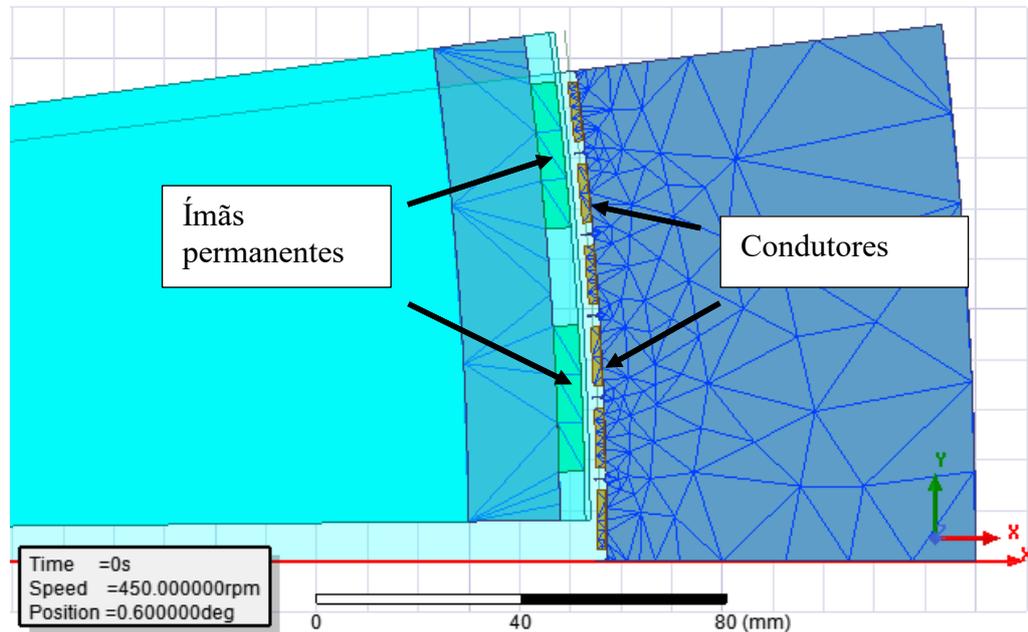


Fonte: Autora

A Figura 44 mostra a malha utilizada para a análise por MEF com 1139 elementos triangulares. A malha é mais fina na região dos condutores, que é a região de interesse. Nas demais regiões a malha é menos densa para diminuir o tempo de processamento.

A principal vantagem das máquinas sem núcleo ferromagnético é a minimização das forças de relutância radiais entre o rotor e o estator, evitando, portanto, o conjugado de relutância (*cogging torque*). Na maioria dos casos, as bobinas do estator podem ser afixadas em uma estrutura moldada de fácil fabricação. Além disso, não ocorrem perdas nem por histerese nem por correntes parasitas associadas ao núcleo.

Figura 44 - Malha para simulação MEF.



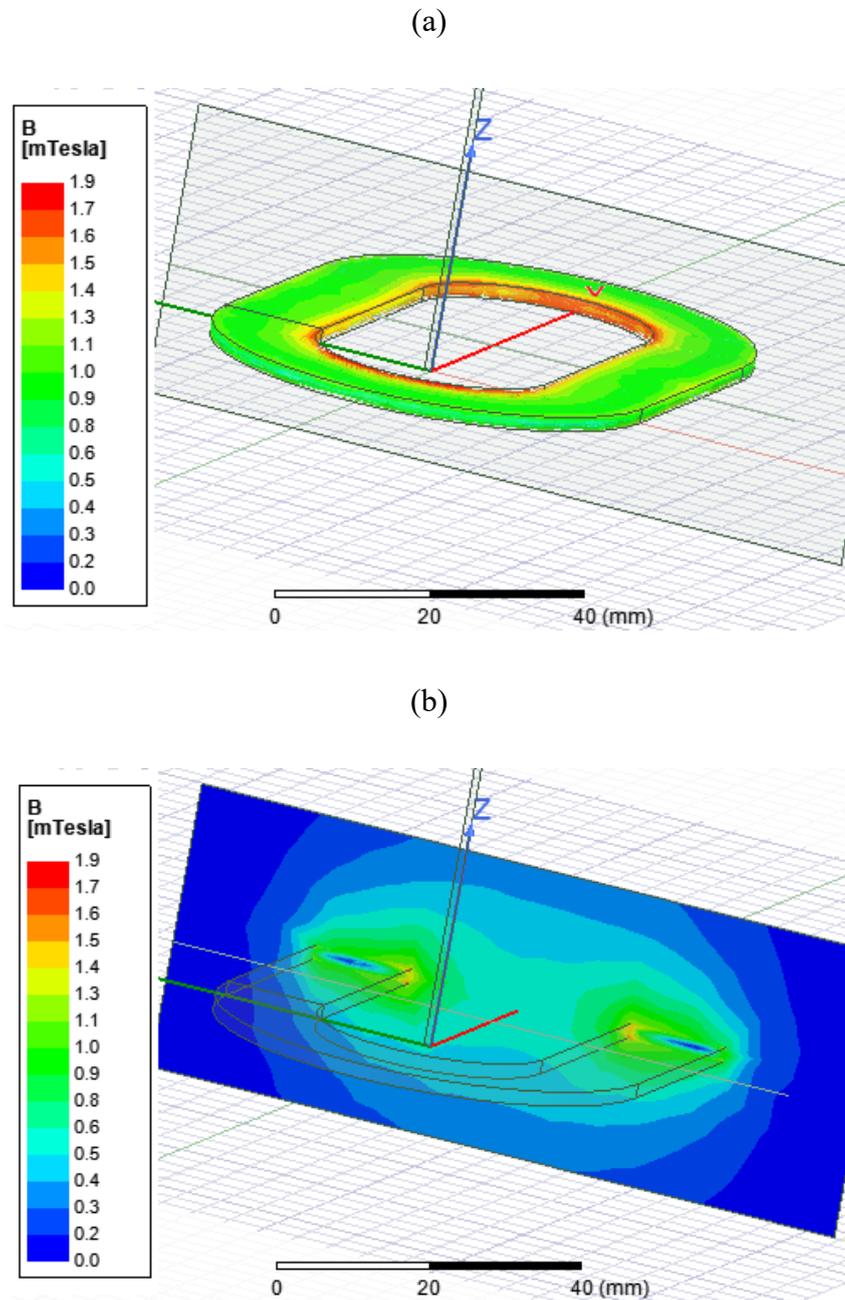
Fonte: Autora

O peso da máquina também é reduzido para uma determinada densidade de fluxo magnético. Entretanto, comparando com uma máquina com material ferromagnético, a magnitude da densidade de fluxo magnético é bastante reduzida para o mesmo arranjo de ímãs permanentes. Com um diâmetro de 1,5 m, os ímãs permanentes não seguem o formato arqueado do rotor, mas são retangulares.

No projeto da máquina foram utilizados blocos com dimensões de 20x20x5 mm (largura x comprimento x altura). A simulação computacional com a metodologia de elementos finitos (MEF) mostra que a indução magnética nos condutores produzida pelos blocos pré-fabricados não curvos se aproxima bastante da topologia com ímãs em arco (VERDUM et al., 2017).

A densidade de fluxo magnético produzida pelas bobinas foi avaliada em aproximadamente 1,3 mT, pelo MEF sendo compatível com o cálculo apresentado na seção 3.7. Este valor é cerca de 100 vezes menor que a densidade de fluxo magnético produzida pelos ímãs. A simulação magnetostática apresentada na Figura 45 mostra a distribuição da densidade de fluxo magnético na superfície e no ar, no sentido radial em cada lado da bobina.

Figura 45 - Densidade de fluxo magnético em uma bobina com 9 espiras e corrente de 3,5A (a) na superfície dos condutores, (b) no ar.



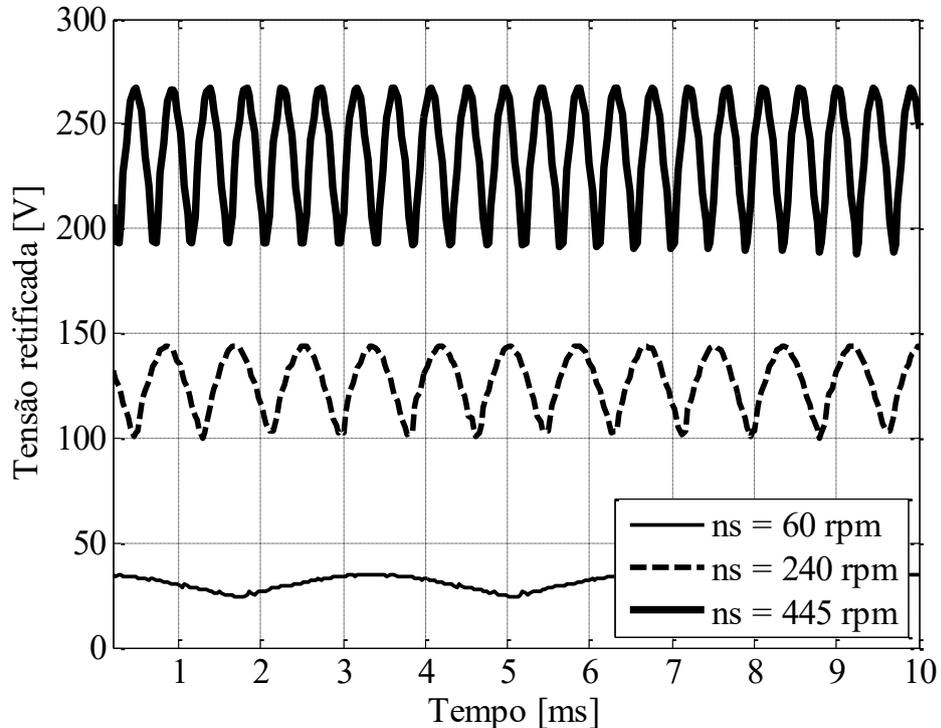
Fonte: Autora

Através da simulação pelo MEF também é possível estimar a tensão retificada em diferentes velocidades. Na Figura 46, se observam as formas de onda da tensão retificada quando a máquina alimenta carga resistiva.

Os inversores voltados para conexão com a rede são projetados para trabalhar numa faixa de potência, podendo ser conectados diretamente ao retificador. O controle desses

inversores varia de acordo com os fabricantes que utilizam diferentes estratégias para adequar a potência injetada na rede de acordo com a variação da potência gerada.

Figura 46 - Nível de tensão para diferentes velocidades da turbina eólica.

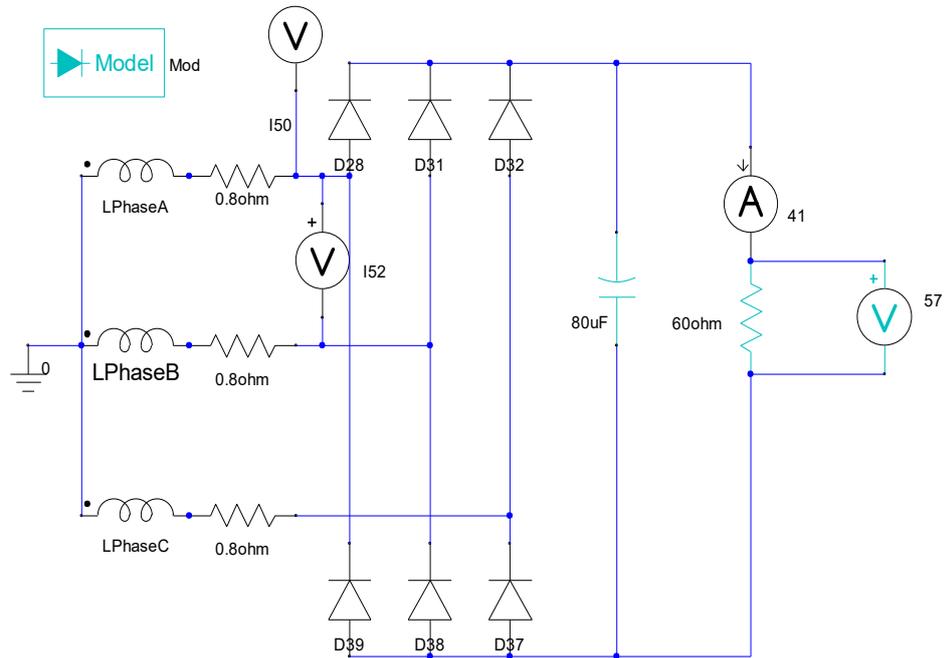


Fonte: Autora

O inversor utilizado possui controle por MPPT (*maximum power point tracking*) na faixa de operação de 30 a 540 V de tensão contínua na entrada e tensão alternada de saída de 180 a 240 V definida durante a sincronização com a rede. Para fins de comparação com a metodologia de projeto, a carga foi modelada como um resistor em paralelo com um capacitor nos terminais da ponte retificadora, conforme o circuito da Figura 47, para simular o circuito do inversor que não é disponibilizado pelo fabricante.

A análise de transiente em MEF, é possível simular a tensão de fase, considerando a carga nominal RC. Na análise transiente é possível utilizar um circuito externo (vide Figura 47) que é acoplado aos circuitos magnéticos da máquina.

Figura 47 - Circuito para análise de transiente com carga RC.



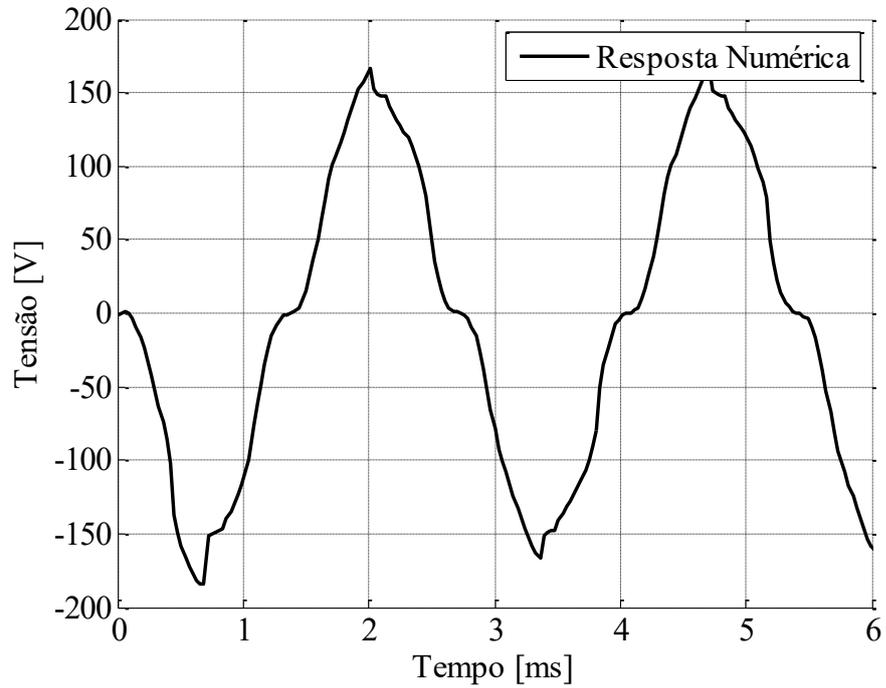
Fonte: Autora

Na Figura 47, os enrolamentos do gerador são representados pelos indutores *LPhaseA*, *LPhaseB* e *LPhaseC* em série com os resistores.

Observa-se a presença de harmônicos na tensão nos terminais da máquina devidos à não linearidade da carga (vide Figura 48).

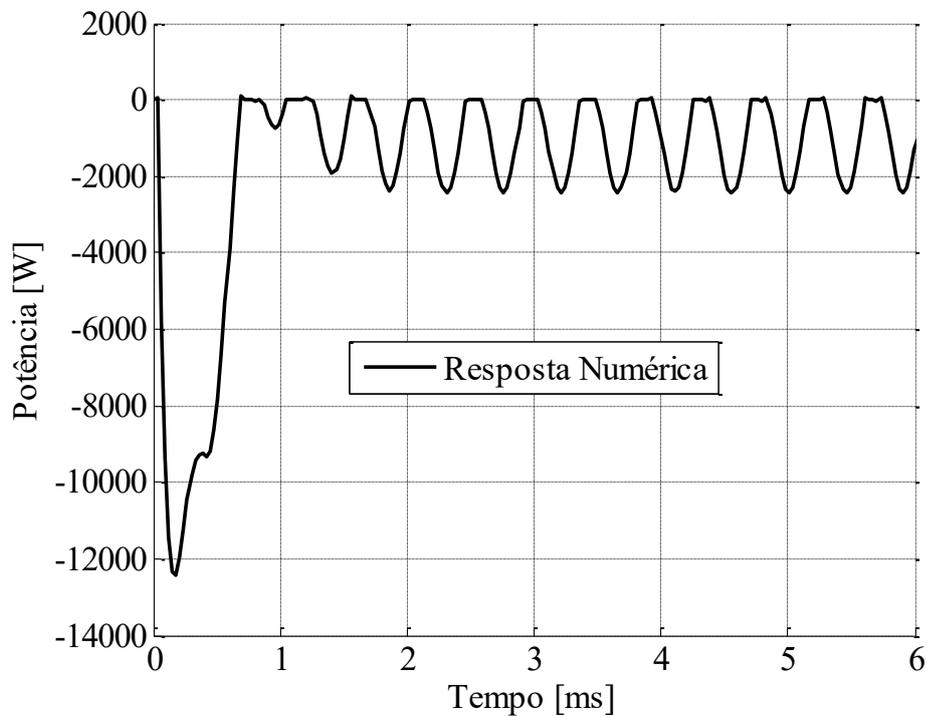
A simulação é feita com carga nominal e velocidade nominal, constantes. O picos de potência e de conjugado que são apresentados na Figura 49 e na Figura 50, não deverão ocorrer visto que a carga será controlada pelo inversor em função do nível de tensão contínua, que é proporcional à velocidade de rotação.

Figura 48 - Tensão de fase, simulação MEF com carga RC.



Fonte: Autora

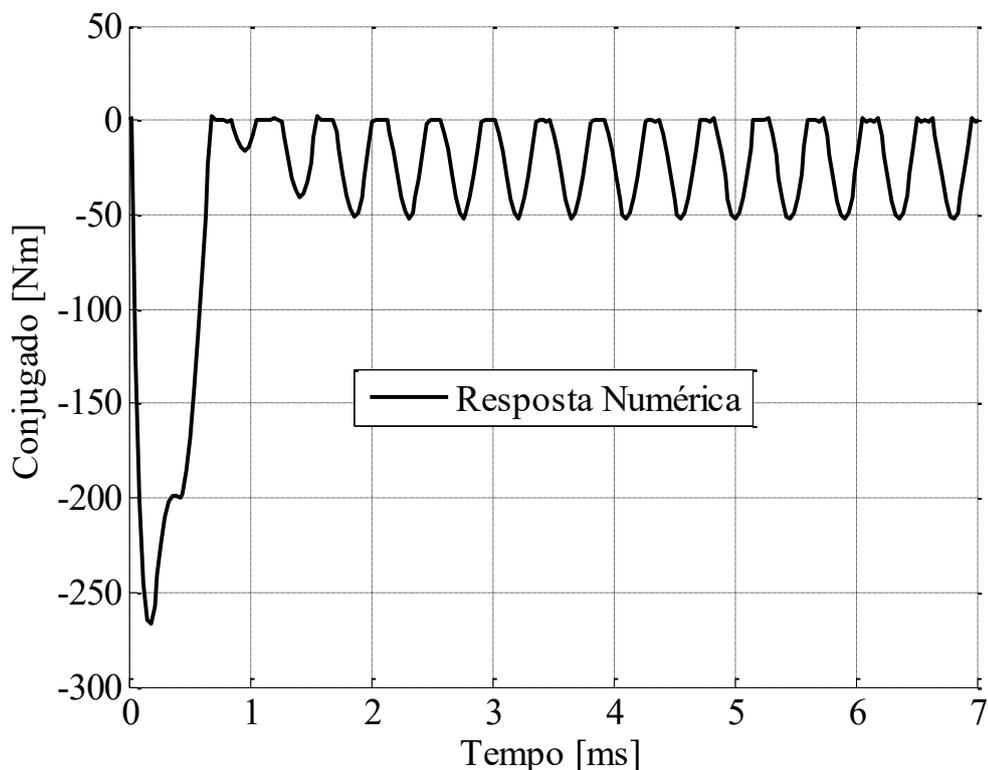
Figura 49 - Potência gerada, simulação MEF com carga RC.



Fonte: Autora

Com carga nominal, o conjugado desenvolvido é simulado e apresentado na Figura 50, apresentado um valor médio de 24 Nm.

Figura 50 - Conjugado com carga nominal, simulação MEF com carga RC.

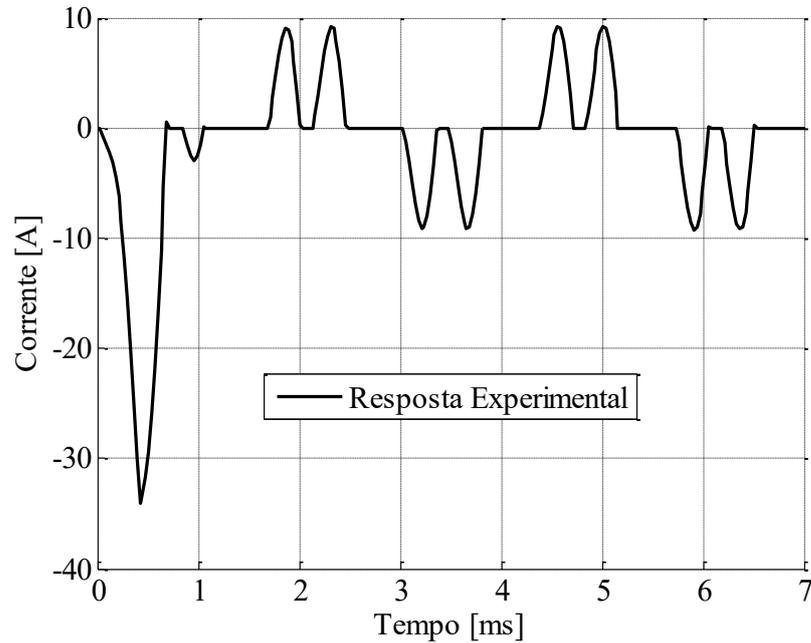


Fonte: Autora

A carga RC com corrente eficaz de fase de 4 A é apresentada na Figura 51 com forma de onda característica. O pico de corrente representa uma partida à plena carga. Recomenda-se utilizar proteção trifásica de 5 A na entrada do inversor para o caso de sobre-velocidade da turbina. Na operação normal da máquina o inversor deverá controlar a carga de modo a evitar o pico exibido na simulação da Figura 51.

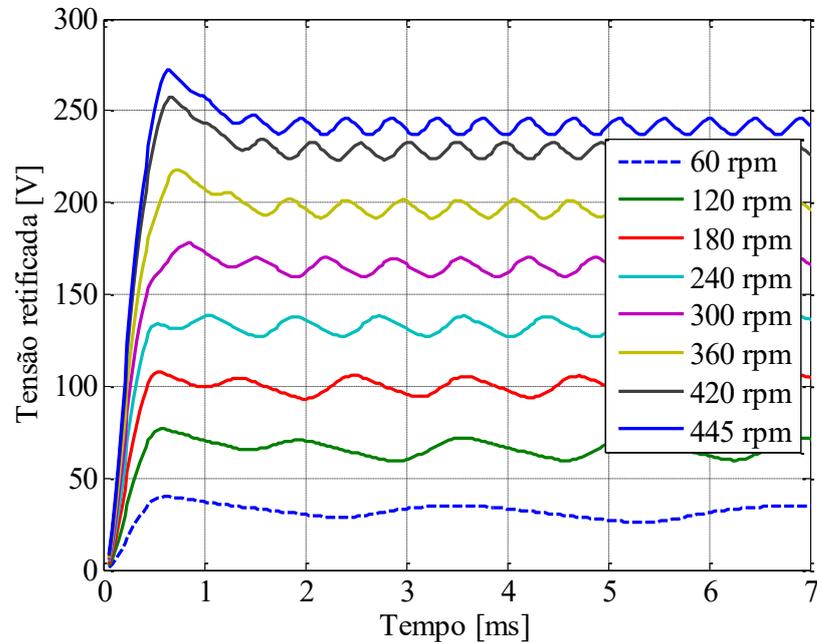
Com os valores de tensão retificada apresentados na Figura 52, em função da velocidade e o cálculo da potência mecânica disponibilizados pela turbina eólica, é possível programar o inversor para o controle de carga. Para cada incremento na entrada de tensão, será programado um incremento na potência injetada na rede de acordo com a característica da turbina. Desta forma, o inversor demandará uma corrente de carga proporcional à potência mecânica disponibilizada pela turbina eólica.

Figura 51 - Corrente de fase, simulação MEF com carga RC.



Fonte: Autora

Figura 52 - Tensão retificada na saída do inversor, simulação MEF com carga RC.



Fonte: Autora

No projeto de um motor síncrono, a literatura aponta a densidades de fluxo magnético no entreferro de máquinas com núcleo ferromagnético em torno de 0,6 a 0,8 T (GIERAS, 2010). Alguns autores (FURLANI, 2001; STAMENKOVIC et al., 2013) recomendam utilizar a metade deste valor no caso de máquinas sem núcleo, mas com a análise magnetostática, se

observa um valor ainda menor na máquina projetada. Com o objetivo de estudar a densidade de fluxo magnético produzida pelos ímãs e calcular a tensão induzida nos condutores, foi desenvolvida uma modelagem matemática com base nas equações de Poisson e de Laplace.

3.9 MODELAGEM MATEMÁTICA DA DENSIDADE DE FLUXO MAGNÉTICO DO ROTOR E DA TENSÃO INDUZIDA

As componentes normais da densidade da densidade de fluxo magnético produzida pelos ímãs permanentes do rotor não são senoidais como nas máquinas com núcleo de ferro. Os picos de indução ocorrem próximos às bordas dos polos com valores um pouco reduzidos no centro do polo. Este comportamento pode ser simulado numericamente através dos métodos de elementos finitos (Figura 42Figura 28), ou através da modelagem matemática da densidade de fluxo magnético, obtida analiticamente, que será descrita a seguir.

Pode-se iniciar a modelagem a partir da quarta equação de Maxwell que apresenta a lei da conservação de fluxo magnético (45) de acordo com a qual o fluxo líquido magnético através de uma superfície fechada é sempre igual a zero (FLORES FILHO; SUSIN; DA SILVEIRA, 2003). Isso equivale a dizer que não há uma fonte magnética ou estrutura monopolar semelhante a cargas elétricas positiva ou negativamente carregadas atraindo ou expelindo partículas. No campo magnetostático, o fluxo magnético se estabelece em um caminho fechado em uma estrutura bipolar.

$$\oint_S \vec{B} \cdot d\vec{S} = 0 \quad (45)$$

A equação diferencial equivalente é

$$\nabla \cdot \vec{B} = 0 \quad (46)$$

As equações diferenciais aplicam-se a meios específicos. O modelo do campo magnetostático consiste na equação de Poisson no volume dos ímãs permanentes e nos condutores alimentados por corrente e na equação de Laplace no espaço de ar que contorna a parte ativa da máquina. Para resolver o modelo foi utilizado o método da separação das variáveis (FLORES FILHO; SUSIN; DA SILVEIRA, 2003; VERDUM et al., 2018), que consiste em três partes: (a) obtenção de equações diferenciais ordinárias (EDOs) em função de apenas uma variável; (b) aplicação das condições de contorno ao modelo de acordo com a topologia da máquina; e (c) utilização da série de Fourier para compor as soluções obtidas das EDOs.

A Lei de Ampère estabelece que a integral de linha do vetor campo magnético ao redor de um percurso fechado é igual à soma algébrica das correntes através da área limitada pelo percurso, ou seja,

$$\oint \vec{H} \cdot d\vec{l} = \sum i \quad (47)$$

onde $d\vec{l}$ é um vetor segmento de linha com direção tangente ao percurso de integração. Em regiões onde não há densidade de corrente J , e o campo é produzido por ímãs permanentes, a intensidade de campo magnético H pode ser representada por um potencial escalar (BINNS, K. J., LAWRENSON, P. J., TROWBRIDGE, 1992) porque $\nabla \times \vec{H} = \vec{J} = 0$ e portanto o campo é dado pelo gradiente de uma função,

$$\vec{H} = -\nabla\psi \quad (48)$$

onde ψ é conhecido como potencial escalar magnético, de modo que o campo delimitado por um contorno é dado pela diferença de potencial em pontos distintos:

$$\psi_1 - \psi_2 = HI \quad (49)$$

Os ímãs permanentes podem ser representados pela relação constitutiva entre B e H , da forma

$$\vec{B} = \mu\vec{H} + \vec{B}_r \quad (50)$$

onde $\mu = \mu_r \mu_0$ é uma função não linear de \vec{H} e como $\mu_r \approx 1$ para ímãs permanentes de terras raras, pode-se considerar $\mu = \mu_0$. Pode-se observar que as derivadas espaciais da densidade de fluxo magnético \vec{B} em determinado ponto da região estão relacionadas à intensidade de campo \vec{H} através de uma equação de segunda ordem

$$\vec{B} = \mu \nabla \cdot (-\nabla\psi) \quad (51)$$

O potencial escalar total pode ser então avaliado na equação generalizada de Poisson, que é uma EDP linear:

$$\nabla^2\psi = \frac{\partial^2\psi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2\psi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2\psi}{\partial z^2} \quad (52)$$

No caso do gerador a ser modelado, a densidade de fluxo magnético é considerada constante no sentido axial da máquina, e assim pode-se utilizar a forma bidimensional da equação de Poisson (53), com o eixo z na direção radial da máquina e o eixo x no sentido

tangencial. Esta modelagem pode ser simplificada em coordenadas cartesianas devido às dimensões desta máquina cujo passo polar é muito menor do que o seu diâmetro. Considerando que o potencial magnético resulta do produto de duas funções, X que só depende de x e Z que só depende de z :

$$\psi(x, z) = X(x)Z(z) \quad (53)$$

Então, substituindo cada variável por sua derivada segunda e igualando-se a zero:

$$Z \frac{d^2 X(x)}{dx^2} + X \frac{d^2 Z(z)}{dz^2} = 0 \quad (54)$$

Dividindo por XZ as variáveis ficam separadas

$$\frac{1}{X} \frac{d^2 X}{dx^2} + \frac{1}{Z} \frac{d^2 Z}{dz^2} = 0 \quad (55)$$

Com a separação das variáveis, são obtidas as EDOs, e reescrevendo (55), obtém-se as constantes α e β

$$\frac{d^2 X}{dx^2} = \alpha^2 X \quad (56)$$

$$\frac{d^2 Z}{dz^2} = \beta^2 Z \quad (57)$$

E de acordo com (54)

$$\alpha^2 + \beta^2 = 0 \quad (58)$$

para todas as derivadas. Portanto,

$$\beta = \sqrt{-\alpha^2} \quad (59)$$

As soluções das equações diferenciais ordinárias são dadas por:

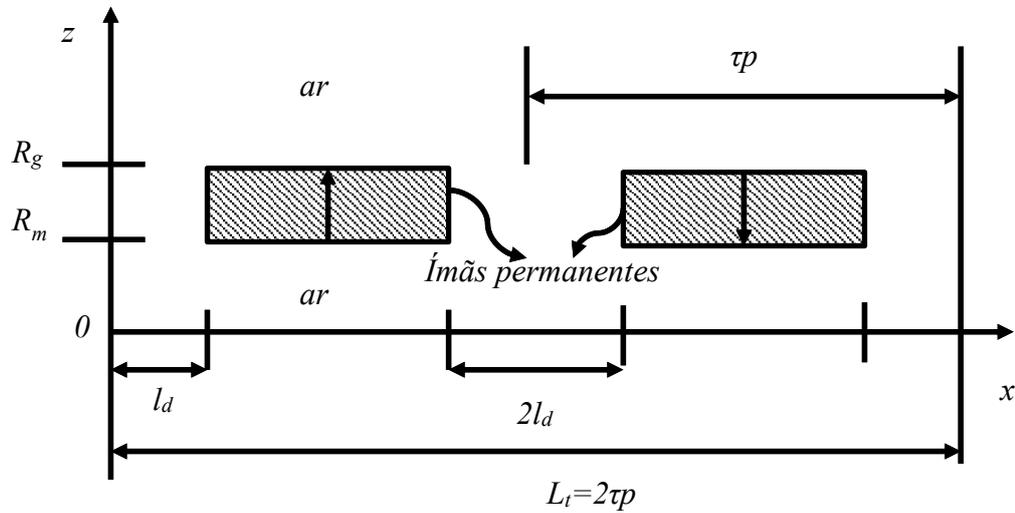
$$X(x) = A_1 e^{\alpha x} + B_1 e^{-\alpha x} \quad (60)$$

$$Z(z) = A_2 e^{\beta z} + B_2 e^{-\beta z} \quad (61)$$

Nelas, A_1 , B_1 , A_2 e B_2 são constantes.

As condições de contorno são dadas pelas dimensões e posicionamento dos ímãs permanentes em um segmento de um par de polos da máquina conforme Figura 53, (VERDUM et al., 2018).

Figura 53 - Geometria de dois passos polares da máquina para modelagem analítica.



Fonte: Autora

A topologia da máquina fornece as seguintes condições de contorno, ou condições de fronteira:

$$\psi(0, z) = 0 \quad (62)$$

$$\psi(\tau_p, z) = 0 \quad (63)$$

$$\psi(x, \infty) = 0 \quad (64)$$

$$\psi(x, -\infty) = 0 \quad (65)$$

A primeira condição de contorno implica que $X(0) = A_1 + B_1 = 0$. Portanto, $B_1 = -A_1$. A segunda condição de contorno impõe que $X(\tau_p) = A_1 e^{\alpha \tau_p} - A_1 e^{-\alpha \tau_p} = 0$, a qual pode ser reescrita como $X(\tau_p) = A_1 (e^{\alpha \tau_p} - e^{-\alpha \tau_p}) = 2jA_1 \text{sen}(\alpha \tau_p) = 0$. Portanto, $\alpha \tau_p = jn\pi \therefore \alpha = j \frac{n\pi}{\tau_p}$. Ao definir

a variável $k = \frac{\pi}{\tau_p}$, obtém-se, para qualquer valor de x, a expressão

$$X(x) = 2jA_1 \text{sen}(knx) \quad (66)$$

De acordo com (59),

$$\beta = \sqrt{(-kn)^2} = kn \quad (67)$$

E a equação geral do potencial em qualquer região, se torna,

$$\psi(x, z) = 2jA_1 \text{sen}(knx)(A_2 e^{knz} + B_2 e^{-knz}) \quad (68)$$

De acordo com a terceira condição de contorno, na região acima dos ímãs permanentes, $Z(\infty) = A_2 e^{kn\infty} + B_2 e^{-kn\infty} = 0$, de modo que $A_2 = 0$ e a equação do potencial se torna $\psi(x, z) = 2jA_1 \text{sen}(knx)(B_2 e^{-knz})$. Fazendo $C_1 = j2A_1 B_2$, a equação geral para o potencial acima dos ímãs permanentes se torna

$$\psi_g(x, z) = \sum_{n=1,3}^{\infty} (C_1 e^{-knz}) \text{sen}(knx) \quad (69)$$

onde n é a ordem harmônica.

Na região abaixo dos ímãs permanentes se aplica a quarta condição de contorno com $Z(-\infty) = A_2 e^{kn(-\infty)} + B_2 e^{-kn(-\infty)} = 0$. De modo que $B_2 = 0$ e o potencial escalar magnético é $\psi(x, z) = 2jA_1 \text{sen}(knx)(A_2 e^{knz})$, e fazendo $C_2 = j2A_1 A_2$, se torna

$$\psi_0(x, z) = \sum_{n=1,3}^{\infty} (C_2 e^{knz}) \text{sen}(knx) \quad (67)$$

Na região dos ímãs, tem-se:

$$\vec{B} = \mu_0(\vec{H} + \vec{M}) \quad (70)$$

E, ainda,

$$\nabla \cdot \vec{B} = \mu_0(\nabla \cdot \vec{H} + \nabla \cdot \vec{M}) = 0 \quad (71)$$

O vetor magnetização é função de x e tem apenas componentes em z . Logo, a divergência do vetor magnetização é nula. Assim, na região dos ímãs permanentes, a equação (68) pode ser reescrita como

$$\psi_{pm}(x, z) = \sum_{n=1,3}^{\infty} (C_3 e^{knz} + C_4 e^{-knz}) \text{sen}(knx) \quad (72)$$

Na região dos ímãs permanentes, a equação (68) pode ser reescrita como

$$\psi_{pm}(x, z) = \sum_{n=1,3}^{\infty} (C_3 e^{knz} + C_4 e^{-knz}) \text{sen}(knx) \quad (73)$$

Devido à continuidade do fluxo através da interface dos ímãs permanentes com o ar (BINNS, K. J. , LAWRENSON, P. J., TROWBRIDGE, 1992), é possível determinar as incógnitas nas equações (69), (73) e (51), aplicando-se as condições de interface:

$$\frac{\partial \psi_g}{\partial x} = \frac{\partial \psi_{pm}}{\partial x} \quad (74)$$

$$\frac{\partial \psi_0}{\partial x} = \frac{\partial \psi_{pm}}{\partial x} \quad (75)$$

$$\mu \left(\frac{\partial \psi_g}{\partial z} \right) = \mu \left(\frac{\partial \psi_{pm}}{\partial z} + \vec{M}_z \right) \therefore B_{g,z} = \mu_0 (\vec{H}_z + \vec{M}_z) \quad (76)$$

$$\mu \left(\frac{\partial \psi_0}{\partial z} \right) = \mu \left(\frac{\partial \psi_{pm}}{\partial z} + \vec{M}_z \right) \therefore B_{0,z} = \mu (\vec{H}_z + \vec{M}_z) \quad (77)$$

M_z é a componente em z da magnetização remanente. Aplicando-se a condição (74) em $z = R_g$, obtém-se

$$-knC_1 e^{-knR_g} \cos(knx) = -kn(C_3 e^{knR_g} + C_4 e^{-knR_g}) \cos(knx) \quad (78)$$

e

$$C_1 = \frac{C_3 e^{knR_g} + C_4 e^{-knR_g}}{e^{-knR_g}} \quad (79)$$

Da mesma forma, aplicando-se a condição (75) em $z = R_m$, obtém-se

$$-knC_2 e^{knR_m} \cos(knx) = -kn(C_3 e^{knR_m} + C_4 e^{-knR_m}) \cos(knx) \quad (80)$$

e

$$C_2 = \frac{C_3 e^{knR_m} + C_4 e^{-knR_m}}{e^{knR_m}} \quad (81)$$

Para aplicar a condição (76) em $z = R_g$, considera-se apenas as componentes em z do potencial somado à magnetização remanente e obtém-se

$$\mu \left(-knC_1 e^{knR_g} \right) = \mu \left(-kn(C_3 e^{knR_g} - C_4 e^{-knR_g}) + M_z \right) \quad (82)$$

e

$$C_1 = \frac{kn(C_3 e^{knR_g} - C_4 e^{-knR_g}) + M_z}{kne^{-knR_g}} \quad (83)$$

Da mesma forma se aplica a condição (52) em $z = R_m$, obtendo-se

$$C_2 = \frac{kn(C_3 e^{knR_m} + C_4 e^{-knR_m}) + M_z}{kne^{-knR_m}} \quad (84)$$

Igualando-se (57) e (61), determina-se C_4

$$C_4 = \frac{-M_z}{2kn} e^{knR_m} \quad (85)$$

Igualando-se os termos à direita das equações (59) e (62), determina-se:

$$C_3 = \frac{M_z}{2kn} e^{-knR_g} \quad (86)$$

Definindo C_3 e C_4 , pode-se calcular C_2 e C_1 :

$$C_2 = \frac{\frac{M_z}{2kn} (e^{-knR_g}) (e^{knR_g}) + \left(\frac{-M_z}{2kn} \right) (e^{knR_m}) (e^{-knR_g})}{e^{-knR_g}} = \frac{M_z}{2kn} (e^{knR_g} - e^{knR_m}) \quad (87)$$

$$C_1 = \frac{M_z}{2kn} (e^{-knR_g} - e^{-knR_m}) \quad (88)$$

Como a magnetização remanente é uma função periódica, ela pode ser representada por uma série simples de Fourier. Para uma função ímpar, o coeficiente de Fourier é dado por

$$f(x) = \sum_{n=1,3}^{\infty} B_n \text{sen} \left(\frac{2\pi nx}{T} \right) \quad (89)$$

onde T é o período que, neste caso, é espacial e não temporal.

$$B_n = \frac{4}{T} \int_0^{\frac{T}{2}} f(x) \text{sen} \left(\frac{2\pi nx}{T} \right) dx \quad (90)$$

Considerando a componente no eixo z da magnetização residual do ímã,

$$M_0 = |\vec{M}_{z,pico}| \quad (91)$$

A componente da magnetização dos ímãs é dada por:

$$M_z = \frac{4M_0}{T} \int_{l_d}^{\tau_p - l_d} \text{sen} \left(\frac{2\pi nx}{T} \right) dx \quad (92)$$

onde o comprimento de dois passos polares caracteriza a periodicidade espacial da função e l_d é a metade da distância entre os ímãs permanentes.

$$M_z = \frac{2M_0}{\left(\frac{\pi N}{\tau_p}\right)\tau_p} \left[-\cos\left(kn(\tau_p - l_d)\right) - (-\cos(knl_d)) \right] \quad (93)$$

Como $\tau_p = \pi$, que equivale a meio período, e $\cos(\pi - l_d) = -\cos(l_d)$,

$$M_z = \frac{2M_0}{\pi n} \left[\cos(knl_d) + \cos(knl_d) \right] \quad (94)$$

Simplificando, tem-se

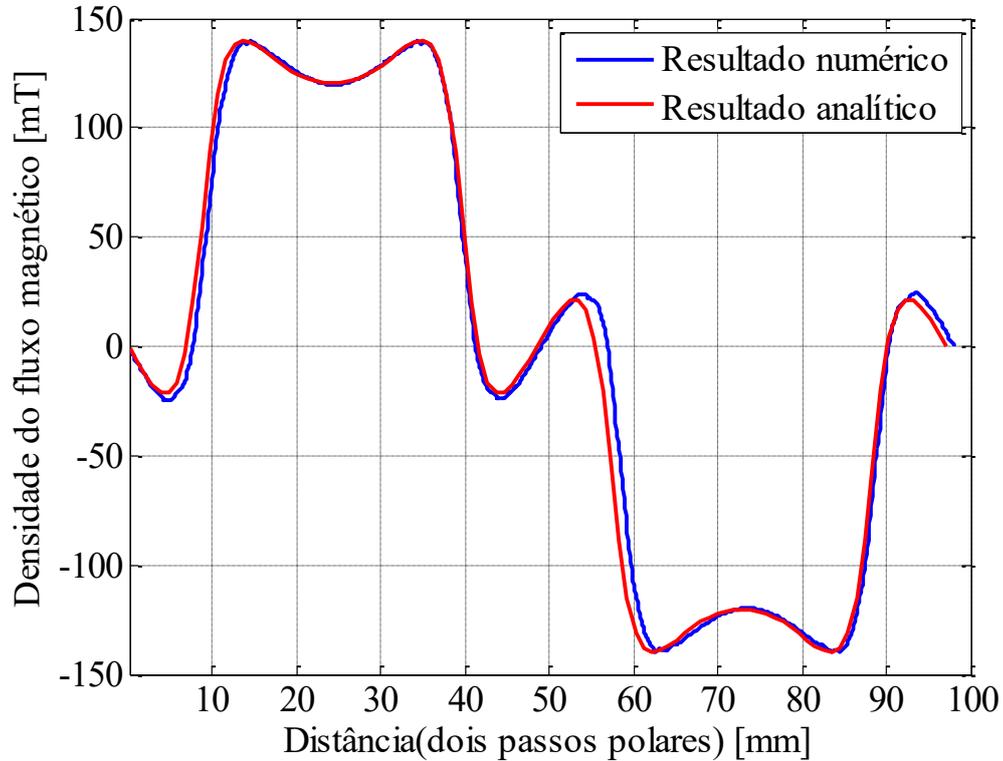
$$M_z = \sum_{n=1,3}^{\infty} \frac{4M_0}{\pi n} \cos(knl_d) \quad (95)$$

A partir de (48),(50), (51) e de (69), tem-se a densidade de fluxo acima dos ímãs permanentes, na região dos condutores do enrolamento que é a região de interesse.

$$B_{g,z}(x,z) = \mu_0 H_{g,z} = \frac{\mu_0}{2} \sum_{n=1,3}^{\infty} M_z \left(e^{knR_g} - e^{knR_m} \right) e^{-knz} \text{sen}(knx) \quad (96)$$

É importante salientar que (96) somente é válida na região em que $z > R_g$. A densidade de fluxo magnético abaixo dos ímãs permanentes, em $z < R_m$, é obtida da mesma forma, substituindo-se as respectivas soluções. A densidade de fluxo produzido pelos ímãs permanentes nos condutores, dado por (96) é apresentada na Figura 54, comparado com a solução obtida por elementos finitos. A posição radial é na linha intermediária dos condutores conforme mostrado na Figura 43. Neste cálculo considera-se que (96) não depende da posição axial, ou seja, é constante ao longo do comprimento axial. Assim, ela pode ser válida tanto para as extremidades como para as posições axiais intermediárias.

Figura 54 - Densidade de fluxo magnético produzida pelos ímãs permanentes no enrolamento.



Fonte: Autora

Substituindo a expressão à direita de (95) em (96), a densidade de fluxo magnético acima dos ímãs permanentes é:

$$B_g(x,z) = \frac{2\mu_0}{\pi} \sum_{n=1,3}^{\infty} \frac{M_0}{n} \cos(knl_d) \left(e^{knR_g} - e^{knR_m} \right) e^{-knz} \sin(knx) \quad (97)$$

No caso de máquinas elétricas rotativas pode-se considerar a superfície sobre um polo da largura de um passo polar τ_p e do comprimento axial da máquina l_a . Esta superfície se encontra na interface dos ímãs com o ar.

O fluxo magnético através da superfície polar, na altura z do enrolamento é

$$\Phi(z) = I_a \int_0^{\tau_p} B_g dx \quad (98)$$

$$\Phi(z) = \frac{2\mu_0 I_a}{\pi} \sum_{n=1,3}^{\infty} \frac{M_0}{n} \cos(knl_d) \left(e^{knR_g} - e^{knR_m} \right) e^{-knz} \left(\frac{-1 + \cos(kn\tau_p)}{kn} \right) \quad (99)$$

Como $k = \pi / \tau_p$ e n é sempre um número ímpar, o fluxo magnético se torna:

$$\Phi(z) = \frac{4\mu_0 l_a}{\pi} \sum_{n=1,3}^{\infty} \frac{M_0}{kn^2} \cos(knl_d) \left(e^{knR_g} - e^{knR_m} \right) e^{-knz} \quad (100)$$

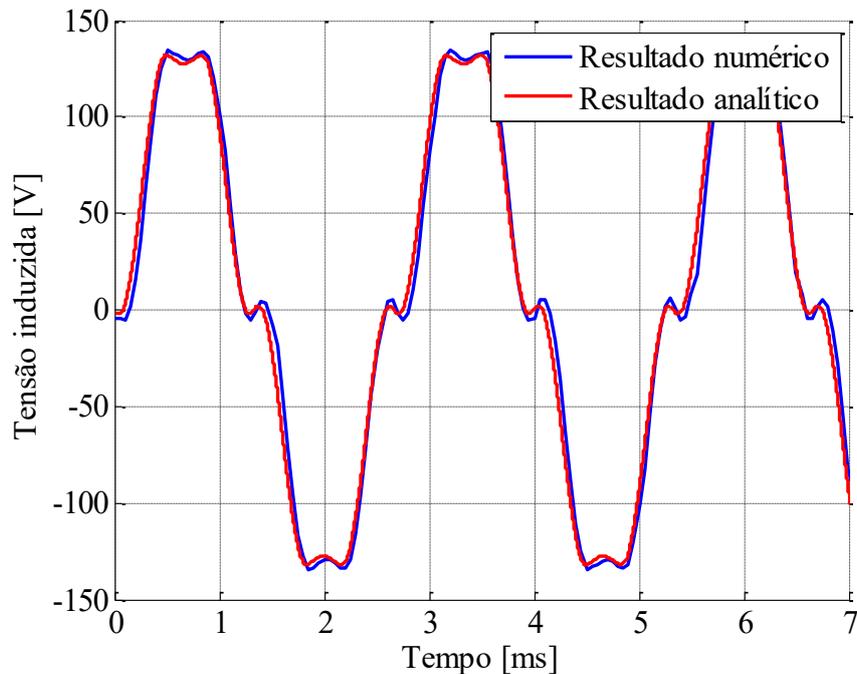
Para calcular a tensão induzida (Figura 55), considera-se que o fluxo magnético polar varia de forma senoidal com o tempo devido à rotação da máquina, de acordo com

$$\frac{d\Phi_p}{dt} = -\frac{4\mu_0 M_0 l_a}{k\pi n^2} \cos(knl_d) \left(e^{knR_g} - e^{knR_m} \right) e^{-knz_b} \text{sen}(n\omega_0 t) \cos(knw_c) \quad (101)$$

sendo que l_a é o comprimento axial da máquina e $\omega_0 = 2\pi f$, a frequência angular. A frequência elétrica dada por $f = p \frac{n_m}{60}$ depende da velocidade de rotação (n_m) e do número de polos da máquina. A posição de cada espira no cálculo da tensão é dada por w_c . Normalmente se considera uma posição intermediária para as espiras de cada bobina. Entretanto, na bobina projetada o afastamento de cada espira em relação ao fluxo magnético é considerável na determinação da amplitude de tensão, que é dada por

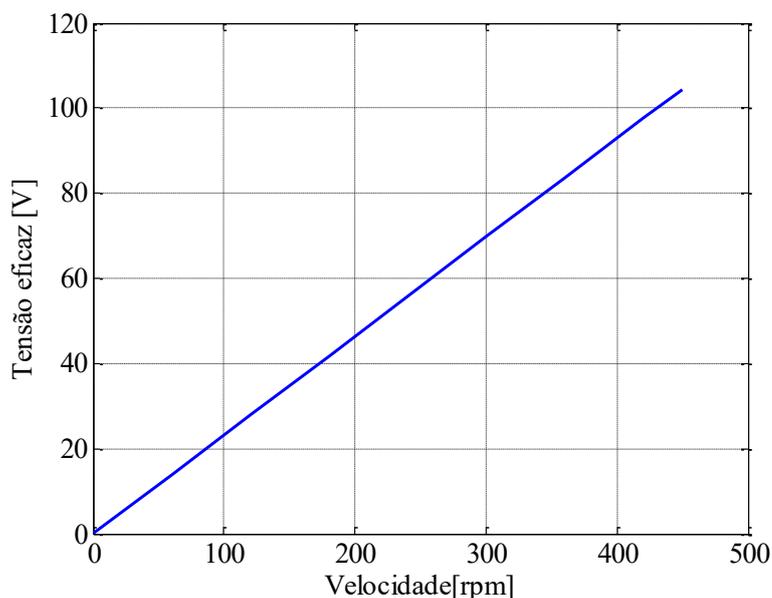
$$e(t) = l_y \mu_0 \frac{p}{2} \sum_{N=1}^{z_q} \sum_{n=1,3,\dots}^{\infty} \frac{-4\omega M_0}{k\pi n^2} \cos(knl_d) \left(e^{knR_g} - e^{knR_m} \right) e^{-knz} (\cos(knw_c) \text{sen}(n\omega_0 t)) \quad (102)$$

Figura 55 - Tensão induzida por fase.



Fonte: Autora

Figura 56 - Tensão eficaz em função da velocidade de rotação.



Fonte: Autora

O carregamento elétrico da máquina é dado pela densidade linear de corrente no estator e o carregamento magnético, pela densidade de fluxo magnético produzida pelos ímãs permanentes do rotor. Em contraposição às máquinas com núcleo ferromagnético, que são projetadas para obter o menor volume possível a partir de valores recomendados de carregamentos elétrico e magnético, o projeto do aerogerador em estudo busca obter o menor peso e o maior rendimento possíveis a partir de um volume pré-definido pelas dimensões da turbina considerando a topologia adotada.

Um parâmetro bastante utilizado para o dimensionamento de máquinas é o conjugado por unidade de volume do rotor (TRV). Em geral, quanto maior e melhor for a refrigeração da máquina, melhor será o seu TRV (DORRELL et al., 2011). Entretanto, como o volume do gerador proposto da tese, não deverá ser alterado consideravelmente, será avaliada a densidade de conjugado, dada pelo conjugado nominal da máquina pela massa ativa (ímãs permanentes e fios de cobre.)

A partir da modelagem matemática da tensão induzida por fase, serão apresentados estudos de diferentes parâmetros. Com base na equação (102) e com os dados da

Tabela 8, é apresentado um estudo da variação do número de polos que é apresentado na Tabela 9. Na ausência do núcleo ferromagnético, a densidade de fluxo magnético varia com a distância entre os ímãs definida por l_d que pode ser calculado por:

$$l_d = \frac{1}{2}(1 - k_m)\tau_p \quad (103)$$

Como o passo polar varia com o passo polar l_d é reavaliado com a variação do número de polos. Neste estudo foi considerada uma espessura mínima para os dentes do estator que são necessários para o posicionamento dos enrolamentos.

Tabela 8 - Parâmetros do modelo para estudo do número de polos.

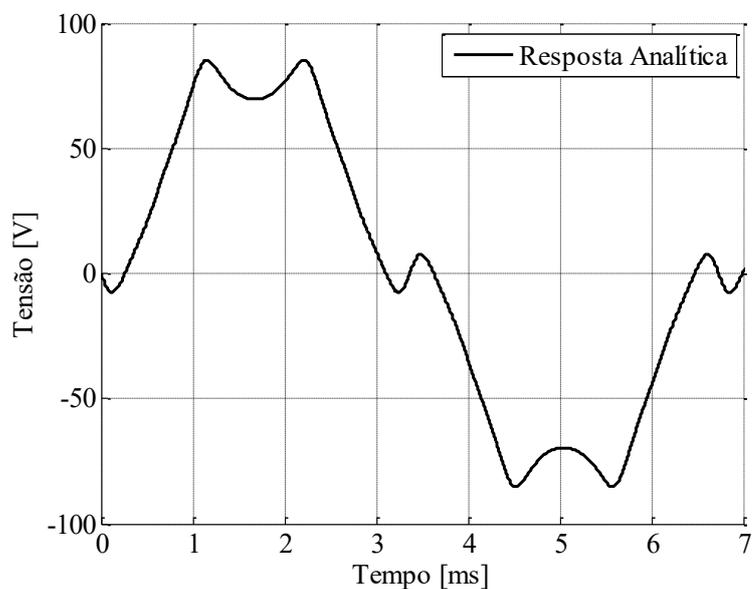
<i>Comprimento axial (mm)</i>	40
<i>Posição da interface dos ímãs com a culatra do rotor, R_m(mm)</i>	3
<i>Posição da interface dos ímãs com o ar, R_g (mm)</i>	8
<i>Encobrimento polar, k_m</i>	$2/\pi$
<i>Largura dos dentes do estator (mm)</i>	1,1
<i>Condutor de cobre (AWG)</i>	12
<i>Espaço entre rotor e estator (mm)</i>	2

Observa-se que a dispersão aumenta com um número reduzido de polos (vide Figura 57), considerando constante o volume de ímãs e mesma espessura somente foi alterada a seção do condutor que ficou AWG 12 (2,05 mm²) para suportar a corrente. Com 20 pares de polos a máquina, com 60 bobinas de 18 espiras apresenta um baixo rendimento. Isto ocorre devido a redução do pico de densidade de fluxo nos condutores e menor frequência elétrica que resultam em uma tensão induzida de fase de 43 V na velocidade e potência nominais do gerador, 445 rpm e 1kW. Com corrente de 9,71 A e resistência por fase de 1,12 Ω , as perdas Joule chegam a 314 W. Como o inversor de potência é limitado a 9 A, esta configuração não é adequada.

Tabela 9 - Variação do número de polos.

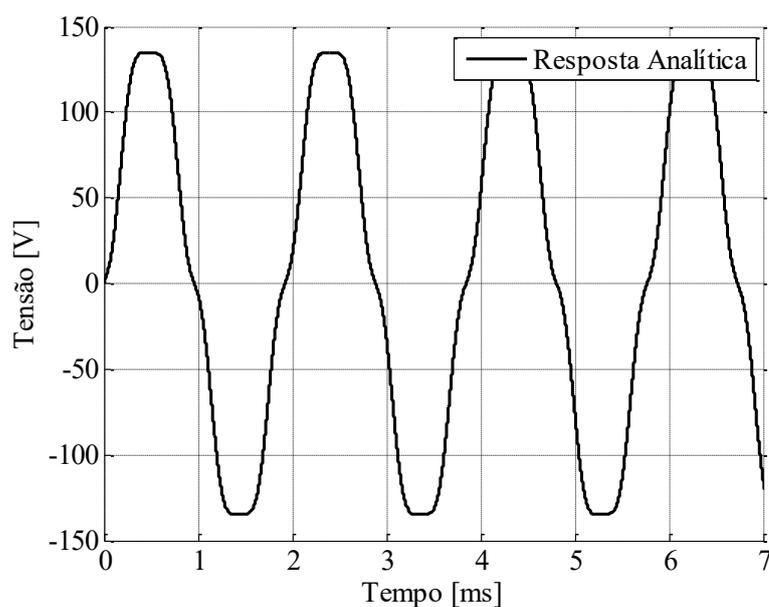
<i>Encobrimento polar k_m</i>	<i>Pico da densidade de fluxo magnético, B_p (T)</i>	<i>Pares de polos, p</i>	<i>Densidade de corrente, (kA/m)</i>	<i>Densidade de conjugado (Nm/kg)</i>	<i>Rendimento, η</i>
0,6366	0,0916	20	4,7457	0,7800	0,7230
0,6366	0,1278	50	3,0110	2,3136	0,9403
0,6366	0,1472	70	2,9833	2,9397	0,9618

A máquina que apresentou o melhor rendimento nesta comparação foi com 70 pares de polos. Sua densidade de fluxo magnético nos condutores pode ser visualizada na Figura 58. Devido ao menor espaçamento entre os polos, o pico de densidade de fluxo magnético nos condutores aumenta, assim como a frequência elétrica, e a tensão atinge 98 V. Para esta topologia são necessárias 210 bobinas de 6 espiras. Com corrente nominal de 3,8 A e resistência por fase de 0,98 Ω , as perdas Joule totalizam 43W.

Figura 57 - Tensão induzida por fase considerando 20 pares de polos.

Fonte: Autora

Embora a configuração com 70 pares de polos seja mais eficiente, foi levada em consideração o tempo e a complexidade de construção de um número mais elevado de bobinas. Foi adotado o número de 50 pares de polos que já atinge o objetivo de rendimento maior que 90% que é objetivo da tese. A densidade de conjugado da máquina com 50 pares de polos é aproximadamente 3 vezes maior do que na máquina com 20 pares de polos.

Figura 58 - Tensão induzida por fase considerando 70 pares de polos.

Fonte: Autora

Devido às restrições de qualidade e custo, as bobinas foram construídas no LMEAE por diversos bolsistas além da autora, desde o projeto dos gabaritos (vide Figura 59) até sua conformação final para serem montadas nas ranhuras e preservar o espaço de ar entre rotor e estator. Assim, embora o alinhamento das bobinas tenha demandado boa parte de mão de obra da máquina, constituiu oportunidade de aprendizado para todos que participaram da construção do enrolamento.

O estator é composto de 150 bobinas, 50 bobinas por fase com distribuição equidistante em uma culatra de MDF. para testar a montagem das bobinas no estator. Foram executadas bobinas fora do laboratório, mas as espiras apresentavam grande irregularidade, e o custo era elevado. Portanto, as bobinas passaram a ser projetadas e construídas no próprio laboratório.

Figura 59 - Gabaritos para construção das bobinas planas.



Fonte: Autora

O outro estudo comparativo proposto a partir da modelagem matemática foi quanto ao encobrimento polar (k_m) que está exposto na Tabela 10. O encobrimento polar de 0,8 (vide Figura 61) representa um aumento de 1,5% no rendimento em relação a máquina com encobrimento polar de 0,6366 ou $2/\pi$. Deve-se observar que o encobrimento polar neste caso implica em um volume maior de ímãs, com altura mantida constante, o que significa que se trata de uma máquina mais cara.

Tabela 10 -Variação do encobrimento polar.

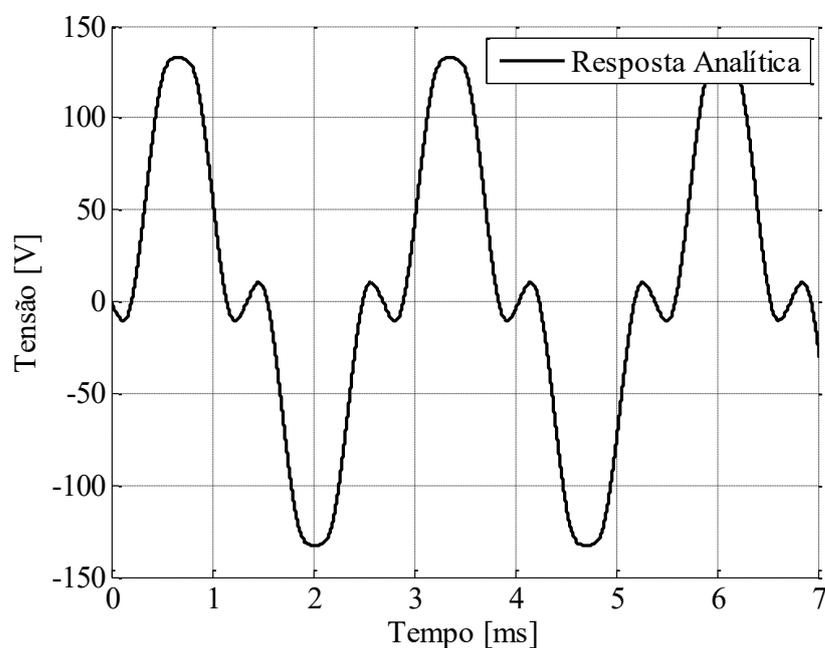
<i>Encobrimento polar, k_m</i>	<i>Pico da densidade de fluxo magnético, B_p (T)</i>	<i>Pares de polos, p</i>	<i>Densidade de corrente, (kA/m)</i>	<i>Densidade de conjugado (Nm/kg)</i>	<i>Rendimento, η</i>
0,5000	0,1310	50	3,3694	2,4011	0,9252
0,6366	0,1278	50	3,0110	2,3136	0,9403
0,8000	0,1341	50	2,6246	2,2170	0,9546

O encobrimento polar menor implica em um rendimento menor porque, embora apresente picos de densidade de fluxo maiores em relação ao encobrimento de $2/\pi$ (vide Figura

60), seu valor eficaz é menor e resulta em uma tensão de 81 V e 4,6 A com a resistência elétrica de $1,31 \Omega$ e as perdas Joule totalizam 85 W. Esta é uma máquina com um custo reduzido de construção, mas que apresenta menor rendimento.

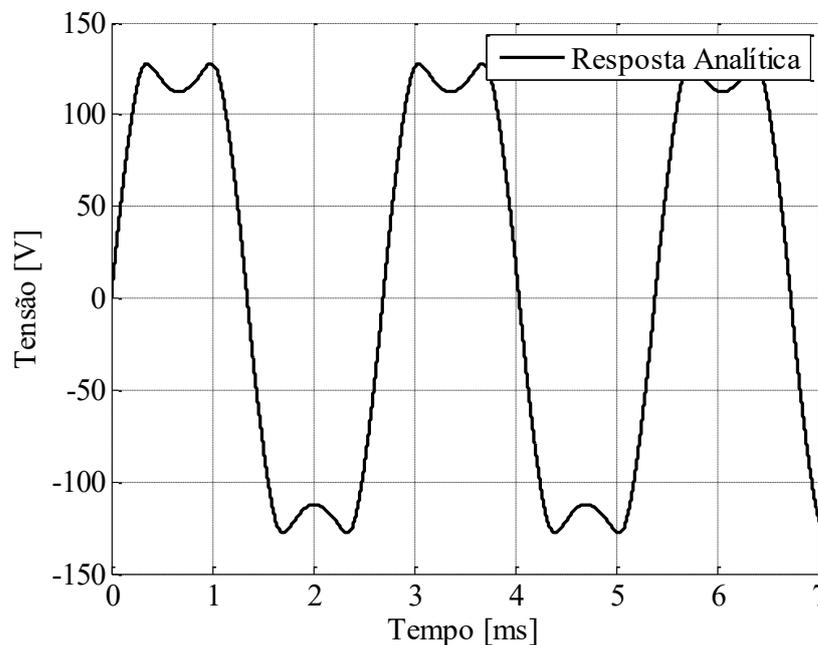
A máquina selecionada apresenta um encobrimento polar de $2/\pi$, devido ao seu rendimento superior e menor custo de materiais quando comparada com as outras duas opções. Com uma corrente nominal de 4 A e resistência elétrica de $1,31 \Omega$, as perdas Joule totalizam 67 W. Esta é uma máquina com custo intermediário e alto rendimento.

Figura 60 - Tensão induzida por fase, com encobrimento polar $k_m = 0,50$.



Fonte: Autora

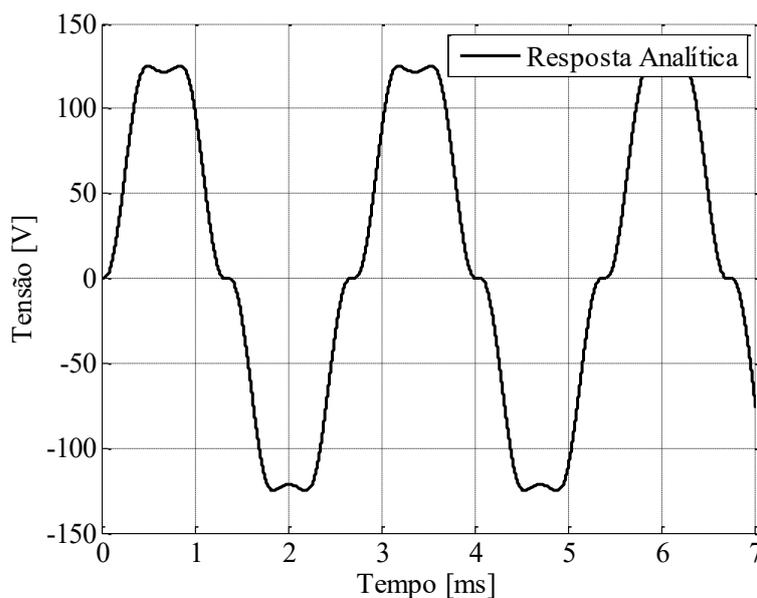
Figura 61 - Tensão induzida por fase, com encobrimento polar $k_m = 0,80$.



Fonte: Autora

Estas análises também podem ser feitas através de MEF, mas com a modelagem matemática ela exige menos tempo e menos recursos computacionais.

Figura 62 - Tensão induzida por fase com encobrimento polar $k_m = 2/\pi$.



Fonte: Autora

A Tabela 11 apresenta as especificações finais da máquina elétrica sem núcleo ferromagnético que foram utilizadas para a construção do protótipo.

Tabela 11 - Especificações finais do protótipo.

<i>Tensão nominal de linha (V)</i>	120
<i>Corrente nominal (A)</i>	4,0
<i>Número de fases</i>	3
<i>Número de polos</i>	100
<i>Número de ranhuras</i>	300
<i>Raio interno do estator (m)</i>	0,775
<i>Raio externo do estator (m)</i>	0,840
<i>Raio interno do rotor (m)</i>	0,765
<i>Raio externo do rotor (m)</i>	0,773
<i>Largura da ranhura (mm)</i>	15
<i>Área útil da ranhura (cm²)</i>	1,51
<i>Número de condutores por ranhura (zq)</i>	9
<i>Condutores de cobre (AWG)</i>	15
<i>Número de espiras por fase (9x50)</i>	450
<i>Raio de cada espira (mm)</i>	17 a 33
<i>Frequência elétrica (Hz) a 445 rpm</i>	371
<i>Altura radial dos ímãs (mm)</i>	5
<i>Mínimo espaço entre rotor e estator (mm)</i>	3
<i>Permeabilidade NdFeB (H/m)</i>	1,0998
<i>Condutividade NdFeB (S/m)</i>	625.000
<i>Dimensões do ímã (mm)</i>	20x10x5
<i>Número de ímãs</i>	600
<i>Resistência por fase a 75°C (Ω)</i>	1,3
<i>Rendimento (%)</i>	93
<i>Tensão média nominal na saída do retificador (Vcc)</i>	195

Com estes estudos através tanto de MEF como de modelagem matemática conclui-se que inicialmente se pode utilizar a teoria convencional para o dimensionamento de máquinas *ironless*. Entretanto, o desempenho da máquina depende da densidade de fluxo magnético produzida pelos ímãs que é reduzida e não senoidal. Assim, para obter um cálculo correto das tensões e outras grandezas de interesse para a determinação do rendimento e da potência de saída do gerador, é necessário utilizar metodologias de cálculo que considerem as dimensões das partes ativas da máquina e suas propriedades magnéticas de acordo com a topologia selecionada.

Desta forma, conclui-se que a teoria convencional de máquinas deve ser utilizada para determinar o tamanho, espaçamento e posicionamento dos ímãs por exemplo, pois a teoria é baseada nos princípios de conversão eletromecânica envolvidos, que permite relacionar o número de polos e o número de bobina e orienta a construção de um enrolamento trifásico equilibrado, por exemplo. Esta etapa inicial é fundamental para o projeto adequado da máquina.

O MEF requer uma geometria definida para as análises magnetostáticas e de transientes. Após definir as dimensões e as propriedades dos materiais de projeto, é feita uma malha para

os cálculos das grandezas de interesse. É recomendável utilizar malhas mais abertas que demandam menor processamento computacional inicialmente até se obter um resultado aceitável e posteriormente se proceder ao refinamento da malha para resultados mais precisos. No caso do *software* utilizado, este processo é feito por um algoritmo próprio onde se define em porcentagem, o aumento do número de subdivisões da malha para a iteração seguinte. Para o projeto em estudo foi utilizado uma porcentagem de 20% para evitar que se obtivesse uma malha excessivamente densa.

Considera-se uma malha aceitável quando os resultados demonstram continuidade nas regiões próximas com propriedades iguais ou semelhantes. Por isso o analista que utiliza elementos finitos deve prever o resultado pontual de alguns pontos da malha para validar o estudo. No caso da máquina elétrica, recomenda-se refinar a malha para a análise magnetostática inicialmente e a seguir proceder a análise de transientes.

Na análise de transientes é importante conhecer a frequência elétrica de regime permanente e delimitar as simulações de poucos ciclos. Como o gerador foi projetado para operação nominal em 371 Hz e a 445 rpm, com período de 2,7 ms, em geral se obteve a resposta em regime permanente em menos de 7 ms.

O *software* utilizado apresenta uma ferramenta de circuito externo que possibilita simulações a vazio ou com cargas diversas. Essa é vantagem considerável sobre a modelagem matemática desenvolvida neste capítulo, pois permite acrescentar elementos não lineares que defasam a corrente em relação à tensão, modificando o formato de onda.

A desvantagem do MEF e o tempo das simulações que podem demandar horas ou dias dependendo do número das variáveis envolvidas. Então para os casos de tensão a vazio, ou tensão induzida nos condutores na ausência de carga, foi desenvolvida a modelagem matemática da densidade de fluxo magnético produzida pelos ímãs e a tensão induzida por fase.

Estes cálculos efetuados com a modelagem matemática desenvolvida na tese já viabilizam uma aproximação suficiente dos parâmetros de saída da máquina para o dimensionamento correto dos condutores e proteções do gerador. Esta modelagem calcula em poucos minutos o resultado de variações na geometria como o número de polos, altura do ímã e a seção dos condutores.

Para validar as metodologias de projeto da máquina *ironless* apresentadas no capítulo 3 foi construído um protótipo. O protótipo ideal deveria ser acoplado à turbina eólica, conforme o projeto, de forma que pudessem ser avaliadas corretamente as perdas mecânicas. Na ausência

de uma turbina para os testes do gerador elétrico, será utilizada uma estrutura de MDF, para avaliar o seu desempenho.

4 ANÁLISE EXPERIMENTAL DO PROTÓTIPO

Com a finalidade de validar as metodologias utilizadas no projeto do RFPMG foi construído um protótipo. Além da parte ativa (ímãs permanentes no rotor e enrolamento no estator) que foi previamente simulada numérica e analiticamente, esta análise experimental apresentará também a parte estrutural da máquina da qual dependem os resultados. As partes estruturais compreendem a culatra do rotor e a culatra do estator, sua geometria e materiais utilizados. Além disso será descrita a bancada de testes e os procedimentos de ensaios.

Inicialmente se propôs utilizar o material FR4 para a construção do estator, para que pudessem ser usinados os dentes para encaixe das bobinas. Entretanto, pelas dificuldades de construção devido ao tamanho da máquina, se optou em montar a culatra da máquina com MDF no estator. As peças foram cortadas em máquinas CNC e montadas no LMEAE (Laboratório de Máquinas Elétricas, Acionamentos e Energia). Para o posicionamento das bobinas foram usinadas peças em acrílico com dentes de 1,2 mm de espessura. O projeto e execução das bobinas de cobre AWG 15 foram realizados também no LMEAE, assim como todas as montagens referentes ao rotor e a montagem final na bancada.

A bancada de testes é equipada com uma máquina primária para emular a turbina eólica. Serão medidas as principais grandezas da conversão eletromecânica de energia para comparação com resultados do projeto analítico e com as simulações em elementos finitos. O resultado é apresentado com o desvio padrão a partir do cálculo da incerteza do tipo A, ou seja, obtida da análise estatística das medições.

4.1 ENROLAMENTO DO ESTATOR

As medidas de resistências e indutâncias foram realizadas sem o rotor da máquina, ou seja, sem a presença do campo magnético produzido pelos ímãs permanentes. Para as medições de resistência por fase e das indutâncias próprias foi utilizado um medidor de precisão LCR-600 (GLOBAL SPECIALTIES, 2014) com suas informações técnicas apresentadas na Tabela 12.

Tabela 12 - Informações técnicas do medidor LCR-600.

<i>Escala</i>	<i>159 μH – 1,59 mH</i>
<i>Precisão</i>	<i>0,5% + 3d</i>
<i>Resolução</i>	<i>0,1 μH</i>

Fonte: (GLOBAL SPECIALTIES, 2014)

As medições de resistência ôhmica nos enrolamentos da armadura são utilizadas para calcular as perdas no cobre, para determinar a componente ativa da queda de tensão interna em carga, e para determinar a temperatura dos enrolamentos.

Os resultados da medição das resistências são apresentados na Tabela 13. Ao serem comparados com os cálculos de acordo com (43) o erro é desprezível. Isto se deve à qualidade na execução das bobinas. Geralmente é prevista uma ocupação de 35% da ranhura (GIERAS, 2010), mas no caso da máquina proposta, a ocupação foi superior a 77%. Esta taxa de ocupação não foi possível obter com bobinas fabricadas em escala através de bobinadeira automática. As bobinas foram construídas no próprio LMEAE com procedimentos desenvolvidos para garantir o alinhamento dos fios e a conformação da bobina no estator. A Figura 64 mostra montagem final das bobinas com 9 espiras construídas com AWG 15. Estas técnicas garantiram a uniformidade nas bobinas e dos três enrolamentos.

Figura 63 - Medições de densidade de fluxo magnético das bobinas



Fonte: Autora

Tabela 13 – Resistências.

	<i>Cálculo</i>	<i>Medição</i>
<i>Resistência de uma bobina a 25°C (mΩ)</i>	26	26 ± 0,001
<i>Resistência do enrolamento por fase a 25°C (Ω)</i>	1,31	1,31±0,056

Figura 64 - Bobinas conformadas.

Fonte: Autora

As indutâncias próprias (L_p) também foram medidas diretamente com o medidor LCR. Para determinar as indutâncias mútuas, o ensaio é efetuado aplicando-se uma tensão monofásica na frequência e correntes nominais de acordo com o circuito da Figura 65. As medições foram realizadas através do multímetro de precisão da Tektronix modelo DMM 4040 (TEKTRONIX, 2014). Este multímetro apresenta as informações técnicas de acordo com a Tabela 14.

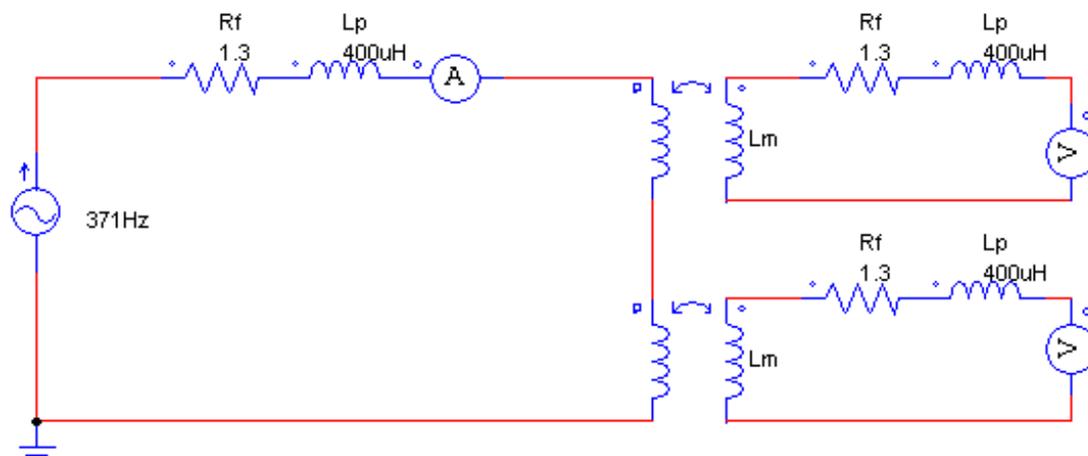
Tabela 14 - Informações técnicas referentes a medição de tensão do multímetro DMM 4040.

<i>Escala</i>	<i>Frequência</i>	<i>Resolução</i>	<i>Incertezas</i>	
			<i>Medida</i>	<i>Escala</i>
10 V	10 Hz – 20 kHz	10 μV	± 0,06 %	± 0,03 %

Fonte: (TEKTRONIX, 2014)

Como a máquina sem núcleo ferromagnético apresenta comportamento linear, não foi feita variação de corrente e frequência.

Figura 65 - Circuito para determinação das indutâncias mútuas.



Fonte: Autora

A determinação da indutância mútua através do método empregado confirma o baixo acoplamento magnético entre as fases da armadura, devido em parte à falta do núcleo ferromagnético e em parte à disposição das bobinas.

Tabela 15 - Indutâncias (μH).

<i>Indutância própria de uma bobina a 25°C (μH)</i>	<i>8,2 ± 0,01</i>
<i>Indutância própria do enrolamento por fase a 25°C (μH)</i>	<i>402,3 ± 0,13</i>
<i>Indutância mútua a 25°C (μH)</i>	<i>25,8 ± 0,33</i>

Com os dados obtidos calcula-se uma queda de tensão de até 6 V à plena carga nos enrolamentos por fase devido à sua impedância a 371 Hz.

4.2 POLOS MAGNÉTICOS DO ROTOR

As medições da densidade de fluxo magnético visam à caracterização dos ímãs permanentes utilizados na construção do protótipo. Os resultados das medições foram obtidos através de 30 amostras. Cada polo da máquina é composto de seis peças, totalizado 600 peças para montar os 100 polos do rotor. As dimensões dos ímãs que foram medidas são apresentadas na Tabela 16.

Tabela 16 - Dimensões das amostras de NdFeB.

<i>Espessura (mm)</i>	<i>4,99 ± 0,03</i>
<i>Largura (mm)</i>	<i>10,04 ± 0,04</i>
<i>Comprimento (mm)</i>	<i>20,05 ± 0,04</i>

Considerando que o aerogerador é projetado para operação ao tempo, estima-se que sua temperatura de operação pode chegar até 70°C devido ao aquecimento solar. A topologia da máquina permite boa ventilação por convecção natural e como a densidade de corrente é baixa, limitada a 2,5 A/mm, espera-se que a operação da máquina se mantenha abaixo de 80°C. A

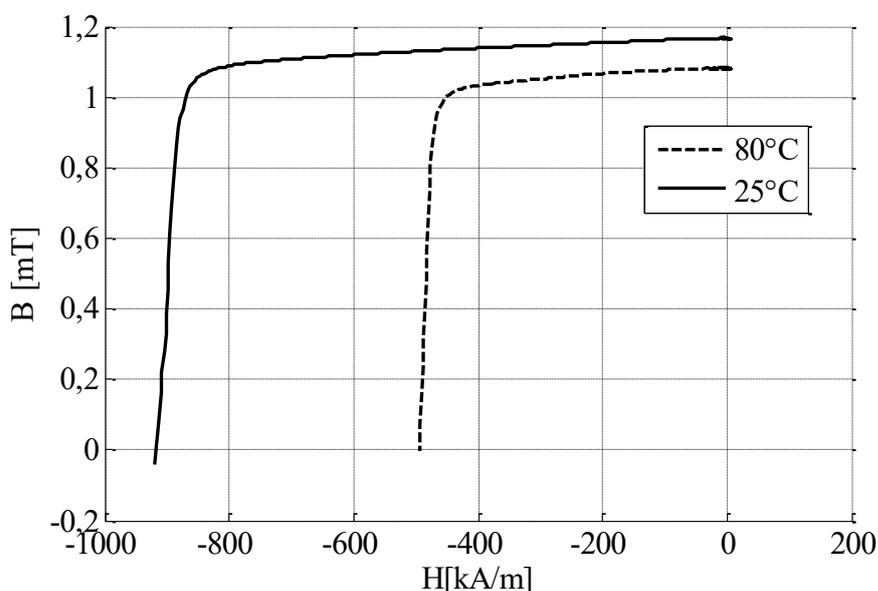
caracterização dos ímãs de terras raras no histeresímetro da Magnet-Physik, do LMEAE, ocorre no segundo quadrante da curva de histerese, referente à desmagnetização do material. Após detectar o sentido de magnetização, aplica-se um campo de intensidade crescente no sentido oposto enquanto é registrada a densidade de campo magnético na superfície do material em teste. (MAGNET-PHYSIK, 2018).

Tabela 17 - Características magnéticas – NdFeB.

<i>Densidade de fluxo magnético remanente (T) a 25°C</i>	<i>1,16 ± 0,0075</i>
<i>Campo magnético coercitivo (kA/m) a 25°C</i>	<i>918,74±38,67</i>
<i>Densidade de fluxo magnético remanente (T) a 80°C</i>	<i>1,08 ± 0,0044</i>
<i>Campo magnético coercitivo (kA/m) a 80°C</i>	<i>439,40±34,47</i>

Todos os ímãs apresentaram magnetização uniforme ao serem verificados com filme magnético. A Figura 66 apresenta a caracterização de duas amostra de ímãs no histeresímetro, obtida no modo de desmagnetização para o ímãs permanente de terras raras NdFeB utilizados a 25°C e a 80°C.

Figura 66 - Caracterização de ímã permanente de NdFeB.



Fonte: Autora

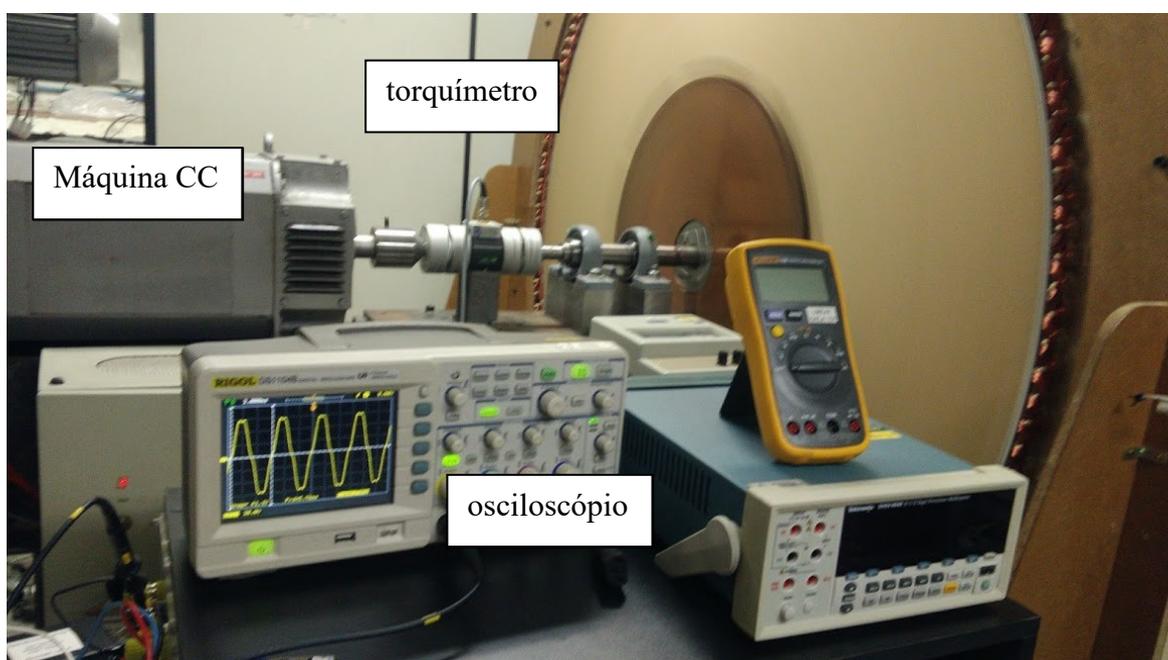
As medições de indução magnética a 2 mm acima da superfície polar dos ímãs permanentes indicam uma densidade de fluxo magnético de 153 ± 3 mT. Os testes com histeresímetro indicam uma queda na densidade de fluxo magnético de 6,8% a 80°C que implica em uma redução proporcional na tensão induzida

4.3 TESTES A VAZIO

Para apresentar os dados de operação do gerador foi montada uma bancada de testes, utilizando-se uma máquina de corrente contínua de 10 kW como máquina primária para acionar o gerador projetado.

Foi utilizado o analisador de energia PA 4000 da Tektronix para medição de tensão, corrente, fator de potência por fase e um osciloscópio Rigol para verificar a frequência e as formas de onda das tensões e correntes (Figura 67).

Figura 67 - Bancada de testes.

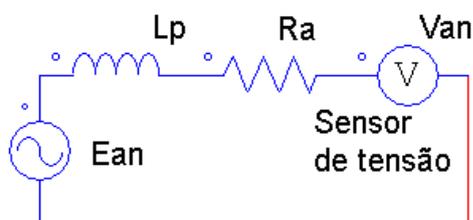


Fonte: Autora

Na operação a vazio, os terminais da máquina são ligados aos medidores de tensão de acordo com o circuito da Figura 68 e com o diagrama da Figura 69.

Foram medidas a tensão, frequência e conjugado no eixo, para cada degrau de velocidade aplicado ao gerador síncrono.

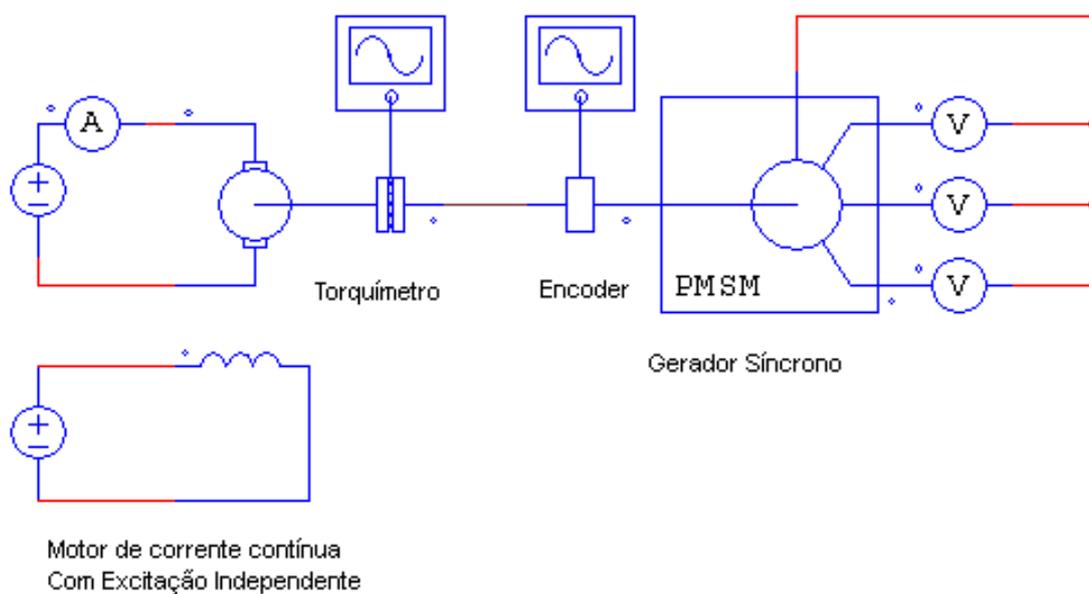
Figura 68 - Circuito equivalente para o ensaio de circuito aberto por fase.



Fonte: Autora

Na Figura 68, L_p é a indutância própria do enrolamento por fase, R_a é a resistência por fase, E_{an} é a tensão induzida e V_{an} é a tensão medida nos terminais do gerador.

Figura 69 - Diagrama de ligações para os ensaios em vazio.



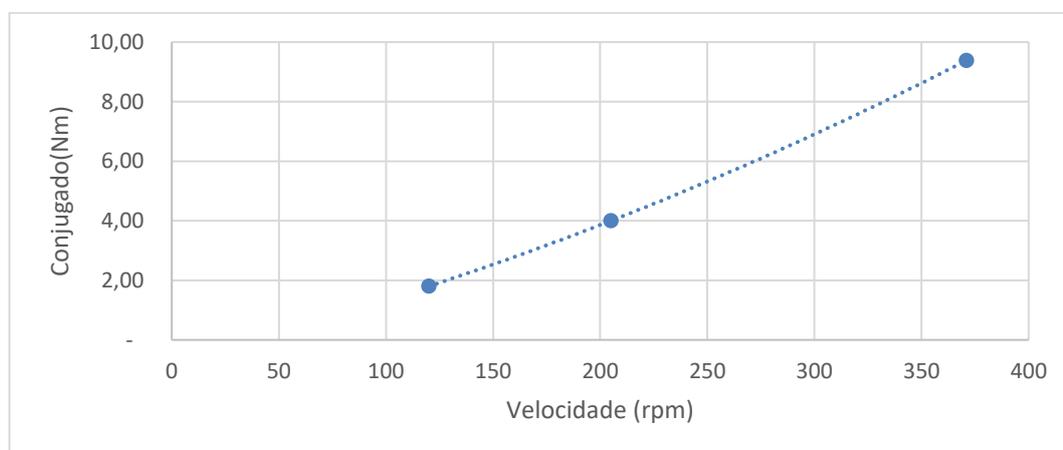
Fonte: Autora

As medidas foram feitas para 20%, 50% e 100% da tensão nominal de projeto conforme sugestão da NBR 5052 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 1984). Os resultados das medições de conjugado são apresentados na Tabela 18. Através dessas medidas serão determinadas as perdas mecânicas.

Tabela 18 - Medições de conjugado a vazio

<i>Tensão a vazio (V)</i>	<i>Velocidade de rotação (rpm)</i>	<i>Frequência (Hz)</i>	<i>Conjugado (Nm)</i>
29	144	120	$1,80 \pm 0,13$
49	246	205	$4,00 \pm 0,23$
89,7	445	371	$9,38 \pm 0,52$

Com os dados da Tabela 18, obtém-se a curva de conjugado a vazio que é apresentada na Figura 70. Esta curva é útil na extrapolação das perdas mecânicas para qualquer velocidade de rotação. A maior parte do conjugado a vazio é utilizado para movimentar o rotor de MDF.

Figura 70 - Curva estimada do conjugado a vazio.

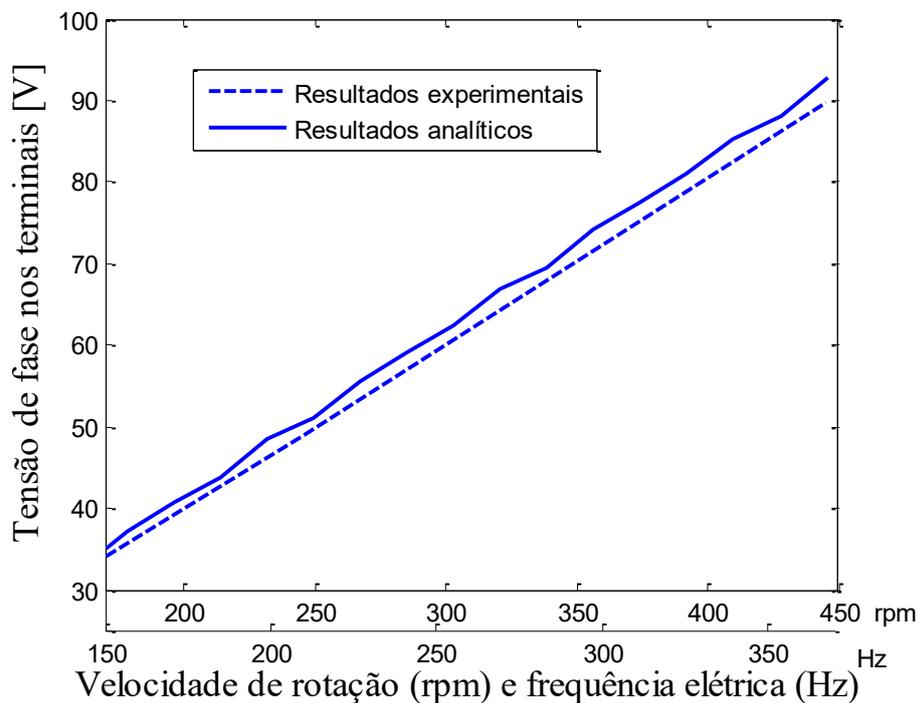
Fonte: Autora

Os valores eficazes da tensão em função da frequência elétrica são apresentados na Figura 71, em que se observa a linearidade na operação da máquina. Tanto na tensão a 230 Hz (278 rpm), quanto a 370Hz (444 rpm) (vide Figura 72 e Figura 73), observa-se que o formato de onda dos dados de medição apresenta picos de tensão diversos dos picos do modelo matemático. Isto se deve à distância g entre o rotor e estator que era visivelmente oscilante na operação da máquina.

Em relação ao projeto inicial, foram feitas alterações em dois parâmetros. A distância g entre rotor e estator foi alterada para 3mm o comprimento axial da máquina foi alterado para 34 mm. Estas medidas foram alteradas devido à excentricidade observadas durante a operação do protótipo. Foi necessário reduzir o diâmetro do rotor. Recomenda-se a adoção de dispositivos mecânicos que mantenham o alinhamento radial e axial da máquina.

Com as alterações dos parâmetros, o modelo analítico da tensão mostrou-se concordante com a tensão medida nos terminais da máquina a vazio, tanto na tensão a 230 Hz (278 rpm), quanto a 370Hz (444 rpm).

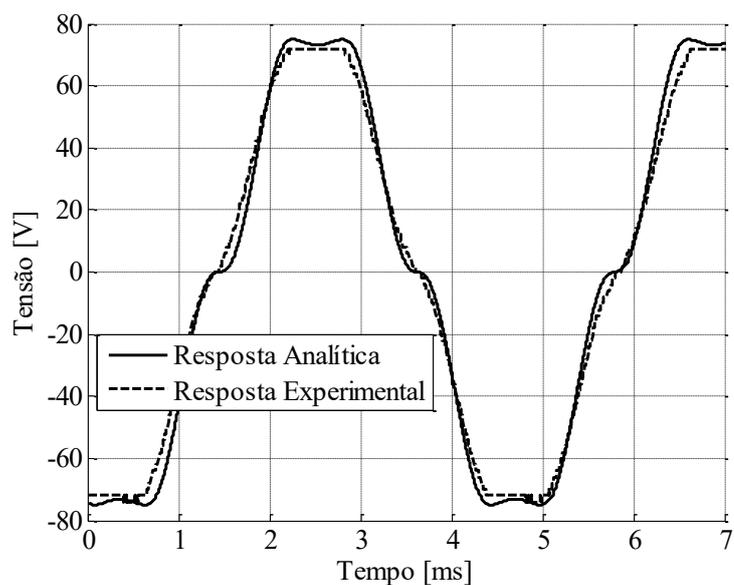
Figura 71 - Tensão eficaz de fase em função da rotação.



Fonte: Autora

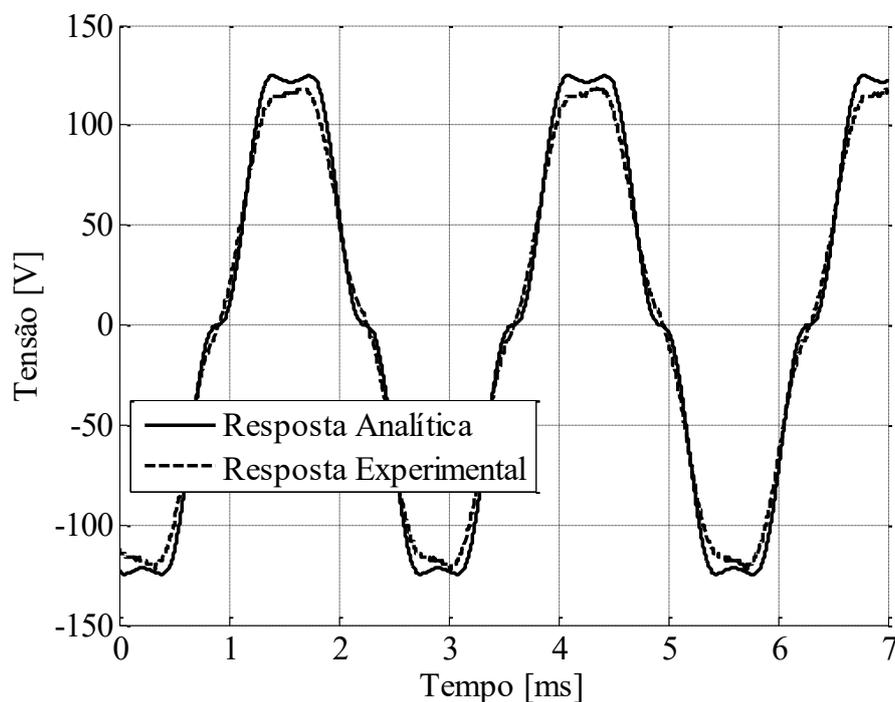
Em 230 Hz (278 rpm) (vide Figura 72), o formato da tensão medida ficou bastante semelhante à tensão modelada analiticamente. O achatamento do pico de tensão é aumentado devido à distância observada entre rotor e estator.

Figura 72 - Tensão de fase a vazio, a 230 Hz (278 rpm).



Fonte: Autora

Figura 73 - Tensão de fase a vazio, a 370 Hz (444 rpm).

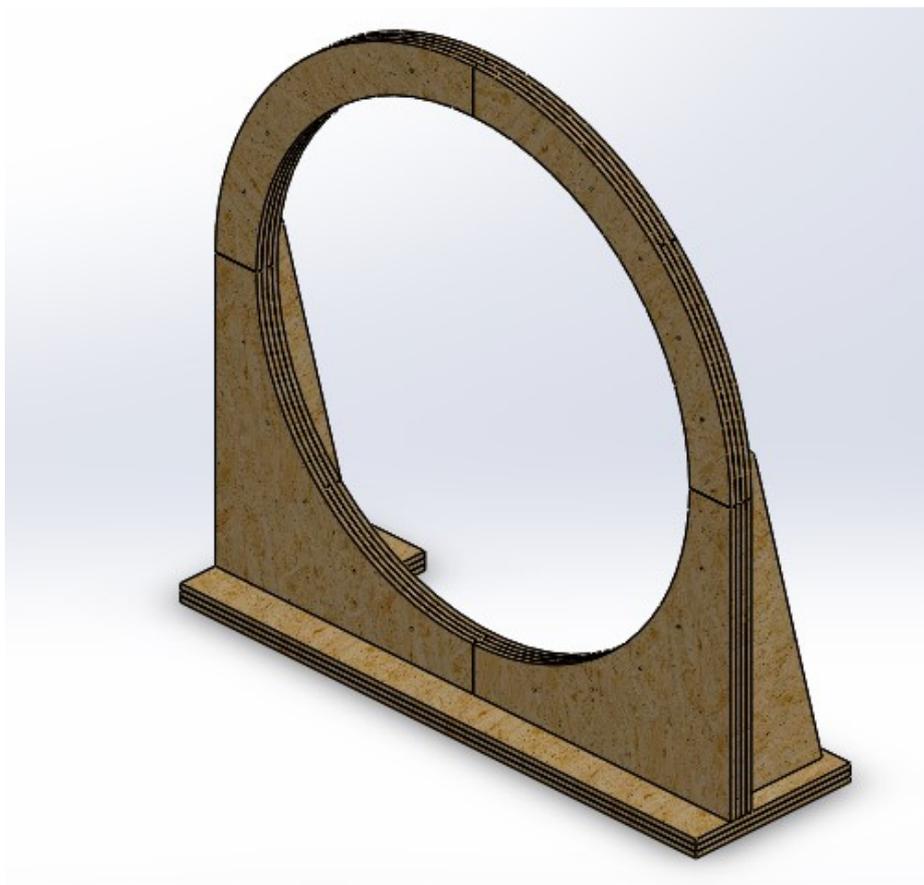


Fonte: Autora

Em 370 Hz (444 rpm) (vide Figura 73) observa-se que o nível de tensão do teste experimental ficou um pouco abaixo do nível de tensão calculado. Como não há corrente que possa causar distorção, esta forma de onda pode ser explicada pelo desalinhamento da máquina, o qual se evidenciou com o aumento da velocidade de rotação ou simplesmente pela real distribuição de fluxo magnético produzida pelos ímãs permanentes do rotor.

Enquanto o rotor foi afixado no eixo da máquina primária, a culatra do estator foi afixada em uma estrutura de MDF, conforme mostra a Figura 74. Após o correto posicionamento e alinhamento do estator com o rotor foram realizados os testes a vazio. Mas foi possível observar oscilações do rotor, provavelmente devido ao seu peso, que podem ter contribuído para o seu desalinhamento com o estator.

Figura 74 - Estrutura de suporte ao gerador – Vista isométrica.



Desenho: Fábio Silva Firmo

4.4 TESTES COM CARGA

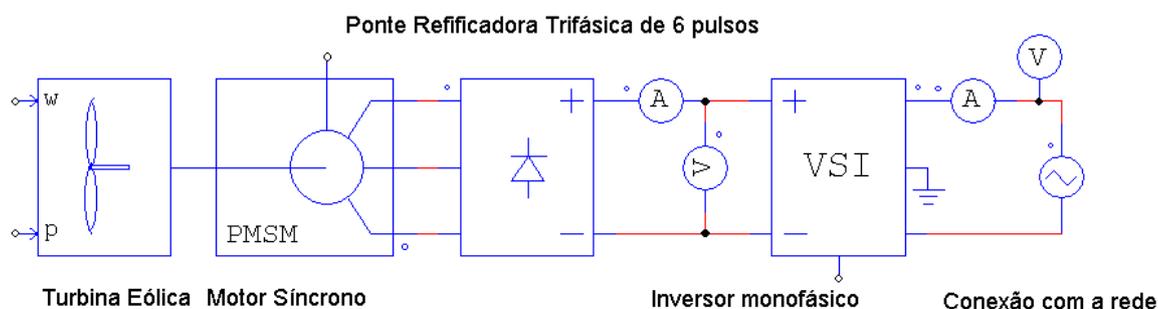
O gerador é projetado para injetar a potência gerada na rede através de um inversor, devido à ampla faixa de variação da frequência elétrica e de tensão. Desta forma, propõe-se um ensaio com carga retificada. Todos os testes com carga foram realizados através do retificador e do inversor conectado à rede de acordo com o diagrama de ligações da Figura 75.

Para a variação da carga se utiliza um inversor comercial projetado para conexão com a rede alimentado com geração solar ou eólica. Trata-se do inversor da marca Ginglong (NINGBO GINLONG TECHNOLOGIES CO. LTD., 2011) que atende uma faixa de tensão de entrada de 30 a 540 V, com a potência máxima de 2 kW e corrente máxima de 9 A.

O inversor utiliza um algoritmo MPPT (*maximum power point tracking*) baseado na curva de potência mecânica da turbina em função da velocidade de rotação. A sua saída é monofásica, 60 Hz, com uma tensão entre 180 V e 240 V (de acordo com o nível de tensão fornecido pela concessionária). Para determinar a potência injetada na rede, o usuário deve

programar uma curva de potência no inversor. A curva de potência define o nível de potência na saída do inversor para cada nível de tensão em corrente contínua alimentada nos terminais de entrada do inversor.

Figura 75 - Diagrama de ligação do gerador com carga.



Fonte: Autora

Para máquinas convencionais, com tensões aproximadamente senoidais, a tensão média de saída de um retificador trifásico de seis pulsos é dada por

$$V_{cc} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_p \quad (104)$$

onde V_p é o pico da tensão de fase do gerador. Com base em (104) e nos cálculos analíticos da tensão induzida, foi calculada a tensão contínua em função da frequência (vide Figura 71) e a potência a ser injetada na rede de acordo com a curva de potência da turbina (vide Figura 17), em função da velocidade de rotação para programação do inversor que opera com degraus de 10 V e 10 W, considerando um rendimento de 90% para o inversor, na faixa de 80 a 210 V e até 900 W.

Embora o inversor apresente uma capacidade nominal de 2000 W, o gerador em ensaio é projetado para 1000 W, portanto os testes foram executados até 450 rpm, o que equivale a velocidade de vento de 10 m/s.

As medidas de corrente, de frequência e de conjugado com carga foram obtidas diretamente do analisador de energia PA4000 – Tektronix, conectado aos terminais do gerador antes da conexão com o retificador (vide Figura 75).

Tabela 19 - Potência de saída em função da tensão contínua para configurar o inversor.

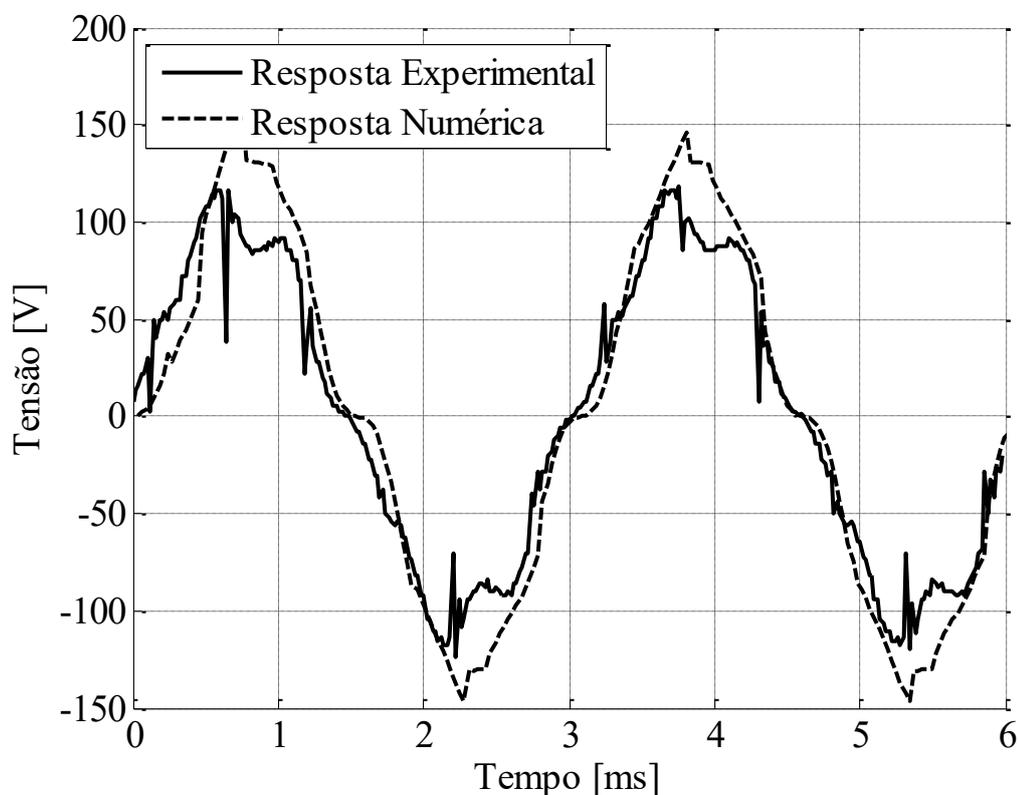
<i>Tensão retificada (V)</i>	<i>Potência Injetada (W)</i>
80	70
90	90
100	110
110	140
120	180
130	220
140	300
150	360
160	420
170	490
180	560
190	700
200	800
210	900

Os valores subsequentes de tensão foram programados em 900 W.

Com a análise transiente pelo MEF pode-se prever o formato de onda da tensão de terminal com uma carga não linear. Sem as informações referentes aos filtros utilizados no inversor, a carga foi simulada através de MEF como um capacitor em paralelo com um resistor nos terminais da ponte retificadora.

A Figura 76 apresenta a tensão nos terminais do gerador a uma velocidade equivalente do vento a 8,8 m/s, 392 rpm e corrente de 3,3 A retificada e injetada na rede através do inversor. A comparação entre as respostas numérica e experimental demonstra a presença de distorção harmônica devida aos filtros utilizados no inversor e que não são detalhados pelo fabricante. A distorção harmônica da resposta numérica foi obtida através da simulação com carga RC (vide Figura 48 e Figura 51). Além da distorção harmônica, se observa um pico de tensão reduzido nos resultados experimentais. Isto se deve ao desalinhamento axial da máquina que reduziu o comprimento axial do volume ativo.

Figura 76 - Tensão por fase no gerador com carga retificada de 3,3 A.

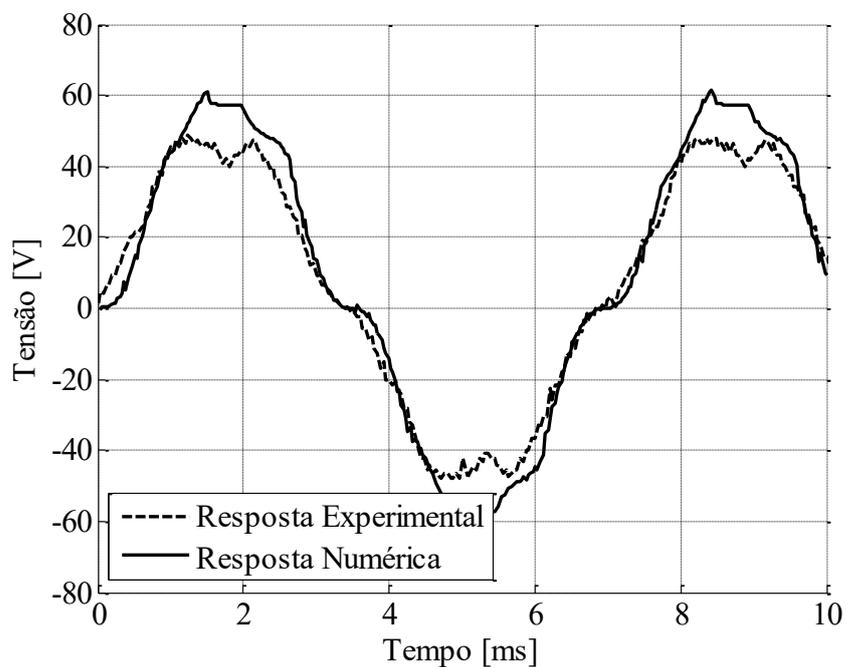


Fonte: Autora

Entretanto, nos testes com carga ainda se observa boa concordância com os resultados numéricos. A Figura 77 apresenta a tensão nos terminais do gerador a uma velocidade equivalente do vento a 3,9 m/s, que é uma velocidade de partida, a 173 rpm e corrente de 0,57 A com carga retificada e injetada na rede através do inversor.

A diferença da resposta modelada e experimental também ocorre devido à distorção harmônica característica da carga retificada e desalinhamento. Porém, com velocidade de rotação reduzida, com menos oscilações do rotor de MDF, a redução na tensão é proporcionalmente menor do que em velocidades mais altas.

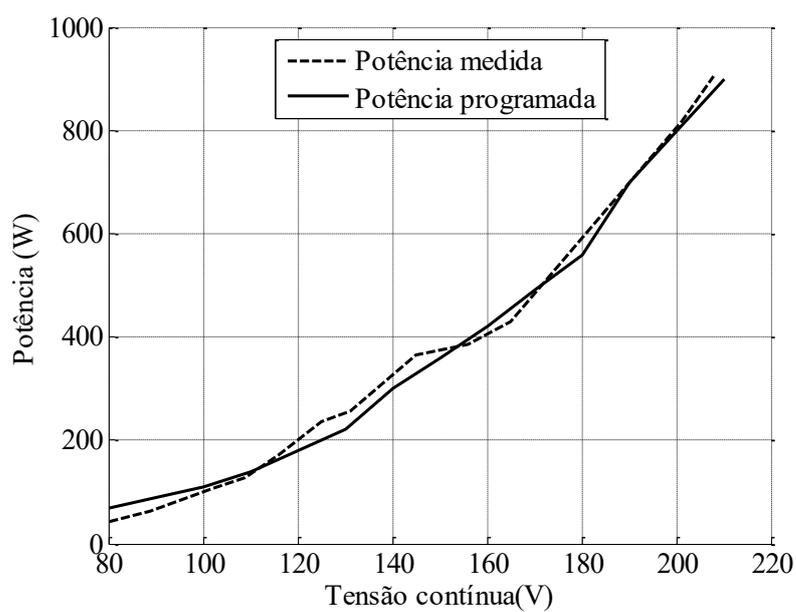
Figura 77 - Tensão por fase no gerador com carga retificada de 0,57 A.



Fonte: Autora

Com os dados lidos no visor o inversor, foi elaborado o gráfico da Figura 78. Observa-se boa concordância da tabela programada com a resposta do inversor o que atesta a boa qualidade do controle de corrente.

Figura 78 - Potência na saída do inversor (W).



Fonte: Autora

Os testes com carga também são realizados para avaliar as perdas e o rendimento do RFPMG. De forma geral, todos os testes estão de acordo com os modelos adotados. A presença de harmônicos é típica de circuitos não lineares. Embora seja o circuito dos filtros do inversor seja desconhecido, a modelagem da carga RC conectada ao retificador apresenta boa concordância com os resultados experimentais obtidos.

4.5 DETERMINAÇÃO DO RENDIMENTO

O rendimento é tomado como a relação entre a potência ativa fornecida e a potência mecânica absorvida. Não são feitas correção de temperatura para a resistência do enrolamento devido à máquina ser bem ventilada.

A partir dos dados do gráfico da Figura 70, pode-se calcular as perdas mecânicas e a partir das medições com carga, calculam-se as perdas Joule para se obter o rendimento. A carga caracteriza-se por um fator de potência baixo, visto que se trata de um retificador conectado ao inversor.

O cálculo do rendimento do RFPMG foi feito de acordo com as seguintes considerações:

- (a) A carga é modelada como um resistor em paralelo com um capacitor conectada aos terminais do gerador através de uma ponte retificadora. Foi calculado um valor para o capacitor que mantém o valor mínimo da tensão retificada em 94% da tensão de pico na saída do retificador. A forma de onda da corrente simulada utilizando MEF foi apresentada na Figura 51.
- (b) Como a estrutura de suporte do RFPMG que será compartilhada com a turbina não se encontra definida, as perdas mecânicas correspondentes não são consideradas no cálculo do rendimento. Nos testes de bancada como já descritos, as perdas mecânicas são devidas ao atrito nos mancais e arraste aerodinâmico que dependem da estrutura de suporte que é um disco de MDF, de 40 mm de espessura e 1,542 m de diâmetro que pesa 62 kg, o qual não faz parte do projeto da máquina, mas apenas da estrutura para uso da bancada de testes.
- (c) O arrefecimento da máquina foi considerando com a restrição da máxima densidade de corrente e a máxima carga elétrica em 2,5 A/mm e 1 kW, respectivamente.

O rendimento é determinado pela adição das perdas. São avaliados três tipos de perdas: (a) Perdas independentes da corrente – Na operação como gerador em vazio, na tensão nominal, calcula-se a potência mecânica no eixo através das medições de conjugado e velocidade. As medições são feitas de acordo com o diagrama de ligações da Figura 69 os dados do gráfico na Figura 70, utilizando-se um torquímetro e um tacômetro para medir a velocidade. Estas potências são também denominadas perdas mecânicas e se devem ao atrito nos mancais; (b) Perdas devidas à carga – As perdas Joule nos enrolamentos da armadura são determinadas no ensaio com carga, de acordo com o diagrama de ligações da Figura 75; (c) Perdas suplementares – Na operação em curto-circuito, o valor obtido da potência medida no eixo, subtraindo-se as perdas mecânicas, representa as perdas devidas à carga e as perdas suplementares. As perdas suplementares são as perdas nas peças metálicas nas máquinas com núcleo ferromagnético e por isso não foram avaliadas do protótipo.

As perdas são medidas para 20, 50 e 100% da corrente ou tensão nominais. A partir dos dados de medição de rotação e conjugado a vazio são calculadas as perdas mecânicas rotacionais, conforme a Tabela 20.

O conjugado a vazio foi calculado de acordo com a curva da Figura 70. As perdas mecânicas são calculadas por

$$P_m = \omega_m T_m \quad (105)$$

onde ω_m é a velocidade de rotação em rad/s e T_m é o conjugado no eixo obtido através da interpolação dos dados da Figura 70.

Tabela 20 - Cálculo das Perdas Mecânicas

<i>Carga</i>	<i>Frequência (Hz)</i>	<i>Rotação (rad/s)</i>	<i>Conjugado a vazio (Nm)</i>	<i>Perdas mecânicas (W)</i>
Plena Carga	370	46,66	9,87	460,53
½ Carga	288	36,19	6,83	247,18
⅓ Carga	175	21,99	3,29	72,35

Os valores nominais são obtidos da operação do gerador na sua velocidade nominal de 445 rpm com conjugado de 24Nm, de acordo com o projeto. As perdas Joule são calculadas por

$$P_J = 3I_f^2 R_f \quad (106)$$

A Tabela 21 apresenta o cálculo das perdas Joule para 20%, 50% e 100% da carga nominal do protótipo.

Tabela 21 - Cálculo das perdas Joule (W) com $R_a = 1,31 \Omega$

<i>Carga</i>	<i>Corrente (A)</i>	<i>Perdas no cobre (W)</i>
<i>Plena Carga</i>	$3,81 \pm 0,24$	$56,61$
$\frac{1}{2}$ <i>Carga</i>	$2,38 \pm 0,13$	$22,09$
$\frac{1}{3}$ <i>Carga</i>	$1,03 \pm 0,05$	$4,14$

As perdas mecânicas não foram adicionadas no cálculo do rendimento do gerador porque estão relacionadas a um rotor de MDF que não faz parte do projeto do gerador, sendo utilizado somente na bancada de testes em substituição à máquina primária que é a turbina eólica. A Tabela 22 apresenta a potência fornecida ao gerador que é dada pela potência com carga medida no eixo subtraindo-se as perdas mecânicas através de:

$$P_e = \omega_m (T_L - T_m) \quad (107)$$

onde T_L é o conjugado com carga e T_m é o conjugado a vazio.

Tabela 22 - Determinação da potência fornecida ao gerador (W).

<i>Carga</i>	<i>Rotação (rad/s)</i>	<i>Conjugado a vazio (Nm)</i>	<i>Conjugado com carga (Nm)</i>	<i>Potência fornecida ao gerador (W)</i>
<i>Plena Carga</i>	$46,66$	$9,87$	$30,89$	$980,79$
$\frac{1}{2}$ <i>Carga</i>	$36,19$	$6,83$	$17,08$	$370,95$
$\frac{1}{3}$ <i>Carga</i>	$21,99$	$3,29$	$7,34$	$89,06$

Após a determinação das perdas previamente descritas, o rendimento para um gerador, em porcentagem é:

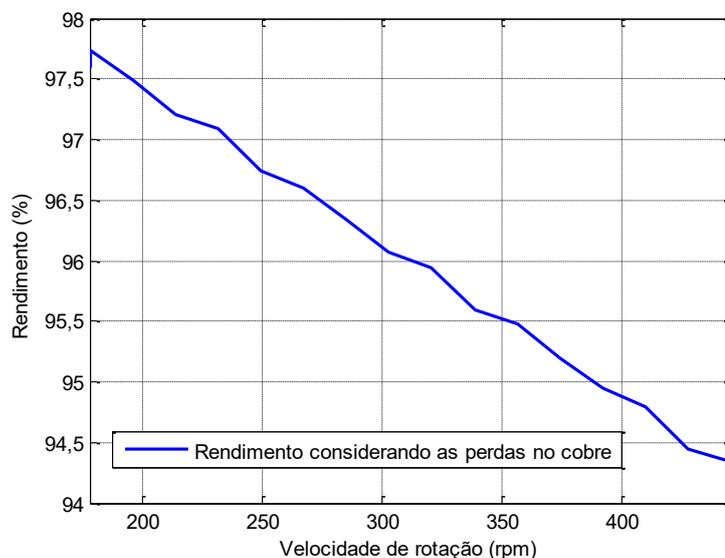
$$\eta = 100 - \frac{P_j \times 100}{P_e + P_j} \quad (108)$$

A partir de (108) são calculados os rendimentos da máquina para cada nível de carga. O resultado é apresentado na

Tabela 23 - Cálculo do Rendimento

<i>Carga</i>	<i>Corrente (A)</i>	<i>Perdas Joule (W)</i>	<i>Potência gerada (W)</i>	<i>Rendimento (%)</i>
<i>Plena Carga</i>	$3,81 \pm 0,24$	$56,61$	$980,79$	$94,54$
$\frac{1}{2}$ <i>Carga</i>	$2,38 \pm 0,13$	$22,09$	$370,95$	$94,38$
$\frac{1}{3}$ <i>Carga</i>	$1,03 \pm 0,05$	$4,14$	$89,06$	$95,56$

Com base nos dados da tabela foi elaborado o gráfico da Figura 79. No gráfico se observa que o rendimento é inversamente proporcional a carga, pois somente foram computadas as perdas Joule.

Figura 79 - Rendimento do protótipo.

Fonte: Autora

Embora não seja objetivo principal da tese, com os dados de medição, foi possível calcular também o rendimento do circuito do retificador e inversor apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 - Cálculo do rendimento do sistema elétrico.

<i>Carga</i>	<i>Potência gerada (W)</i>	<i>Potência injetada (W)</i>	<i>Rendimento (%)</i>
<i>Plena Carga</i>	<i>920,61</i>	<i>912,23</i>	<i>94,18</i>
<i>½ Carga</i>	<i>348,75</i>	<i>377,01</i>	<i>94,46</i>
<i>¼ Carga</i>	<i>84,76</i>	<i>88,05</i>	<i>95,51</i>

Com estes resultados, a análise experimental conclui que os objetivos principais foram atingidos. Foi projetado um RFPMG com rendimento superior a 90% que atesta sua viabilidade técnica para geração eólica na topologia de projeto.

Para melhorar o rendimento pode-se adotar condutores de seção um pouco maior como AWG 12. Outro fator observado é que a bancada de testes não garantiu o alinhamento axial e radial entre rotor e estator, o que diminuiu em cerca de 2% o rendimento de projeto.

Outra conclusão importante destaca a validação dos métodos de projeto utilizados com a análise experimental.

5 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

A metodologia apresentou um roteiro de projeto detalhado para um aerogerador. Inicialmente, define-se a potência mecânica e a velocidade de operação determinados pela turbina, neste caso da turbina com difusor. Nesta etapa também se definem os requisitos principais da máquina.

Com os dados de operação da turbina, foi proposto o dimensionamento do volume ativo do gerador. Especial atenção foi dada ao formato da ranhura e das bobinas do enrolamento da armadura, para o melhor aproveitamento do fluxo magnético produzido pelos ímãs.

Com a análise magnetostática e de transientes através de MEF, foram feitos ajustes na máquina, principalmente devido à densidade de fluxo magnético que resultou em um nível menor de tensão e elevou um pouco o carregamento elétrico da máquina, que mesmo assim, foi mantido abaixo de 2,5 A/mm, uma recomendação para evitar aquecimento e perdas Joule nos condutores.

Para o estudo acurado da densidade de fluxo magnético produzida pelos ímãs e da tensão induzida nos condutores, foi desenvolvida uma modelagem analítica que foi inicialmente validada por MEF e também pela resposta experimental do gerador. Esta modelagem viabilizou o estudo de alguns parâmetros da máquina como o encobrimento polar e o número de polos.

O maior desafio do projeto foi sua construção, que resultou em um grande aprendizado. Quanto à construção do rotor, foi desenvolvido um dispositivo para a montagem de cada polo do rotor que é composto de seis peças. Esta solução demanda considerável mão de obra mas tem como benefício a redução das perdas por correntes parasitas nos ímãs.

Quanto à construção do estator, foi desenvolvido um gabarito específico para a execução das bobinas. Os procedimentos convencionais de bobinagem não são adequados a este tipo de máquina pois visam a uma ocupação de cerca de 35% do espaço das ranhuras. Recomenda-se a execução de bobinas de testes antes de definir o número total de bobinas para se poder estimar o tempo de construção do estator.

Com os testes da máquina, observa-se que esta é uma proposta de alto rendimento. As principais desvantagens da máquina projetada são um volume ativo maior se comparada a uma máquina convencional de potência equivalente, a dificuldade de alinhamento com o estator devido a topologia do rotor fixado na ponta das pás da turbina.

As principais vantagens da máquina são a ausência de *cogging torque* e eliminação das perdas no ferro, estas duas características contribuem para aumentar a potência gerada e a viabilidade do sistema de microgeração, através do alto rendimento da máquina. Uma vantagem secundária da topologia proposta é a alta frequência dada pelo elevado número de polos, que aumenta o nível da tensão, e assim permite que o gerador opere com baixa densidade de corrente linear. Desta forma, a operação do gerador apresenta pouco aquecimento e reduzidas perdas Joule.

Outra vantagem deste tipo de gerador é obter uma reduzida queda de tensão na armadura devido à naturalmente baixa indutância própria dos enrolamentos.

Uma contribuição importante é a possibilidade de utilizar a metodologia desenvolvida para o estudo de diferentes materiais na culatra da máquina, visto que não necessita de núcleo ferromagnético, o que pode diminuir o seu custo.

Outra importante contribuição da tese é a proposta de uma topologia com segurança inerente. Ao confinar as pás da turbina no interior de um difusor, reduz-se a exposição de pessoas a eventuais acidentes com as pás. Esta é uma questão importante visto que a proposta da tese é a microgeração eólica urbana.

Outro fator que pode contribuir com a segurança é a utilização de materiais não ferromagnéticos nos núcleos do gerador que em geral podem ser isolantes. Além disso, a redução do peso associada aos materiais não ferromagnéticos pode facilitar a segurança tanto na logística como na instalação do aerogerador em telhados, sem demandar consideráveis reforços nas estruturas prediais pré-existentes.

Através da modelagem analítica da densidade de fluxo magnético, é possível estudar diferentes configurações do rotor para uma dada geometria.

E pelo exposto ao longo deste trabalho, tem-se que o gerador síncrono sem núcleo ferromagnético é tecnicamente viável para a microgeração de energia elétrica, desde que o levantamento de potencial eólico do local seja favorável.

5.1 RECOMENDAÇÕES

Ao iniciar o projeto de uma máquina elétrica, recomenda-se conhecer as condições de operação demandadas. Estas condições constituem restrições de projeto que delimitam o dimensionamento. Inicialmente pode-se utilizar a teoria de máquinas com núcleo ferromagnético para o projeto básico da máquina, mas recomenda-se também adotar métodos

numéricos ou analíticas para verificar o formato de onda das tensões e correntes, bem como suas consequências na operação da máquina. A construção de um protótipo é um procedimento que apresenta dois objetivos principais: validar as metodologias adotadas e promover o aprendizado.

No caso da geração eólica, as condições de operação são dadas pela operação da turbina que desenvolve um conjugado mecânico em função da velocidade do vento, de modo que se obtém desta forma o nível de potência e a velocidade de rotação da máquina elétrica. Outras condições de operação são definidas pela carga. No caso da microgeração, a carga pode ser uma bateria ou um inversor de potência conectado à rede.

O dimensionamento inicial com base na teoria de projeto de máquinas com núcleo ferromagnético geralmente considera formas de ondas senoidais. No caso de máquinas não convencionais, deve ser investigado se o formato de onda pode ter consequências negativas na operação da máquina. No caso do projeto desenvolvido na tese, o formato de onda indicava uma redução no pico de tensão e no seu valor eficaz. Com uma tensão reduzida, em relação ao projeto inicial, e para o mesmo nível de potência nominal, os condutores selecionados devem suportar uma corrente maior. Estes ajustes são necessários para garantir a operação segura e eficiente da máquina.

Por fim recomenda-se a construção de um protótipo quando uma metodologia de projeto de máquina é proposta. O protótipo não deve ser visto como um produto, mas como um meio para testar conceitos. No caso do aerogerador estudado na tese, o protótipo validou a metodologia desenvolvida. Além disso, aperfeiçoou a metodologia em vários aspectos tais como delimitação de parâmetros e a observação de irregularidades no funcionamento.

Um parâmetro delimitado pela construção de protótipos foi o número de pares de polos. Com a modelagem analítica se observa que aumentando-se de 50 para 70 pares de polos é possível se obter um rendimento 2% maior. Entretanto, com a fabricação de protótipos para as bobinas, observou-se que a execução demandaria provavelmente o dobro de tempo e mão de obra, ou seja, um custo considerável e desnecessário para o objetivo que era validar a metodologia.

Uma das irregularidades observadas foi o desalinhamento do rotor em relação ao estator. A partir desta observação, recomenda-se adotar medidas para garantir o alinhamento axial e radial da máquina de forma mais eficiente do que as que foram adotadas na tese, com a estrutura de MDF da bancada. Trata-se de um detalhe mais relacionado à parte mecânica e estrutural da

máquina. Embora não esteja diretamente relacionado ao projeto eletromagnético do gerador que é o objetivo principal da tese, este detalhe interfere no funcionamento da máquina.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Com base no exposto, se sugere os seguintes trabalhos futuros:

- Otimização da máquina, utilizando o campo produzido pelos ímãs permanentes modelado analiticamente.
- Projeto de uma estrutura de alinhamento axial e radial da máquina que pode ser mecânica ou magnética.
- Modelagem analítica de uma máquina síncrona de ímãs permanentes sem núcleo ferromagnético, mas de fluxo magnético axial.
- Modelagem analítica da máquina síncrona de ímãs permanentes sem núcleo ferromagnético utilizando coordenadas cilíndricas para os casos em que não houver restrição de diâmetro do rotor.
- Estudo de diferentes materiais para a construção de máquinas elétricas.

6 REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 247, de 21 de dezembro de 2006**. Brasília: ANEEL, 2006.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília: ANEEL, 2012.
- ANAYA-LARA, O. et al. **Wind Energy Generation: Modelling and Control**. United Kingdom: Wiley Publications., 2009.
- ANSYS INC. **ANSYS® Electromagnetics Suite 17.1.**, Ansys Inc., 2016.
- ASM INTERNATIONAL COMMITTEE. **ASM Handbook Volume 2: Properties and Selection: Nonferrous Alloys and Special-Purpose Materials**. Materials Park, OH: ASM International, 1990.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **BOLETIM ANUAL DE GERAÇÃO EÓLICA 2018**. São Paulo: ABEEólica, 2019.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5052 - Máquina síncrona - Ensaios**. Rio de Janeiro: ABNT, 1984.
- BIANCHI, N.; BOLOGNANI, S.; LUISE, F. Analysis and design of a brushless motor for high speed operation. In: IEEE INTERNATIONAL ELECTRIC MACHINES AND DRIVES CONFERENCE. IEMDC'03. 2003, Madison, WI, USA. **Anais...** Madison, WI, USA: New York: IEEE, 2003.
- BINNS, K. J. , LAWRENSON, P. J., TROWBRIDGE, C. W. **The Analytical and Numerical Solution of Electric and Magnetic Fields**. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd, 1992.
- BODIG, J.; JAYNE, B. **Mechanics of wood and wood composites**. New York: Van Nostrand Reinhold, 1982.
- BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2011.
- CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS. **Atlas Eólico: Rio Grande do Sul 2014**. Porto Alegre: Agência Gaúcha de Desenvolvimento e Promoção do Investimento - AGDI, 2014.
- DORRELL, D. G. et al. A Review of the Design Issues and Techniques for Radial-Flux Brushless Surface and Internal Rare-Earth Permanent-Magnet Motors. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [s. l.], v. 58, n. 9, p. 3741–3757, 2011.
- DUCHAMP, S. **GE announces Haliade-X, the world's most powerful offshore wind turbine**. 2019. Disponível em: <<https://www.genewsroom.com/press-releases/ge-announces-haliade-x-worlds-most-powerful-offshore-wind-turbine>>. Acesso em: 20 set. 2019.
- EDCOR ELECTRONICS CORPORATION. **Typical physical and electrical properties of FR-4**. 2016. Disponível em: <<https://www.edcorusa.com/pcb>>. Acesso em: 7 dez. 2016.
- FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR., C.; UMANS, S. D. **Máquinas Elétricas**. Porto Alegre: Bookman, 2006.
- FLORES FILHO, A. F.; SUSIN, A. A.; DA SILVEIRA, M. A. An Analytical Method to Predict the Static Performance of a Planar Actuator. In: IEEE TRANSACTIONS ON MAGNETICS 2003, Boston. **Anais...** New York: IEEE, 2003.

- FOREMAN, K. **Preliminary design and economic investigations of Diffuser Augmented Wind Turbines (DAWT) Final Report, 15 May 1979-31 Mar. 1980** New York: Solar Energy Research Institute, 1981. Disponível em: <<https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc1092609/>>. Acesso em: 8 maio. 2019.
- FURLANI, E. P. **Permanent Magnet Applications.** San Diego: Academic Press, 2001.
- GARRÉ, S. de O. **Avaliação Experimental do Desempenho Aerodinâmico de Pequenas Turbinas Eólicas Confeccionadas em Prototipagem 3D.** 2015. 171 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.
- GASCH, R.; TWELE, J. **Wind Power Plants.** 2. ed. Berlin: Springer-Verlag, 2012.
- GENG, W.; ZHANG, Z. Investigation of a New Ironless-Stator Self-Bearing Axial Flux Permanent Magnet Motor. **IEEE Transactions on Magnetics**, New York, v. 52, n. 7, p. 1–4, 2016. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7398028/>>. Acesso em: 8 maio. 2019.
- GIERAS, J. F. **Permanent Magnet Motor Technology Design and Applications.** 3. ed. Boca Raton, FL.: Taylor & Francis Group, 2010.
- GIERAS, J. F. PM synchronous generators with hybrid excitation systems and voltage control Capabilities: A review. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL MACHINES.20, 2012, Marseille. **Anais...** New York: IEEE, 2012.
- GIERAS, J. F.; GIERAS, I. A. Performance analysis of a coreless permanent magnet brushless motor. In: (IEEE, Ed.) CONFERENCE RECORD OF THE 2002 IEEE INDUSTRY APPLICATIONS CONFERENCE. 37TH IAS ANNUAL MEETING (CAT. NO.02CH37344) 2002, Pittsburgh, PA, USA. **Anais...** New York: IEEE, 2002.
- GIERAS, J. F.; WANG, R. J.; KAMPER, M. J. **Axial Flux Permanent Magnet Brushless Machines.** Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 2005. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/1-4020-2720-6>>. Acesso em: 8 maio. 2019.
- GILBERT, B. L.; OMAN, R. A.; FOREMAN, K. M. Fluid dynamics of diffuser-augmented wind turbines. **Journal of Energy**, New York, v. 2, n. 6, p. 368–374, 1978. Disponível em: <<http://arc.aiaa.org/doi/10.2514/3.47988>>. Acesso em: 8 maio. 2019.
- GLOBAL SPECIALTIES. **High Precision 100 kHz LCR Meter - User Manual.** Yorba Linda, CA.
- GRANT, A.; JOHNSTONE, C.; KELLY, N. Urban wind energy conversion: The potential of ducted turbines. **Renewable Energy**, Glasgow, v. 33, n. 6, p. 1157–1163, 2008. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S096014810700256X>>. Acesso em: 8 maio. 2019.
- HANSELMAN, D. C. **Brushless permanent magnet motor design.** 2nd. ed. Orono, ME, USA.: Magna Physics Publishing, 2006.
- HANSEN, M. O. L.; SØRENSEN, N. N.; FLAY, R. G. J. Effect of Placing a Diffuser around a Wind Turbine. **Wind Energy**, Chichester, v. 3, n. 4, p. 207–213, 2000. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/we.37>>. Acesso em: 20 set. 2019.
- HJORT, S.; LARSEN, H. A Multi-Element Diffuser Augmented Wind Turbine. **Energies**, Silkeborg, Denmark, v. 7, n. 5, p. 3256–3281, 2014. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/7/5/3256>>. Acesso em: 20 set. 2019.
- IEC. IEC 61400-12-1:2017 Wind energy generation systems – Power performance

measurements of electricity producing wind turbines. **International Standard**, Geneva, 2017.

LUZ, J. L. R. **DINÂMICA DOS FLUIDOS COMPUTACIONAL APLICADA AO PROJETO AERODINÂMICO DE UMA TURBINA EÓLICA COM DIFUSOR**. 2019. 144 p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

MAGNET-PHYSIK. **PERMAGRAPH® C**. 2018. Disponível em: <<https://www.magnet-physik.de/upload/18658002-Permagraph-C-e-3115.pdf>>. Acesso em: 27 nov. 2018.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained**. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2009.

MILLER, T. J. E.; MCGILP, M. I. Unified theory of superconducting and PM synchronous machines. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL MACHINES AND SYSTEMS 2009, Tokyo. **Anais...** New York: IEEE, 2009. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5382829/>>

MITCHELL, B. S. Electrical, Magnetic, and Optical Properties of Materials. In: MITCHELL, B. S. (Ed.). **An Introduction to Materials Engineering and Science**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2004. p. 537–680.

MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P.; YIH-HUEI WAN. Axial flux, modular, permanent-magnet generator with a toroidal winding for wind turbine applications. In: CONFERENCE RECORD OF 1998 IEEE INDUSTRY APPLICATIONS CONFERENCE. IAS ANNUAL MEETING. 33, 1998, St. Louis, MO, USA. **Anais...** New York: IEEE, 1998.

MULLER, S.; DEICKE, M.; DE DONCKER, R. W. Doubly fed induction generator systems for wind turbines. **IEEE Industry Applications Magazine**, New York, v. 8, n. 3, p. 26–33, 2002.

NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURERS ASSOCIATION. **NEMA LI 1 - Industrial Laminating Thermosetting Products**. 5th. ed. Arlington, Virginia: NEMA, 2011.

NINGBO GINLONG TECHNOLOGIES CO. LTD. **GCI-2K-W Instalation and Operation Manual**. Ningbo, Zhejiang: Ningbo Ginlong Technologies Co., Ltd., 2011.

NOTAROS, B. **Eletromagnetismo**. São paulo: Pearson Education do Brasil, 2012.

OHYA, Y. et al. Development of a shrouded wind turbine with a flanged diffuser. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, [s. l.], v. 96, n. 5, p. 524–539, 2008.

OLIVEIRA, J. A. **Estudo e Desenvolvimento de Gerador Eólico Síncrono de Ímãs Permanentes com Estator Modular**. 2019. 289 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

PYRHÖNEN, J.; JOKINEN, T.; HRABOVCOVÁ, V. **Design of Rotating Electrical Machines**. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd, 2008.

RATHOD, A.; KULKARNI, G. N.; ROY, A. Challenges to diffusion of small wind turbines in India. In: 2ND IET RENEWABLE POWER GENERATION CONFERENCE (RPG 2013) 2013, Beijing. **Anais...** Beijing: IET, 2013.

REDLINGER, R. Y.; ANDERSEN, P. D.; MORTHORST, P. E. **Wind Energy in the Twenty-First Century**. Basingstoke: Palgrave Macmillan, 2001. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1057/9780230524279>>

- SADIKU, M. N. O. **Elementos de Eletromagnetismo**. 3. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.
- SELIG, M.; DETERS, R.; WILLIAMSON, G. Wind Tunnel Testing Airfoils at Low Reynolds Numbers. In: AEROSPACE SCIENCES MEETING INCLUDING THE NEW HORIZONS FORUM AND AEROSPACE EXPOSITION. 49, 2011, Florida. **Anais...** Reston: AIAA, 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.2514/6.2011-875>>. Acesso em: 8 maio. 2019.
- SHAHSAVARIFARD, M.; BIBEAU, E. L.; CHATOORGOON, V. Effect of shroud on the performance of horizontal axis hydrokinetic turbines. **Ocean Engineering**, [s. l.], v. 96, p. 215–225, 2015.
- STAMENKOVIC, I. et al. Design, Analysis, and Optimization of Ironless Stator Permanent Magnet Machines. **IEEE Transactions on Power Electronics**, New York, v. 28, n. 5, p. 2527–2538, 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6295671/>>. Acesso em: 8 maio. 2019.
- TEKTRONIX. **DMM4040 and DMM4050 Digital Multimeter Programmer - Users Manual**. Beaverton. Disponível em: <<https://www.tek.com/digital-multimeter/dmm4050-4040-manual>>. Acesso em: 20 set. 2019.
- VERDUM, V. **Projeto de aerogerador com segurança inerente para aplicação urbana**. 2013. 106 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10183/86478>>
- VERDUM, V. et al. Ironless Machine Design for Wind-Based Microgeneration. In: IEEE TRANSACTIONS ON MAGNETICS 2017, Dublin. **Anais...** Dublin: IEEE, 2017. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7914625/>>. Acesso em: 8 maio. 2019.
- VERDUM, V. et al. Magnetic Field Modelling of an Ironless Wind Power Microgenerator. In: IEEE INTERNATIONAL MAGNETICS CONFERENCE (INTERMAG) 2018, Singapore. **Anais...** New York: IEEE, 2018.
- WIART, A. New high-speed high-power machines with converter power supply. In: MOTORCON PROCEEDINGS 1982, Oxnard, California. **Anais...** Oxnard, California
- WOOD, D. **Small Wind Turbines: Analysis, Design, and Application**. London: Springer-Verlag, 2011.
- XIU LIAN WANG; XIU LI MA; XUE ZHONG YUAN. Analysis of magnetic field for inner rotor coreless permanent magnet machines with Halbach array. **2011 International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices**, Sydney, v. 0, n. 3, p. 335–338, 2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6145138/>>. Acesso em: 8 maio. 2019.
- ZHANG, Z. et al. Ironless Permanent-Magnet Generators for Offshore Wind Turbines. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 50, n. 3, p. 1835–1846, 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6657826/>>. Acesso em: 8 maio. 2019.