

UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA – UDESC
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS – CCT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA – DEE

IGOR DA SILVEIRA DIAS

APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO PSO
PARA ANÁLISE DE CUSTOS DE GERADORES
EÓLICOS

JOINVILLE, SC

2016

IGOR DA SILVEIRA DIAS

**APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO PSO PARA ANÁLISE DE CUSTOS
DE GERADORES EÓLICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Departamento de
Engenharia Elétrica, da Universidade do
Estado de Santa Catarina, como requisito
para obtenção do grau de bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. José de Oliveira

Co-Orientador: Prof. Dr. Ademir Nied

JOINVILLE, SC

2016

IGOR DA SILVEIRA DIAS

**APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO PSO PARA ANÁLISE DE CUSTOS
DE GERADORES EÓLICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica – DEE, Centro de Ciências Tecnológicas – CCT da Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC como requisito parcial para obtenção do grau de bacharel em engenharia elétrica.

Banca Examinadora

Orientador:

Prof. Dr. José de Oliveira

Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC/CCT

Membros:

Prof. Dr. Fernando Buzzulini Prioste

Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC/CCT

Prof^a. Dra. Mariana Santos Matos Cavalca

Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC/CCT

Eng^o. Me. Gabriel Hermann Negri

Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC/CCT

Joinville, SC, 21 de junho de 2016.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que contribuíram para a realização deste trabalho, auxiliando e acreditando no projeto.

À Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC e ao CNPQ pelas bolsas de pesquisa e iniciação científica, e ao Departamento de Engenharia Elétrica da UDESC pela infraestrutura do Laboratório de Pesquisa em Controle (LAPESC).

Aos prof. Dr. Ademir Nied e prof. Dr. José de Oliveira por toda dedicação e orientação ao longo dos últimos anos de pesquisas.

Finalmente, agradeço à minha família e noiva, pelo apoio e amor em todas as horas.

“Um pássaro que repousa numa árvore nunca teme que seu galho quebre, porque sua confiança não é no galho, mas em suas próprias asas”.

Autor Desconhecido

RESUMO

DIAS, Igor da Silveira. **Aplicação da técnica de otimização PSO para análise de custos de geradores eólicos.** Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade do Estado de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica, Joinville, 2016.

A energia eólica está se tornando fundamental na diversificação da matriz energética em vários países, decorrente de uma perspectiva de um aumento populacional global e sua crescente demanda por uso de energia elétrica. Tendo em vista que um país sofre com mudanças climáticas e a estimativa de redução da produção de petróleo para as próximas décadas, autoridades passaram a dar mais atenção neste seguimento do setor elétrico. Toda a experiência internacional e os diversos estudos realizados no Brasil mostram que o incentivo às fontes alternativas renováveis, tais como energia eólica, solar ou biomassa, têm fortes fatores a favor da expansão e disseminação de conhecimentos nessas áreas, em particular, a complementaridade entre períodos de chuva e ventos, dando margem ao suprimento de energia em tempos de seca ou nevascas e reduzindo o uso de fontes conhecidamente mais caras de geração de energia elétrica e riscos dos chamados apagões. Este trabalho tem o intuito de aplicar uma técnica de otimização PSO, modificando seis parâmetros geométricos com papel decisivo na quantidade de massa e material ativo do gerador, para análise de custos de geradores eólicos considerando investimento inicial, custo de operação e manutenção durante sua vida útil de trabalho.

Palavras-chave: Energia Eólica. Custos. Técnica PSO. Gerador de Ímãs Permanentes.

ABSTRACT

DIAS, Igor da Silveira. **PSO technique application for cost analysis involving wind energy generators.** Undergraduate Final Project, Santa Catarina State University, Electrical Engineering Department, Joinville, 2016.

Wind power is becoming player in the diversification of energy sources in several countries, resulting from a perspective of a global population growth and its growing demand for electricity usage. Considering that a country suffers from climate change and the reduction of estimated oil production for decades to come, leading authorities to pay more attention in this follow-up of the electricity sector. The whole international experience and various studies conducted in Brazil show that encourage renewable energy sources, such as wind, solar or biomass, has strong factors in favor of the expansion and dissemination of knowledge in these areas, in particular, the complementarity between rain and wind periods, giving rise to the power supply in times of drought or blizzards and reducing the use of notoriously more expensive sources of electricity generation and risks of so-called blackouts. This work aims to apply Particle Swarm Optimization (PSO) technique, changing six geometrical parameters which play a decisive role in weight and active material of generator, for cost analysis involving wind energy generators considering capital expenditure, operation and maintenance lifetime costs.

Keywords: Wind Energy. Costs. PSO technique. Permanent Magnet Synchronous Generator.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1	Sazonalidade das usinas eólicas do PROINFA para a região Nordeste.....	2
Figura 1.2	Capacidade de produção eólica brasileira ao final de 2014.....	3
Figura 1.3	Parques eólicos no Brasil comparado com o potencial de cada região.....	3
Figura 1.4	Participação dos fabricantes no mercado eólico brasileiro (2015)....	4
Figura 2.1	Diferentes layouts de trem de acionamento de turbinas eólicas atualmente usadas.....	9
Figura 2.2	Conexão de uma turbina eólica à rede elétrica através de um gerador de indução duplamente alimentado.....	14
Figura 2.3	Configuração de gerador de energia eólica de ímãs permanentes..	16
Figura 2.4	Parâmetros geométricos do gerador modelado.....	16
Figura 2.5	Detalhe da geometria da ranhura do gerador modelado.....	17
Figura 2.6	Curva característica de magnetização de dois ímãs permanentes...	19
Figura 2.7	Custo total de distribuição para uma instalação de turbina eólica típica para offshore	25
Figura 2.8	Custo total de distribuição para uma instalação de turbina eólica típica para onshore	26
Figura 2.9	Comparação do investimento inicial para projetos eólicos onshore e offshore.....	26
Figura 3.1	Fluxograma do procedimento da técnica PSO.....	31
Figura 3.2	População de 5 variáveis.....	33
Figura 4.1	Fluxograma do algoritmo proposto para técnica PSO aplicada em geradores eólicos.....	34
Figura 4.2	Curva de redução de custo com o algoritmo PSO.....	39
Figura 4.3	Curva característica de rendimento do algoritmo PSO.....	39

LISTA DE QUADROS E TABELAS

Quadro 1	Principais modelos de turbina utilizados no Brasil.....	4
Quadro 2	Vantagens e desvantagens de seis modelos de turbinas eólicas.....	11
Quadro 3	Comparação qualitativa de seis modelos de geradores eólicos.....	12
Tabela 1	Parâmetros do gerador PMSG modelado.....	17
Tabela 2	Parâmetros fixos do gerador modelado.....	18
Tabela 3	Variáveis de otimização do gerador modelado.....	18
Tabela 4	Parâmetros dependentes das variáveis de otimização do gerador modelado.....	27
Quadro 4	Principais avarias mecânicas e elétricas em turbinas eólicas.....	27
Tabela 5	Constantes PSO.....	32
Tabela 6	Limites das variáveis de otimização.....	35
Tabela 7	Propriedades elétricas da máquina otimizada.....	37
Tabela 8	Comparação das massas otimizadas.....	37
Tabela 9	Comparação dos resultados de variáveis otimizadas.....	38

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDFIG	<i>Brushless Doubly Fed Induction Generator</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
LVRT	<i>Low Voltage Ride Through</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
1.2	JUSTIFICATIVA.....	2
1.3	OBJETIVOS.....	7
1.4	HIPÓTESES.....	7
1.5	METODOLOGIA.....	7
2	TIPOLOGIAS DE TURBINAS EÓLICAS.....	8
2.1	DISCUSSÃO SOBRE AS TECNOLOGIAS DOS SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA.....	8
2.2	GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO – DFIG.....	13
2.3	GERADOR DE ÍMÃS PERMANENTES – PMSG.....	14
2.3.1	Especificações do gerador PMSG.....	16
2.3.2	Cálculo de peso de material ativo.....	20
2.3.2.1	Massa dos enrolamentos (mcu).....	20
2.3.2.2	Massa do cabeçote do estator (mfeys).....	21
2.3.2.3	Massa do cabeçote do rotor (mfeyr).....	21
2.3.2.4	Massa do dente (mfed).....	21
2.3.2.5	Massa do ímã permanente.....	22
2.3.3	Cálculo das perdas.....	22
2.3.3.1	Perdas por atrito.....	22
2.3.3.2	Perdas no ferro.....	22
2.3.3.3	Perdas adicionais.....	23
2.3.3.4	Perdas magnéticas.....	23
2.3.3.5	Perdas Joule.....	23
2.4	ANÁLISE DE CUSTOS DE TURBINAS EÓLICAS.....	25
3	TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO PSO.....	30
4	APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO PSO.....	34
4.1	RESULTADOS DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO PSO.....	37
5	CONCLUSÃO.....	40
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	41
	ANEXO A – FAZENDAS EÓLICAS NO BRASIL (ATÉ OUTUBRO DE 2015).....	47
	ANEXO B – CÁLCULO DA CORRENTE NOMINAL.....	59
	ANEXO C – CÓDIGO PSO IMPLEMENTADO NO GERADOR PMSG MODELADO.....	61

1 INTRODUÇÃO

A energia eólica vem aumentando sua participação na matriz energética brasileira e pode se tornar muito importante no regime de complementaridade com os recursos hídricos, além de ser uma energia limpa e eficaz na produção de eletricidade para localidades remotas. Nos próximos capítulos serão apresentadas informações do potencial eólico brasileiro e os tipos de geradores empregados no Brasil.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Mesmo em países com matriz energética baseada na fonte renovável da energia hídrica, caso do Brasil, pode ocorrer carência no abastecimento devido a problemas climáticos. Na matriz energética ideal, a eletricidade deverá ser fornecida por várias combinações dentre energia hídrica, fontes renováveis intermitentes (eólica e solar), biomassa e geotérmica. A principal característica de qualquer fonte de energia deverá ser sua eficiência e as companhias de eletricidade deverão agregar um conjunto de fontes de geração (LOPEZ, 2012).

É estimado por Are (2011) que quase 1,5 bilhão de pessoas no mundo estão sem eletricidade, com quase 600 milhões só na África. Muitas dessas redes são baseadas em geradores a diesel, com energias renováveis utilizadas para complementar a rede e compensar o uso do diesel como combustível. Além disso, Are (2012) mostra que o uso de energia eólica pode ser uma solução viável para essas redes. Um grande desafio é, no entanto, a operação e manutenção dessas turbinas eólicas de pequeno porte (entre 1kW e 100kW), da disponibilidade de peças de reposição e técnicos qualificados para atuar em regiões remotas.

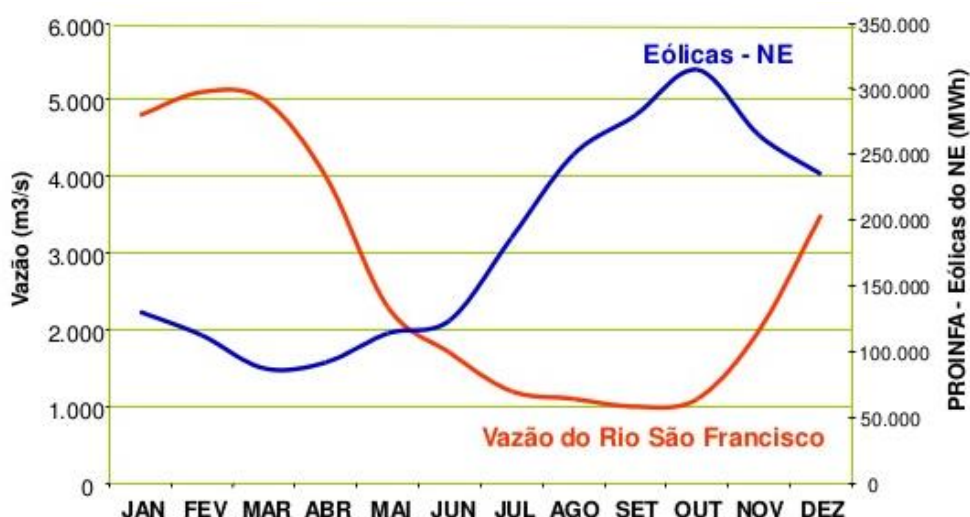
Apesar de haver indicações claras sobre o crescimento da quota de mercado, Potgieter (2014) afirma que não existem muitos estudos sobre a melhoria da tecnologia de sistemas de turbinas de vento de pequeno porte em comparação com sistemas acima de 1MW de capacidade. Avanços significativos são, assim, necessários nos sistemas de baixa potência, a fim de melhorar seu desempenho, reduzir o custo e aumentar a confiabilidade.

1.2 JUSTIFICATIVA

O aproveitamento de energia eólica no mundo cada vez mais se consolida como uma alternativa viável e limpa. Esse tipo de energia compõe complementarmente matrizes energéticas de muitos países e, uma vez que os ventos oferecem uma opção de suprimento no século XXI, em conjunto com outras fontes renováveis, é possível conciliarem-se as necessidades de uma sociedade industrial moderna com os requisitos de preservação ambiental. (BRASIL, 2001).

A Figura 1.1 apresenta um exemplo da sazonalidade entre usinas eólicas da região Nordeste, cujo potencial segundo BRASIL (2001) na Figura 1.3 é de 75GW, e a vazão do Rio São Francisco Eletrobrás (2007).

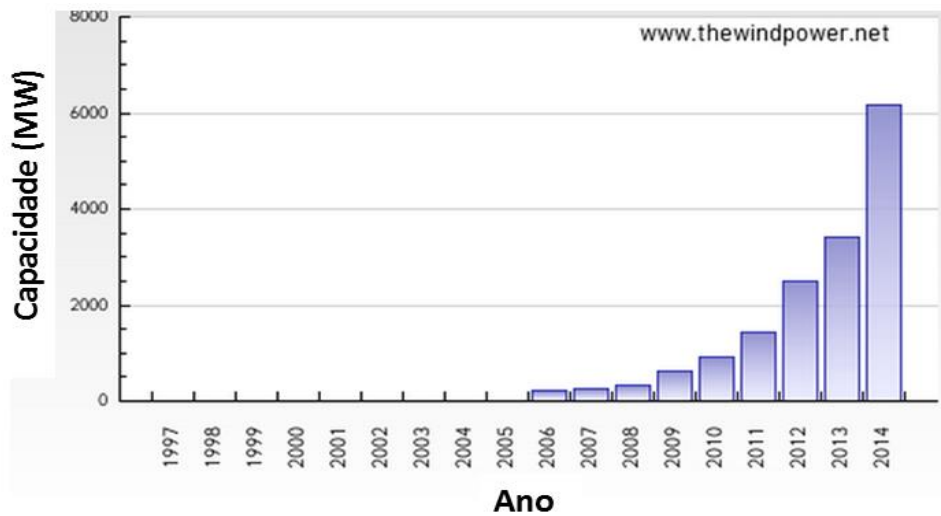
Figura 1.1 – Sazonalidade das usinas eólicas do PROINFA para a região Nordeste.



Fonte: ELETROBRÁS (2007)

A crescente produção de energia elétrica a partir da energia eólica no Brasil, com cerca de 30% ao ano, pode ser verificada na Figura 1.2.

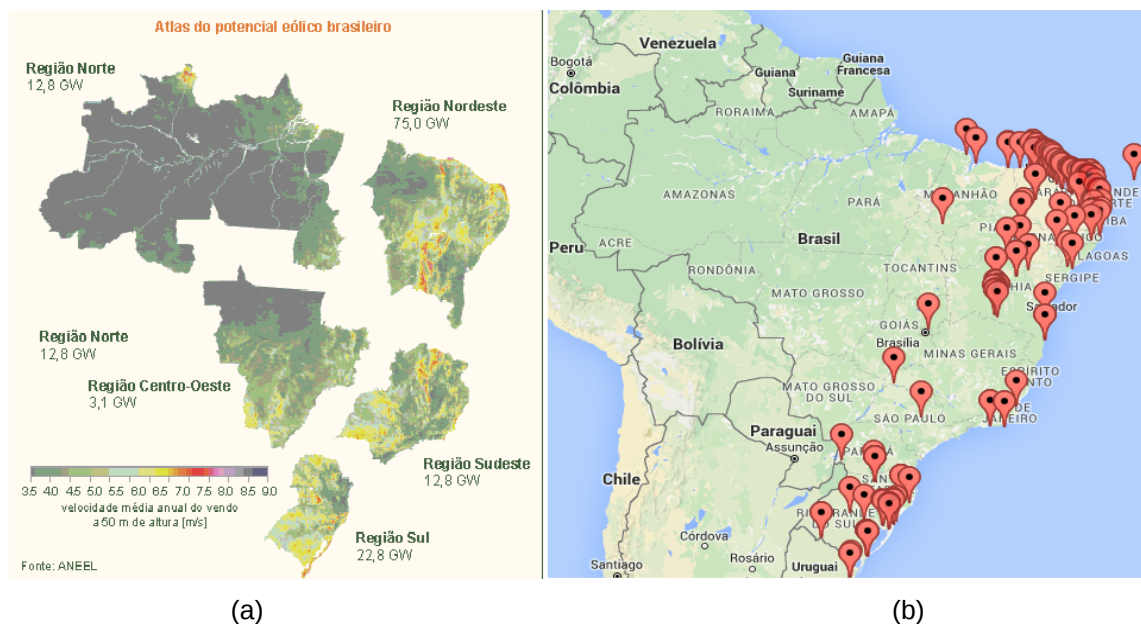
Figura 1.2 – Capacidade de produção eólica brasileira ao final de 2014



Fonte: WIND (2014)

Dentre os principais empreendimentos eólicos em operação, em construção e planejados até o ano de 2015 (ver Anexo A), Rio Grande do Norte, seguido de Bahia e Ceará representam a força do nordeste em capacidade instalada de energia eólica. Por região, tem-se atualmente o nordeste com 6219MW, o sul com 1383MW, sudeste com 320MW, centro-oeste com 25,5MW e até então o norte não tem nenhum investimento, como mostrado na Figura 1.3.

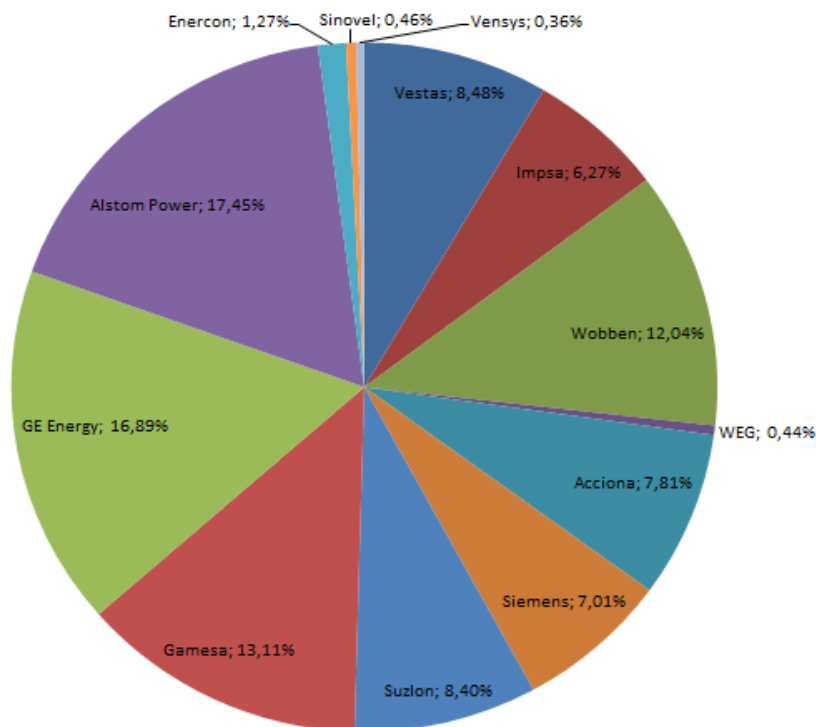
Figura 1.3 - Parques eólicos no Brasil comparado com o potencial de cada região.
(a) Atlas do potencial eólico brasileiro. (b) Parques eólicos operacionais em 2015



Fonte: (a) BRASIL (2001), (b) WIND (2014).

Na Figura 1.4 percebe-se a entrada da empresa brasileira WEG no mercado eólico do Brasil com a instalação de aerogeradores de 2MW, onde o predomínio ainda é das grandes empresas europeias Alstom, Gamesa, Wobben e a americana GE Energy.

Figura 1.4 – Participação dos fabricantes no mercado eólico brasileiro (2015)



Fonte: Produção do próprio autor (baseado no Anexo A)

O estudo dos modelos de turbina instalados pelas empresas da Figura 1.4 e dispostos no Quadro 1 comprova a maturidade e confiabilidade da tecnologia desenvolvida principalmente em dois tipos de aerogeradores: Gerador de Indução Duplamente Alimentado (*DFIG*, do inglês *Doubly-Fed Induction Generator*) e de Ímãs Permanentes (*PMSG*, do inglês *Permanent Magnet Synchronous Generator*).

Quadro 1 – Principais modelos de turbina utilizados no Brasil

Fabricante	Modelo de Turbina	Tipo de gerador
Wobben	E40/500	PMSG, acionamento direto
Wobben	E40/600	PMSG, acionamento direto
Wobben	E44/900	PMSG, acionamento direto
Wobben	E70/2000	PMSG, acionamento direto
Gamesa	G87/2000	DFIG, com caixa de engrenagens de 1 estágio

Quadro 1 – Principais modelos de turbina utilizados no Brasil

Fabricante	Modelo de Turbina	Tipo de gerador
Gamesa	G90/2000	DFIG, com caixa de engrenagens de 3 estágios
Gamesa	G97/2000	DFIG, com caixa de engrenagens de 3 estágios
GE Energy	1.7-100	DFIG, com caixa de engrenagens
Acciona	AW-3000/116	DFIG, com caixa de engrenagens
WEG	AGW 2.1	PMSG, acionamento direto
Alstom Power	86	DFIG, com caixa de engrenagens de 3 estágios
Alstom Power	122	DFIG, com caixa de engrenagens de 3 estágios
Wobben	E82/2000	PMSG, acionamento direto
Enercon	E48/800	PMSG, acionamento direto
Impsa	IWP-V77-1500	PMSG, acionamento direto
Impsa	IWP-100-2000	PMSG, acionamento direto
GE Energy	1.5 xle	DFIG, com caixa de engrenagens de 3 estágios
GE Energy	1.6 xle	DFIG, com caixa de engrenagens de 3 estágios
Suzlon	S88/2100	DFIG, com caixa de engrenagens de 3 estágios
Suzlon	S95/2100	DFIG, com caixa de engrenagens de 3 estágios
Vestas	NM44	DFIG, com caixa de engrenagens
Vestas	V82/1650	DFIG, com caixa de engrenagens de 2 estágios
Siemens	SWT-2.3-101	DFIG, com caixa de engrenagens de 3 estágios
Siemens	SWT-2.35-108	DFIG, com caixa de engrenagens de 3 estágios

Fonte: Produção do próprio autor (Baseado no Anexo A)

Dentre as vantagens e desvantagens dos sistemas de conversão de energia eólica, é possível citar Sohn (2014), Pinto (2013), Salles (2009) e Carvalho (2006):

Vantagens:

- Tempo reduzido para a implantação da unidade eólica ou do parque eólico;
- Construção modular;
- Energia primária segura e renovável;
- Aerogeradores proporcionam baixo impacto ambiental;
- Independência econômica em relação aos preços dos combustíveis fósseis;
- Possibilidade de operação em regime complementar ao regime hidrológico;
- Facilidade de operação em sistemas de geração híbridos;
- Criação de empregos e mão de obra qualificada;
- Reduzida manutenção;
- Possibilidade de utilizar o solo para atividades diversas.

Desvantagens:

- Poluição visual;
- Instalação em rota de pássaros;
- Ruído;
- Elevado custo inicial;
- Difícil previsão do vento Ernst et al. (2007) e Schubert (2012);
- Influência no regime de ventos e na temperatura do clima local;
- A variação estocástica do vento pode provocar oscilações das potências ativa e reativa gerada Oliveira et al. (2012) e Lin et al. (2010).

Segundo Sohn (2014), o setor de energia eólica apresenta tecnologias bem desenvolvidas na Europa, Estados Unidos e determinados países da Ásia. No Brasil, porém, é necessário ainda mais experiência para que se atinja o estado de maturidade e domínio das tecnologias relacionadas a este tipo de recurso energético. Duas das principais barreiras para o desenvolvimento da implantação em larga escala de unidades eólicas no Brasil consistiram na incapacidade da indústria nacional em suprir todos os equipamentos requeridos pelos empreendimentos do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia) e a exigência da nacionalização de 60% dos equipamentos e serviços, Eletrobrás (2007).

1.3 OBJETIVOS

Objetivo Geral: Expressar de forma clara as vantagens e desvantagens de cada tipologia, bem como seu custo-benefício, em um documento objetivo e com linguagem simples.

Objetivos Específicos:

- Realizar um estudo dos sistemas de geração eólica, sob o enfoque econômico;
- Entender a teoria envolvida no equacionamento dos custos de produção de turbinas e geradores eólicos.

1.4 HIPÓTESES

Os motivos para o atraso brasileiro em relação aos principais países produtores e detentores de inovação no que diz respeito ao aproveitamento da força dos ventos, está na falta de incentivos e cooperação para a criação de conhecimento e tecnologias na área de energia eólica no Brasil. Apesar de ser um campo de estudos em ascensão no Brasil, ainda se tem pouca ênfase para desenvolvimento próprio de tecnologia (SIMAS, 2012).

Faltam ainda estudos mais profundos sobre o potencial eólico brasileiro em nível nacional e estadual; sobre a complementaridade entre os regimes hídrico e eólico, com o fim de fornecer o subsídio para o planejamento e operação do parque gerador brasileiro e o efeito das eólicas nos reservatórios hidrelétricos; e o efeito cumulativo das turbinas eólicas nas redes de transmissão e na qualidade de energia (SIMAS, 2012).

1.5 METODOLOGIA

O presente trabalho consistiu em aplicar a técnica de otimização PSO, modificando seis parâmetros geométricos com papel decisivo na quantidade de massa e material ativo do gerador, para análise de custos de geradores eólicos considerando investimento inicial, custo de operação e manutenção durante sua vida útil.

2 TIPOLOGIAS DE TURBINAS EÓLICAS

Na seção 2 serão apresentados os conceitos das tipologias existentes de geradores eólicos que servirão como base para o entendimento da aplicação da técnica PSO em um gerador eólico de ímãs permanentes, estudada nas próximas seções.

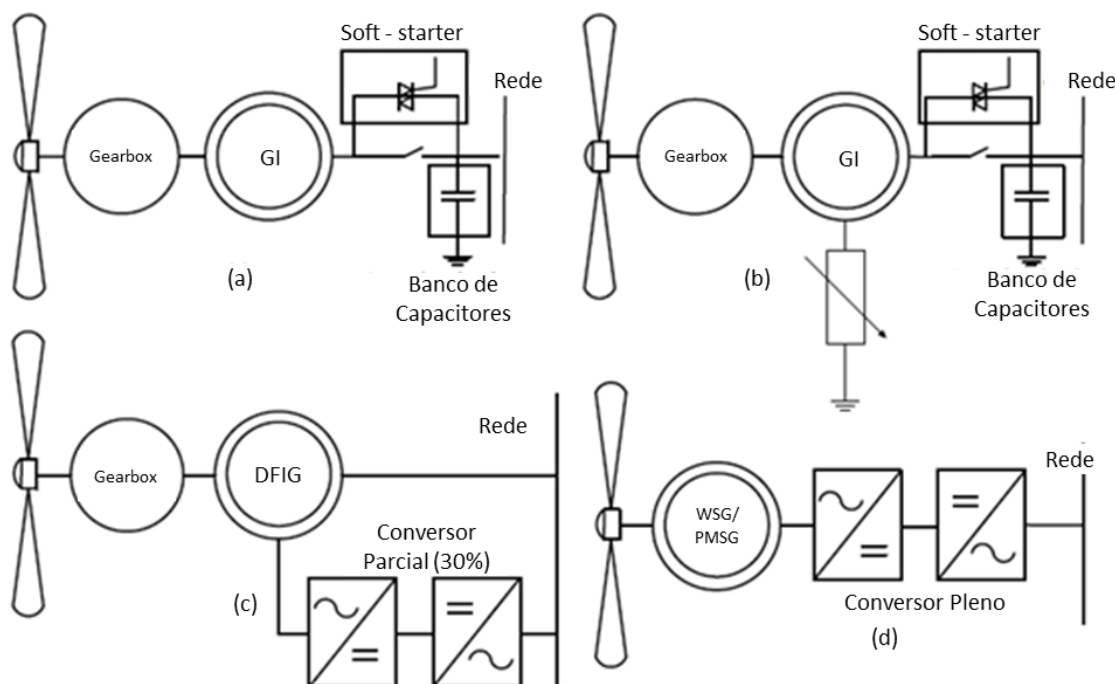
2.1 DISCUSSÃO SOBRE AS TECNOLOGIAS DOS SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

Conforme Potgieter (2014), o sistema de acionamento de turbinas eólicas clássico consiste em um gerador convencional de alta velocidade, diretamente conectado à rede, com um rotor de gaiola de esquilo e geralmente uma caixa de engrenagens de três fases conforme mostrado na Fig.2.1 (a). Apenas uma pequena porcentagem das instalações mais antigas de turbinas eólicas, ainda em uso hoje, fazem uso desta tipologia. Muitos destes sistemas utilizam o conceito clássico de controle de estol que limita passivamente a potência da turbina eólica, se a velocidade do vento aumenta acima da velocidade do vento nominal. Há também instalações em que o controle ativo de estol é utilizado quando o ângulo de inclinação das pás é ajustado ativamente para limitar a potência de saída da turbina de vento.

Como desvantagens da tipologia da Fig. 2.1 (a), pode ser citada a redução da coleta de energia, elevados níveis de ruído e maior carga sobre os componentes devido à ligação rígida na rede, além desta tipologia operar em velocidades fixas.

Uma variação do conceito de gerador de indução clássico é o chamado "*Opti-slip*" ou sistemas de "*flexi-slip*", como mostrado na Fig. 2.1 (b). Neste caso a gaiola do rotor é substituída por um rotor bobinado e uma resistência externa é adicionada ao circuito de rotor para controlar o deslizamento do gerador de indução, que também permite alguma margem de operação de velocidade variável. Este é especialmente útil se a turbina experimenta uma rajada de vento. Através do aumento da resistência do rotor aumentam-se os deslizamentos nominais, o que torna a ligação à rede menos rígida e reduz a carga sobre os componentes da turbina eólica.

Figura 2.1 – Diferentes layouts de trem de acionamento de turbinas eólicas atualmente usadas: (a) Gerador de indução convencional com caixa de engrenagens para altas velocidades, (b) Gerador de indução convencional com rotor bobinado e resistência externa (*Opti-slip* e *Flexi-Slip*), (c) Gerador de indução duplamente alimentado para velocidade variável com caixa de engrenagens e conversor parcial, (d) Gerador síncrono de ímãs permanentes com conversor pleno.



Fonte: POTGIETER (2014) (adaptado)

Instalações mais recentes, baseadas no conceito gerador de indução fazem uso do gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) com uma caixa de velocidades, também de três fases conforme mostrado na Fig. 2.1 (c), que é o modelo mais utilizado e instalado atualmente como gerador de energia eólica. Este gerador tem um rotor bobinado, em vez do rotor de gaiola de esquilo, com um conversor parcial (25 a 30% da potência nominal) ligado aos enrolamentos do rotor (POLINDER et.al, 2013 e GARDNER et. al, 2009). Este é um gerador de velocidade variável do vento com uma gama de velocidades de 60% a 110% da velocidade nominal como mencionado em Polinder (2013). Desvantagens do DFIG são a utilização de escovas e a capacidade do gerador de ficar ligado à rede durante faltas. No entanto, tal como mencionado em Polinder (2013), estudos foram realizados na melhoria do afundamento de tensão (LVRT - do inglês *Low Voltage*

Ride Through), dentre as capacidades do DFIG. Embora na maior parte apenas de natureza experimental, foi também proposta a utilização de um DFIG sem escovas ou BDFIG (do inglês *Brushless Doubly-Fed Induction Generator*) como um gerador de energia eólica de velocidades medianas (algo em torno de 6,6 m/s). Esta máquina tem dois pares de enrolamentos de estator, com um curto-circuito do rotor tendo laços aninhados. As principais vantagens, em oposição a um DFIG convencional é que o BDFIG não exige anéis coletores e tem melhores capacidades LVRT. Uma desvantagem, no entanto, é o aumento do tamanho do gerador, em oposição para a mesma classificação DFIG.

Potgieter (2014) aponta como uma tendência recente em sistemas de acionamento de turbinas eólicas o uso de geradores eólicos diretos, sem caixa de velocidades. A motivação para a utilização de geradores eólicos de acionamento direto é diminuir o número de componentes do sistema mecânico de acionamento e eliminar os problemas de manutenção associados com a caixa de velocidades, que deve, assim, reduzir os custos de operação e manutenção do sistema de energia eólica. Neste caso, um gerador síncrono de ímã permanente (PMSG) é diretamente ligado à turbina, com o gerador ligado à rede através de uma potência nominal do conversor pleno, conhecido como sistemas “*grid-tie*” ou *back-to-back*, tal como mostrado na Fig. 2.2 (d). Ao utilizar um conversor nominal pleno, a turbina de vento pode ser operada em ampla faixa de velocidades, o que aumenta a captação de energia do sistema de energia eólica. A característica de conformidade da rede com geradores operados em conjunto com um conversor eletrônico de potência também é muito melhor do que de outros sistemas de turbinas eólicas. Fatores limitantes destes sistemas, contudo, é o tamanho total da turbina que aumenta o custo final e a volatilidade do preço dos ímãs de terras raras usados nos PMSGs.

Os Quadros 2 e 3 mostram um comparativo dos principais tipos de turbinas eólicas.

Quadro 2 – Vantagens e desvantagens de seis modelos de turbinas eólicas

Tipo de Gerador	Vantagens	Desvantagens
De indução gaiola de esquilo	Fácil de projetar, construir e controlar Operação robusta Baixo custo	Baixo rendimento de energia Não controle da potência ativa/reactiva Alto estresse mecânico
Síncrono a ímã permanente	O maior rendimento na produção de energia Maior controle de potência ativa/reactiva Ausência de escovas/enrolamento Baixo estresse mecânico Sem perdas de cobre no rotor	Elevado custo do material magnético Desmagnetização do ímã permanente Complexo processo de construção Maior custo e perdas nos conversores de potência
Síncrono com rotor bobinado	Alto rendimento de energia Maior controle de potência ativa/reactiva Ausência de escovas/enrolamento Baixo estresse mecânico	Maior custo do enrolamento do cobre Maior custo e perdas dos conversores de potência
De indução duplamente alimentado	Alto rendimento de energia Alto controle de potência ativa/reactiva Baixo custo e perdas dos conversores de potência Menos estresse mecânico Tamanho compacto	Existência de enrolamento Altas perdas de engrenagens

Quadro 2 – Vantagens e desvantagens de seis modelos de turbinas eólicas

Tipo de Gerador	Vantagens	Desvantagens
De indução duplamente alimentado sem escovas	Maior rendimento de energia Alto controle de potência ativa/reactiva Menor custo e perdas dos conversores de potência Ausência de escovas/enrolamentos Menos estresse mecânico Tamanho compacto	Complexidade na montagem, projeto e controle Altas perdas das engrenagens
De relutância duplamente alimentado sem escovas	Maior rendimento de energia Alto controle de potência ativa/reactiva Menor custo e perdas dos conversores de potência Ausência de escovas/enrolamentos Menos estresse mecânico Construção mais fácil	Complexidade na montagem, projeto e controle Altas perdas das engrenagens Maior tamanho que o DFIG

Fonte: KIM (2010)

Quadro 3 – Comparação qualitativa de seis modelos de geradores eólicos

Tipo de Gerador	Rendimento Energético	Custo	Confiabilidade	Suporte da rede	Maturidade técnica
De indução gaiola de esquilo	Baixo	Baixo	Alta	Baixo	Alta
Síncrono a ímã permanente	Alto	Médio - alto	Alta	Alto	Médio - alta
Síncrono com rotor bobinado	Médio - alto	Alto	Alta	Alto	Alta

Quadro 3 – Comparação qualitativa de seis modelos de geradores eólicos

Tipo de Gerador	Rendimento Energético	Custo	Confiabilidade	Suporte da rede	Maturidade técnica
De indução duplamente alimentado	Médio - alto	Médio	Média	Médio	Alta
De indução duplamente alimentado sem escovas	Médio - alto	Médio	Médio - alta	Médio - alto	Baixa
De relutância duplamente alimentado sem escovas	Médio - alto	Baixo - médio	Alta	Médio - alto	Baixa

Fonte: KIM (2010)

2.2 GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO – DFIG

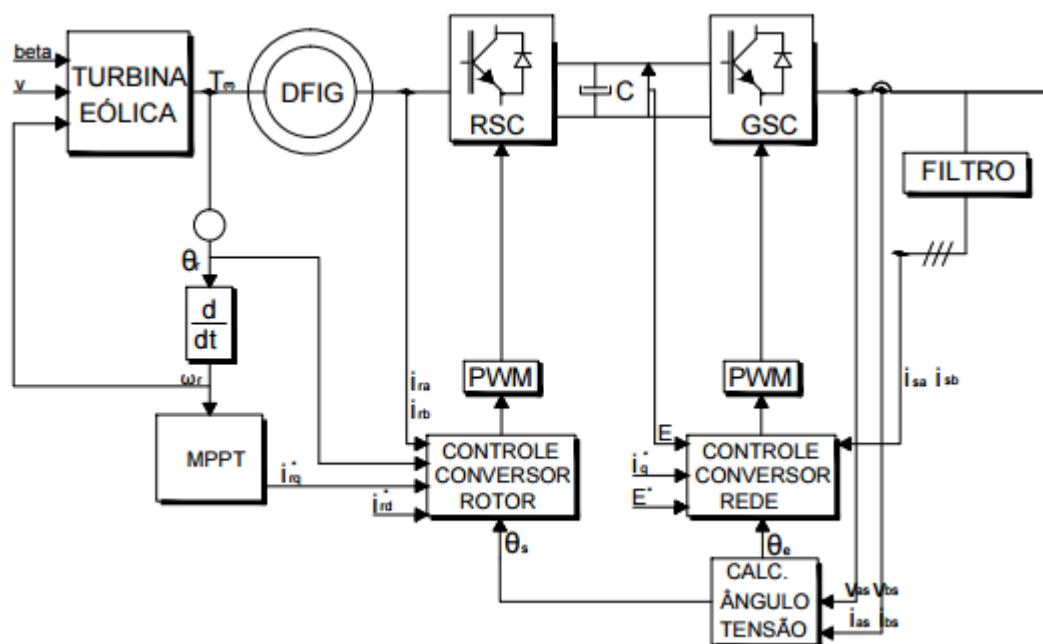
O *Doubly-Fed Induction Generator* (DFIG), um padrão da indústria desde o final da década de 1990, lidera atualmente o mercado em termos de volume, mas a necessidade de uma caixa de engrenagens (*gearbox*) de alta velocidade, manutenção extra e dificuldade em cumprir códigos de rede têm motivado os fabricantes de turbinas a buscar novas soluções. A Fig. 2.2 apresenta os componentes de uma turbina eólica com DFIG.

No DFIG, um eixo que gira lentamente a partir do rotor (10-20 rpm) aciona uma caixa de engrenagens, cujo eixo de saída atinge velocidade de rotação de até 2000 rpm e aciona o gerador. Nesta tipologia, tanto o rotor como o estator utilizam enrolamentos de cobre eletricamente excitados para criar campos magnéticos. À medida que o rotor gira a interação entre esses campos gera eletricidade. O circuito do rotor é controlado por um conversor eletrônico de potência, enquanto que o estator está ligado diretamente à rede. Este conversor controla tensões e correntes, mantendo o DFIG sincronizado com a rede, enquanto que a velocidade do rotor da turbina varia POTGIETER (2014).

A grande vantagem do DFIG é que ele requer apenas um conversor “parcial”, cerca de 35% da capacidade nominal do gerador porque apenas 25% - 30% da energia mecânica de entrada é alimentada à rede através do conversor do rotor, o restante vai diretamente para a malha do estator. Com isso, a eficiência do DFIG é alta em relação a outros tipos, pois há pouca energia perdida através do conversor.

Controlar o circuito de rotor, desta forma, também permite que o gerador importe e exporte energia reativa para apoiar a rede durante quedas - *Low Voltage Ride-Through* (LVRT), conforme pode ser visto em Costa (2010). No entanto, códigos de rede mais exigentes forçam este modelo até o limite e muitos DFIGs existentes tiveram de ser equipados com eletrônica extra para lidar com essas exigências.

Figura 2.2 – Conexão de uma turbina eólica à rede elétrica através de um gerador de indução duplamente alimentado.



Fonte: CORRÊA (2015)

2.3 GERADOR DE ÍMÃS PERMANENTES – PMSG

Com as turbinas eólicas se tornando uma parcela cada vez maior da participação na matriz energética dos países e empregando mais tecnologia, os fabricantes estão olhando para projetos com PMSG para aumentar a confiabilidade.

Tais projetos tipicamente exigem geradores de maior diâmetro para acomodar o aumento do número de polos magnéticos do rotor para aplicações de transmissão direta. Este tipo de aerogerador utiliza ímãs no rotor em vez de enrolamentos para criar o campo magnético necessário. Para se ter noção do maior rendimento energético em relação às outras tipologias, é possível notar que um segmento de 15 mm de espessura de ímãs permanentes pode gerar o mesmo campo magnético que uma seção de 10-15 cm de bobinas de cobre energizadas. Isto ajuda a proporcionar uma unidade mais leve e mais compacta.

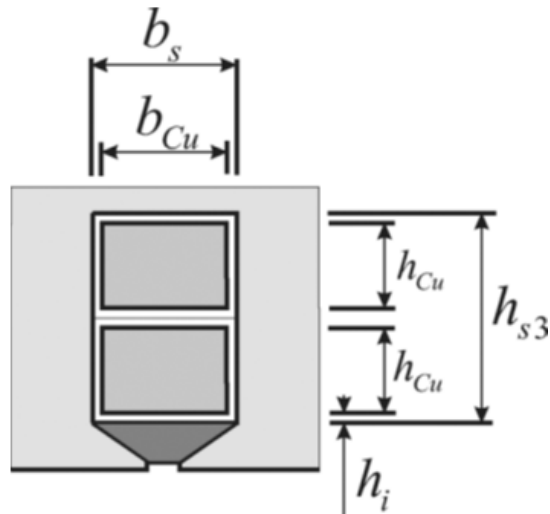
Em um PMSG onde a energia elétrica é gerada a uma frequência variável que depende da velocidade de rotação do rotor, a produção deve ser convertida para coincidir com a frequência da rede. Aqui o sistema eletrônico da Figura 2.3 deve lidar com a saída de potência total, exigindo conversores de energia plenos que são em torno de três vezes mais caros do que os conversores parciais e também têm maiores perdas elétricas.

A atração principal para os fabricantes é que um conversor pleno confere maior capacidade de cumprir com os rigorosos códigos de rede, dos quais LVRT é o elemento principal. Para sustentar tensão de rede durante uma queda de tensão, o sistema de acionamento da turbina e seu conversor de energia devem injetar potência reativa (LIMA, 2009).

Esta dissociação total entre a PMSG e a rede também pode potencialmente prolongar a vida útil da caixa de velocidades devido ao peso reduzido no sistema de transmissão e acaba com as correntes parasitas encontradas em DFIGs que podem danificar os rolamentos do gerador.

Apesar das muitas vantagens, o maior gargalo encontrado por fabricantes é a necessidade do uso ímãs de terras raras, cujo preço e volatilidade têm variado bastante nos últimos 10 anos. Outros problemas incluem a susceptibilidade dos ímãs permanentes à corrosão e sua sensibilidade ao calor, pois a elevação da temperatura acima de 80°C aumenta rapidamente as perdas elétricas. Além disso, há um risco de ocorrer inversão de polaridade ou até mesmo perda permanente da força do campo magnético. Há também algumas preocupações sobre a confiabilidade dos conversores plenos, pois segundo REpower as falhas de caixa de velocidades contribuem apenas entre 4% e 8% do total de falhas do conjunto da turbina contra cerca de 30% para os sistemas elétricos e eletrônica de potência (LAWSON, 2012).

Figura 2.5 – Detalhe da geometria da ranhura do gerador modelado



Fonte: KOWAL (2011)

As condições iniciais e valores nominais de operação do gerador eólico estudado neste trabalho estão dispostos nas Tabelas 1 a 4.

Tabela 1 – Parâmetros do gerador PMSG modelado

Gerador eólico modelado	
Potência nominal $P_{gerador}$ (MW)	3,0
Velocidade do rotor nominal (rpm)	16
Tensão nominal (V)	690
Frequência nominal f_0 (Hz)	50
Velocidade de partida (m/s)	2,5
Velocidade de corte (m/s)	25
Número de par de polos	$p = \frac{120f_0}{rpm}$
Sistema do gerador de ímãs permanentes modelado	
Perdas específicas por histerese (W/kg) a 1,5T e 50Hz ρ_{Fe0h}	2
Perdas específicas por correntes Eddy (W/kg) a 1,5T e 50Hz ρ_{Fe0e}	0,5
Custo específico do ferro laminado C_{Fe} (R\$/kg)	64
Custo específico do cobre C_{cobre} (R\$/kg)	108
Custo específico do ímã permanente NdFeB C_m (R\$/kg)	320
Custo específico da estrutura do gerador (R\$)	60.000
Custo específico da eletrônica de potência (R\$/kW)	$0,16.P_{gerador}$
Custo específico dos subsistemas elétricos (R\$/kW)	$0,152.P_{gerador}$

Fonte: LI (2009), ZHANG (2013)

Tabela 2 – Parâmetros fixos do gerador modelado

Altura da ponta do dente	$h_{s1} = 1mm$
Altura da cunha da ranhura	$h_{s2} = 4mm$
Abertura da ranhura	$b_{s1} = 3mm$
Espessura da isolação	$h_i = 1mm$
Fator de preenchimento de ferro no estator	$k_{fes} = 0,55$
Número de fases	$m = 3$
Número de ranhura por polo por fase	$q = 1$

Fonte: ALSHIBANI (2014)

Tabela 3 – Variáveis de otimização do gerador modelado

Diâmetro do entreferro	d
Passo do polo	τ_p
Altura da ranhura	h_s
Comprimento do estator	l
Pico de densidade de fluxo no entreferro	$B_{\delta 0}$
Pico de densidade de fluxo no dente	B_{d0}

Fonte: ALSHIBANI (2014)

Tabela 4 – Parâmetros dependentes das variáveis de otimização do gerador modelado

Largura do ímã permanente	$b_m = 0,7\tau_p$
Largura do entreferro	$\delta = 0,001d$
Passo da ranhura	$\tau = \frac{\tau_p}{q \cdot m}$
Largura da ranhura	$b_s = 0,45\tau$
Largura do dente	$b_d = \frac{B_{\delta 0} \cdot \tau}{B_{d0}}$
Largura do enrolamento	$b_{Cu} = b_s - 2h_i$
Altura do enrolamento	$h_{s3} = h_s - h_{s1} - h_{s2}$
Altura do condutor	$h_{Cu} = 0,5h_{s3} - 2h_i$
Altura do cabeçote do estator	$h_{ys} = \frac{(B_{\delta 0} \cdot b_m \cdot (l + 2\delta))}{2,28 \cdot l}$
Altura do cabeçote do rotor	$h_{yr} = \frac{(B_{\delta 0} \cdot b_m \cdot (l + 2\delta))}{2,40 \cdot l}$
Altura do ímã permanente	$h_m = \frac{v_d + v_{\delta} + 0,5v_{ys} + 153 \left(\tau_p - \frac{\delta + 0,5h_{yr}}{\frac{d}{2\tau_p}} \right)}{89 \times 10^4 - \frac{B_{\delta 0}}{4\pi \times 10^{-7}} + \frac{305}{\frac{d}{2\tau_p}}}$

Fonte: ALSHIBANI (2012)

As variáveis v_d , v_δ e v_{ys} na equação da altura do ímã permanente presentes na Tabela 4, representam a queda de tensão através do dente, entreferro e cabeçote do estator, respectivamente. A queda de tensão através do dente é calculada como:

$$v_d = H_s(B_{d0})(h_{s3} + 0,5 \cdot h_{s2}) + H_s(B_\delta)(0,5 \cdot h_{s2} + h_{s1}) \quad (1)$$

A força magnetomotriz exigida para o fluxo magnético entre dois polos no cabeçote do estator pode ser aproximada pela equação (2), onde a constante c foi considerada igual a 0,5 para fins de cálculos, de acordo com Kowal (2011).

$$v_{ys} = c \left(\tau_p + \frac{\pi(h_s + 0,5h_{ys})}{p} H_s(B_{ys}) \right) \quad (2)$$

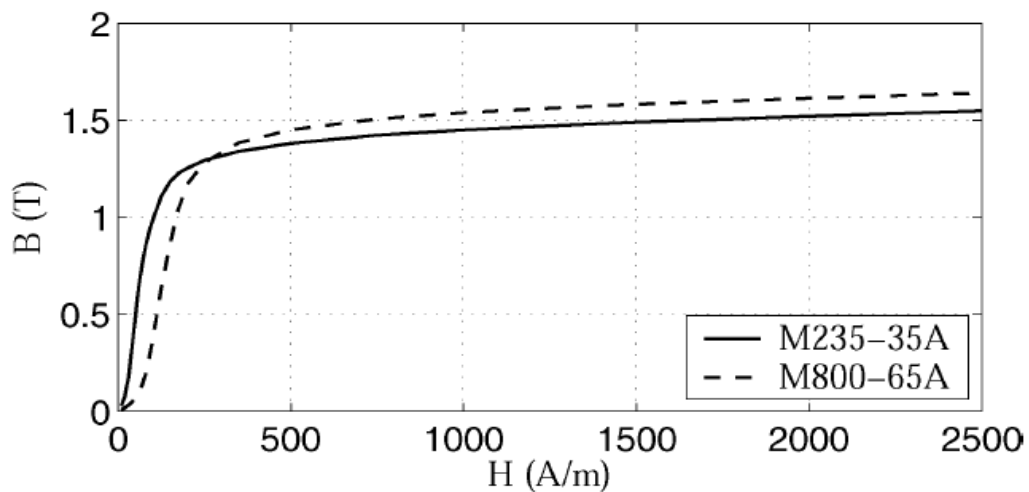
A queda de tensão magnética no entreferro é igual a:

$$v_\delta = \delta \frac{B_{\delta 0}}{\mu_m \mu_0} \quad (3)$$

onde μ_m é a permeabilidade relativa do material do ímã permanente e $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ H/m, é permeabilidade magnética do vácuo.

Para a construção do algoritmo *PSO* deste trabalho, Kowal (2011) apresenta a curva característica de magnetização de dois tipos de ímãs permanentes, Figura 2.6, que se tomou como base para os cálculos de queda de tensão presente nas equações (1) e (2).

Figura 2.6 – Curva característica de magnetização de dois ímãs permanentes



Fonte: KOWAL (2011)

2.3.2 Cálculo de peso de material ativo

Os próximos itens mostram como foi calculado o peso do material ativo que será fundamental para determinar os custos do gerador modelado e estudado.

2.3.2.1 Massa dos enrolamentos (m_{Cu})

A temperatura de um enrolamento de cobre de um gerador com carga nominal e temperatura ambiente foi considerada como:

$$\theta_{CuAv} = 98^\circ\text{C} \quad (4)$$

A resistividade do cobre à temperatura θ_{CuAv} pode ser calculada por:

$$\rho_{CuAv} = \rho_{Cu} \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta_{CuAv} - 20)) \quad (5)$$

onde $\rho_{Cu} = 17,24 \times 10^{-9} \Omega\text{m}$ é a resistividade do cobre a 20°C , e $\alpha = 4,27 \times 10^{-3} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ é o coeficiente de temperatura.

O peso do material dos enrolamentos é dado por (KOWAL, 2011):

$$m_{Cu} = \rho_{Cu} 2(l + l_b) Q h_{Cu} b_{Cu} k_{Cu} \quad (6)$$

onde $\rho_{Cu} = 8.800 \text{ kg/m}^3$ é a densidade do cobre, $k_{cu} = 0,8$ é o fator de preenchimento de cobre em dentro de uma bobina, excluindo a isolação do cobre.

Com os valores fixados para a altura da ponta do dente h_{s1} e altura da cunha da ranhura h_{s2} na Tabela 2, e com altura da ranhura h_s sendo uma variável a ser otimizada, a altura do enrolamento h_{s3} pode ser calculada por:

$$h_{s3} = h_s - h_{s1} - h_{s2} \quad (7)$$

A altura de um único condutor h_{Cu} , tomando como referência a Figura 2.4, e a largura do enrolamento b_{Cu} são:

$$h_{Cu} = 0,5h_{s3} - 2h_i \quad (8)$$

$$b_{Cu} = b_s - 2h_i \quad (9)$$

Os outros fatores da equação (6), representados pelas Equações (10) e (11), correspondem ao comprimento final do enrolamento e número total de ranhuras do estator, respectivamente.

$$l_b = 2\tau_p \quad (10)$$

$$Q = 2pmq \quad (11)$$

2.3.2.2 Massa do cabeçote do estator (m_{feys})

O peso do material do cabeçote do estator é calculado conforme Kowal (2011):

$$m_{feys} = \rho_{Fe} l_u \pi (d + 2h_s + h_{ys}) \cdot h_{ys} \quad (12)$$

onde $\rho_{Fe} = 7.874 \text{ kg/m}^3$ é a densidade do ferro. O comprimento útil de ferro no estator é dado pela equação (13), em que a constante k_{fes} foi escolhida igual a 0,55 como fator de preenchimento de ferro no estator. Já o equacionamento da altura do cabeçote do estator h_{ys} pode ser visto na Tabela 4.

$$l_u = k_{fes} \cdot l \quad (13)$$

2.3.2.3 Massa do cabeçote do rotor (m_{feyr})

O peso do material do cabeçote do rotor é calculado conforme Kowal (2011):

$$m_{feyr} = \rho_{Fe} \cdot l \cdot \pi \cdot (d - 2\delta - 2h_m - 2h_{yr}) \cdot h_{yr} \quad (14)$$

onde $\rho_{Fe} = 7.874 \text{ kg/m}^3$ é a densidade do ferro, l é o comprimento do estator, d é o diâmetro do entreferro, $\delta = 0,001d$ é largura do entreferro. A altura do cabeçote do rotor h_{yr} e a altura do ímã permanente h_m são por:

$$h_{yr} = \frac{(B_{\delta 0} \cdot b_m \cdot (1 + 2\delta))}{2,40 \cdot l} \quad (15)$$

$$h_m = \frac{v_d + v_{\delta} + 0,5v_{ys} + 153 \left(\tau_p - \frac{\delta + 0,5h_{yr}}{\frac{d}{2\tau_p}} \right)}{89 \times 10^4 - \frac{B_{\delta 0}}{4\pi \times 10^{-7}} + \frac{305}{\frac{d}{2\tau_p}}} \quad (16)$$

2.3.2.4 Massa do dente (m_{fed})

O peso do material do dente, segundo Kowal (2011):

$$m_{fed} = \rho_{Fe} \cdot l_u \cdot Q \cdot \left(b_d h_{s3} + \frac{(\tau - b_{s1}) + b_d}{2} h_{s2} + (\tau - b_{s1}) h_{s1} \right) \quad (17)$$

onde a abertura da ranhura $b_{s1} = 3\text{mm}$ foi definida na Tabela 2, τ é o passo da ranhura e a largura do dente b_d é dada por:

$$b_d = \frac{B_{\delta 0} \cdot \tau}{B_{d0}} \quad (18)$$

em que,

$$\tau = \frac{\tau_p}{q.m} \quad (19)$$

visto que τ_p é o passo do polo e uma das variáveis de otimização utilizadas neste trabalho.

2.3.2.5 Massa do ímã permanente (m_m)

O peso do material do ímã permanente é calculado conforme Kowal (2011):

$$m_m = \rho_m 2plb_m h_m \quad (20)$$

onde $\rho_m = 6.800 \text{ kg/m}^3$ é a densidade material do ímã permanente e $b_m = 0,7\tau_p$ é a largura do ímã permanente.

Finalmente o cálculo da massa total de material ativo expresso na Equação (21) leva em conta o somatório das Equações (6), (12), (14), (17) e (20).

$$m_{ativa} = m_{Cu} + m_{feys} + m_{feyr} + m_{fed} + m_m \quad (21)$$

2.3.3 Cálculo das perdas

As perdas serão calculadas a seguir para determinar o rendimento do gerador eólico de acordo com os parâmetros geométricos a serem otimizados pela técnica PSO.

2.3.3.1 Perdas por atrito

As perdas por atrito da transmissão podem ser calculadas conforme:

$$P_f = (1 - \eta_m) \cdot P_{gerador} \quad (22)$$

onde $\eta_m = 0,95$ foi escolhida como eficiência média para a transmissão mecânica de acordo com Gipe (1995).

2.3.3.2 Perdas no ferro

As perdas no ferro foram aproximadas pela fórmula de Steinmetz:

$$P_{Fe} = 2p_{Fe0h} \left(\frac{f_e}{f_0} \right) \left(\frac{B_{Fe}}{B_0} \right)^2 + 2p_{Fe0e} \left(\frac{f_e}{f_0} \right)^2 \left(\frac{B_{Fe}}{B_0} \right)^2 \quad (23)$$

onde $f_e = 50$ Hz é a frequência de campo no ferro, $p_{Fe0h} = 2$ W/kg e $p_{Fe0e} = 0,5$ W/kg são, respectivamente as perdas específicas por histerese e perdas específicas por corrente Eddy no núcleo laminado do estator para uma frequência de 50Hz e densidade de fluxo 1,5 T (LI et. al, 2009 *apud* BÖEMEKE, 2003 e BOLDEA, 2006).

2.3.3.3 Perdas adicionais

Perdas adicionais em um gerador síncrono consistem em perdas por fuga de fluxo na ranhura e terminais, perdas por curto-circuito no ferro devido à força magneto motriz na armadura e perdas nas faces dos polos do rotor, que segundo Kowal (2011) são:

$$P_{ad} = 0,2 \cdot P_{Fe} \quad (24)$$

2.3.3.4 Perdas magnéticas

As perdas magnéticas são calculadas da seguinte forma:

$$P_{lm} = P_{ftm} 2pb_m l \quad (25)$$

onde $P_{ftm} = 300$ W/m² representa as perdas específicas do ímã de acordo com Grauers (1996).

2.3.3.5 Perdas Joule

Para se calcular as perdas Joule, primeiramente serão mostradas as considerações para encontrar os valores da resistência e corrente nominal.

A resistência do estator (por fase) com carga nominal e temperatura ambiente é dada por:

$$R_a = \rho_{Cu} (\theta_{CuAv}) \frac{2pq(l+l_b)}{k_{Cu} 2h_{Cu} b_{Cu}} \quad (26)$$

, lembrando que $\rho_{Cu} = 8.800$ kg/m³ é a densidade do cobre e $k_{cu} = 0,8$ é o fator de preenchimento de cobre em dentro de uma bobina, excluindo a isolamento do cobre. E, h_{cu} e b_{cu} são a altura e largura do condutor de cobre, respectivamente.

Para obtenção da corrente nominal se faz uso do circuito equivalente do gerador e indutância de armadura Y-fase.

As fugas de indutância na ranhura L_{sl} e na ponta do dente L_{tl} são:

$$L_{sl} = 2n^2 pq\mu_0 l_e \lambda_{sl} \quad (27)$$

$$L_{tl} = 2n^2 pq\mu_0 l_e \lambda_{tl} \quad (28)$$

onde, l_e é o comprimento equivalente do estator, $n=1$ representa uma ranhura com a geometria da Figura 2.4, λ_{sl} permeância específica de fuga na ranhura e λ_{tl} a permeância específica de fuga na ponta do dente (KOWAL, 2011 *apud* MELKEBEEK, 1999).

$$l_e = l + 2\delta \quad (29)$$

$$\lambda_{sl} = \frac{2h_{cu}}{3b_s} + \frac{3h_i}{2b_s} + \frac{h_{s1}}{b_{s1}} + \frac{h_{s2}}{b_s - b_{s1}} l \cdot n \cdot \left(\frac{b_s}{b_{s1}} \right) \quad (30)$$

$$\lambda_{tl} = \frac{2\delta}{b_{s1} \cdot \pi} \left(\frac{\pi}{4} - 0,66 \exp \left(-3,2 \frac{b_{s1}}{2\delta} \right) \right) \quad (31)$$

Enquanto a fuga de indutância no final do enrolamento L_b e fuga no final do enrolamento λ_b , segundo Grauers (1996), podem ser aproximadas por:

$$L_b = 2n^2 pq\mu_0 l_e \lambda_b \quad (32)$$

$$\lambda_b = 0,25 \quad (33)$$

A indutância magnetizada de uma fase, para enrolamento com uma ranhura por polo e por fase L_m e sua permeância específica λ_m são apresentadas nas Equações (34) e (35).

$$L_m = n^2 p\mu_0 l_e \lambda_m \quad (34)$$

$$\lambda_m = \frac{\tau_p}{2(\delta + h_m)} \quad (35)$$

Então, a indutância de armadura do circuito elétrico equivalente do gerador:

$$L_a = \frac{4}{3} L_m + L_{sl} + L_{tl} + L_b \quad (36)$$

Ainda, sabe-se que o ângulo de fase é:

$$\cos \phi = \sqrt{1 - \left(\frac{1,2\pi f \cdot L_a}{2U} \right)^2} \quad (37)$$

E que para isolar a corrente nominal, substitui-se a Equação (37) na igualdade da Equação (38). Esta equação tem em seu lado direito o cálculo da

potência de saída de um gerador e, à esquerda, a potência extraída de um gerador considerando as perdas por atrito, no ferro, adicionais, magnéticas e Joule.

$$P_{gerador} - P_f - (m \cdot R_a \cdot I^2) - \eta_m \cdot P_{gerador} = m \cdot U \cdot I \cdot \cos \phi \quad (38)$$

A solução da Equação (38) apresenta o valor da corrente nominal que pode ser conferida na Equação (B11) do Anexo B.

Finalmente as perdas Joule são dadas por:

$$P_j = m R_a I^2 \quad (39)$$

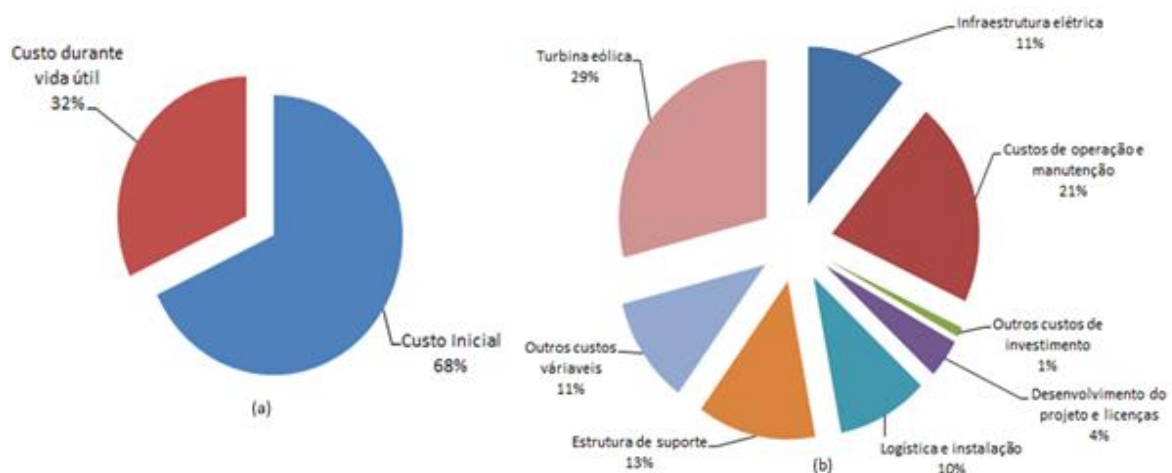
E a potência de saída:

$$P_{saida} = P_{gerador} - P_f - P_{ad} - P_{Fe} - P_{lm} - P_j \quad (40)$$

2.4 ANÁLISE DE CUSTOS DE TURBINAS EÓLICAS

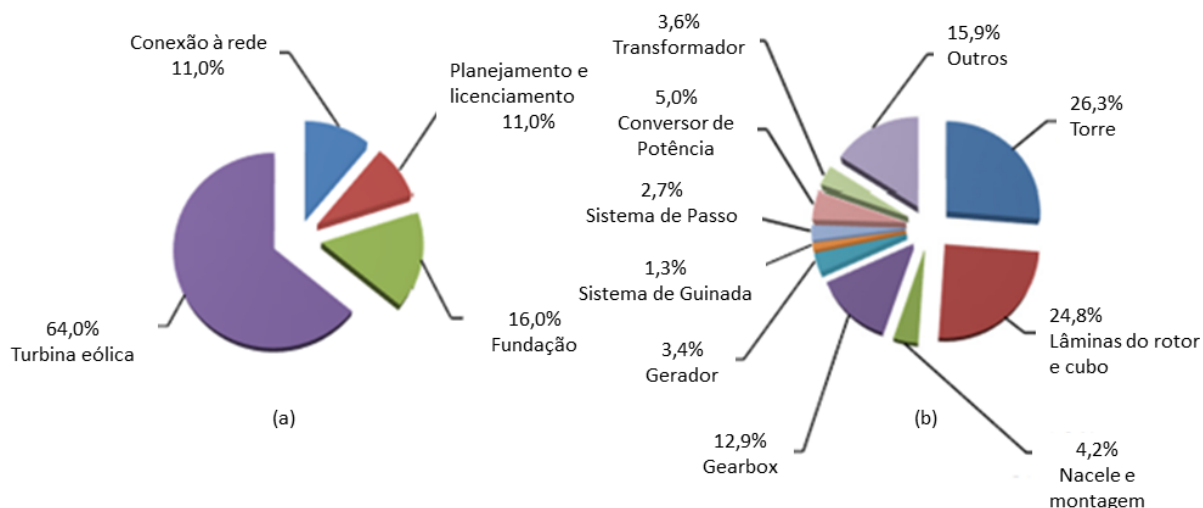
Potgieter (2014) realiza uma visão ampla da distribuição de custos envolvendo energia eólica, típico de instalações de turbinas encontrado na literatura. A distribuição dos custos de uma típica instalação no mar (*offshore*) de energia eólica está mostrada na Fig. 2.7. Já a Fig. 2.8 apresenta a composição do custo de capital inicial e os componentes do sistema de transmissão para um sistema de energia eólica típica terrestre (*onshore*).

Figura 2.7 – Custo total de distribuição para uma instalação de turbina eólica típica para *offshore* com: (a) custos iniciais e de funcionamento durante vida útil, (b) custo de todos os componentes durante a vida útil de uma instalação de turbina eólica.



Fonte: KALDELIS & KAPSALI (2013) (adaptado)

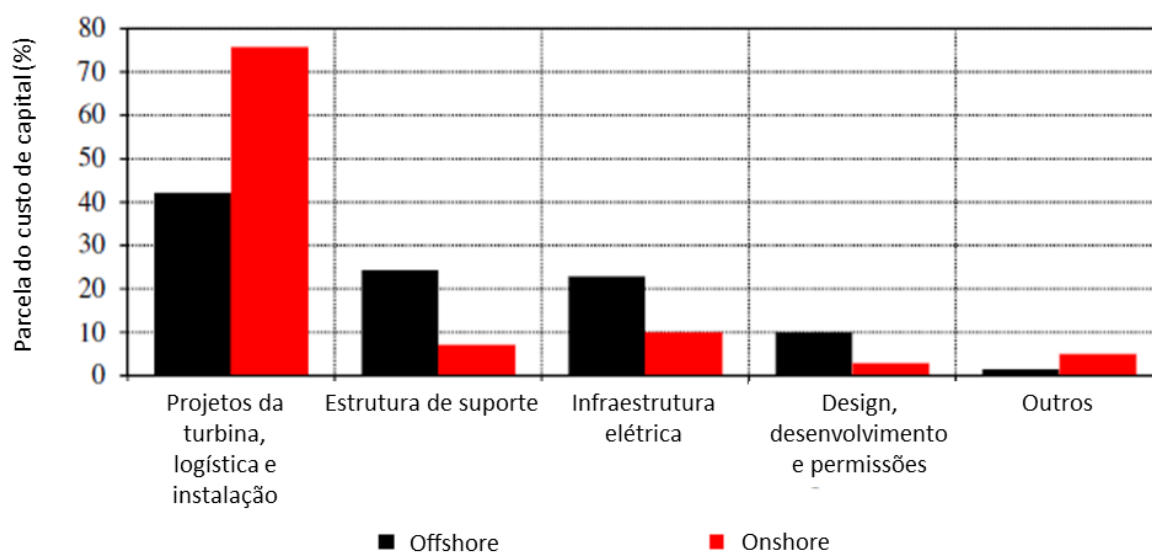
Figura 2.8 – Custo total para uma instalação de turbina eólica típica *onshore* com:
(a) custos iniciais (b) custo de todos os componentes durante a vida útil de uma instalação de turbina eólica.



Fonte: IRENA (2012) (adaptado)

A Figura 2.9 mostra a diferença na composição dos custos dos diferentes aspectos da instalação *onshore* e *offshore*.

Figura 2.9 – Comparação do investimento inicial para projetos eólicos *onshore* e *offshore*.



Fonte: KALDELIS & KAPSALI (2013) (adaptado)

De forma geral, aerogeradores têm seus projetos com vida útil para 20 anos de funcionamento ininterrupto. Entretanto, desgastes dos componentes mecânicos e

elétricos e fenômenos meteorológicos podem forçar um tempo de parada por algum tipo de avaria, o que equivale a um prejuízo por hora para o explorador do parque eólico.

As principais avarias mecânicas e elétricas em turbinas eólicas estão representadas no Quadro 4.

Quadro 4 – Principais avarias mecânicas e elétricas em turbinas eólicas

Componente	Modo de falha
Estresse elétrico (relés, contadoras, eletroválvulas, magneto-térmicos)	Fadiga do componente Defeito por umidade ou sujeira Falta de manutenção preventiva Número excessivo de manobras
Motores e ventiladores	Sobrecorrente ou sobre tensão Derivação entre fases Problemas com os rolamentos
Eletrônica de controle de potência (controladores, módulos de comunicação, UPS, IGBTs e tiristores)	Falhas de componentes em cadeia Sobre tensão ou sobrecorrente na linha de rede Baixa qualidade dos componentes Tempestades com raios
Gerador	Sobreaquecimento, por falta de lubrificação ou umidade nos rolamentos, falta de refrigeração nas bobinas Defeito/falha no isolamento do estator Maus contatos nos terminais
Transformador	Sobreaquecimento Falha no isolamento Mau dimensionamento da potência nominal Ligações com defeito Defeito de fábrica

Quadro 4 – Principais avarias mecânicas e elétricas em turbinas eólicas

Componente	Modo de falha
Multiplicadora/Gearbox	Retentores danificados, conexões hidráulicas e filtros com defeito Ruptura das rodas dentadas e rolamentos por falta de lubrificação ou introdução de objetos Fadiga ou deformação plástica
Pás	Fissuras estruturais Impactos de raios de tempestades Falta de lubrificação Vibrações excessivas Dimensionamento errado dos rolamentos das pás Ângulos de ajuste errados Impacto de aves e outros objetos
Bomba Hidráulica	Fugas e conexões danificadas Grande quantidade de ar pressurizado dentro da bomba pode ocasionar danos graves
Contaminação do óleo das conexões por partículas	>40µm causam avarias e bloqueiam válvulas de linha e válvulas proporcionais >25-40µm causam falhas intermitentes e podem bloquear válvulas de linha e válvulas proporcionais <25µm desgastam prematuramente todos os componentes do sistema, normalmente não provocam bloqueios

Quadro 4 – Principais avarias mecânicas e elétricas em turbinas eólicas

Componente	Modo de falha
Oxidação	Deve-se ao aquecimento e ao batimento do óleo na presença de ar, catalíticos metálicos ou água Aumento de risco de corrosão de todos os componentes que integram o sistema

Fonte: PORTAL ENERGIA (2015)

A escolha do gerador de energia eólica, seja *onshore* ou *offshore*, depende de parâmetros construtivos tais como: peso, compacidade, custo de manutenção e matéria-prima, confiabilidade, perdas elétricas e magnéticas, e também do potencial de geração de energia elétrica em conformidade com os códigos de rede.

3 TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO PSO

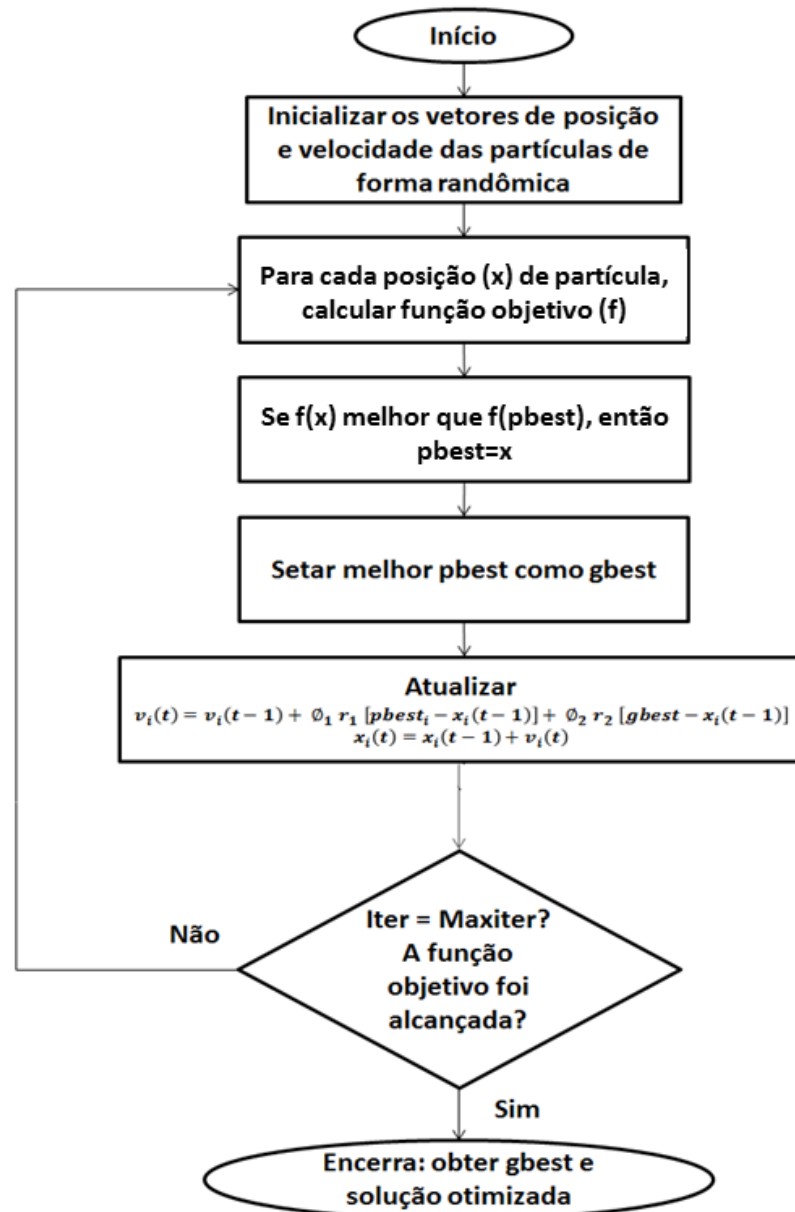
Devido à complexidade de *design* de um gerador eólico de múltiplos polos e à quantidade de variáveis envolvidas, assim como as condições para a criação de um sistema com melhor custo benefício, as técnicas clássicas de otimização linear deram lugar a técnicas não lineares que se aplicam melhor aos estudos de aerogeradores. Desta forma, os algoritmos genéticos que apresentam os resultados como uma população de soluções e se adaptam através das gerações em busca de soluções melhores, se mostraram uma boa opção para o *design* de geradores (DUAN, 2009a). Entretanto, a técnica de otimização PSO (*Particle Swarm Optimization*) baseada na interação social de indivíduos em um grupo tem se mostrado mais eficiente em termos computacionais (DUAN, 2009a) e localização correta do ponto ótimo global para estudos de geradores eólicos (LI, 2009 e KOWAL, 2011).

O processo PSO pode ser descrito da seguinte forma (DUAN, 2009b e VALLE, 2008):

1. Variáveis são inicializadas de forma aleatória;
2. Cada variável será calculada com sua posição inicial e atribuída um valor de acordo com a função objetivo;
3. A melhor função objetivo determinada pela melhor variável, fará com que essa tenha maior influência sobre as outras;
4. Três componentes contribuem para atualizar a posição da partícula: sua posição atual, o melhor grupo e a melhor variável daquela faixa de valores. Pesos de inércia podem ser gerados aleatoriamente para introduzir versatilidade e velocidade na busca pelos valores ótimos das variáveis estudadas;
5. A cada nova posição e velocidade, a função objetivo é recalculada e as melhores variáveis e grupos são atualizados, se necessário;
6. Este processo é repetido até que seja atingido o número máximo de iterações ou o valor da função objetivo seja alcançado com a precisão esperada.

A Figura 3.1 representa o fluxograma do procedimento da técnica PSO utilizada para o projeto de baixo custo de geradores eólicos.

Figura 3.1 – Fluxograma do procedimento da técnica PSO



Fonte: Produção do próprio autor

Após a função objetivo ser calculada pela primeira vez para cada variável, uma nova posição e velocidade determinam sua atualização pela seguinte equação:

$$x_i(t) = x_i(t-1) + v_i(t) \quad (41)$$

em que $x_i(t-1)$ é a i -ésima variável na posição antiga, t é a iteração atual, e $v_i(t)$ conhecido como velocidade da variável é dada por:

$$v_i(t) = w \cdot v_i(t-1) + \phi_1 r_1 [Pbest_i - x_i(t-1)] + \phi_2 r_2 [G_{best} - x_i(t-1)] \quad (42)$$

onde r_1 e r_2 são números entre 0 e 1 gerados de forma aleatória, $Pbest$ é a melhor variável que encontrou a menor função objetivo e $Gbest$ onde se encontra o grupo da melhor variável de todas desde o início das iterações (ALSHIBANI, 2012). Para este trabalho escolheu-se $\phi_1 = \phi_2 = 2$, o que significa que os pesos que determinam a velocidade das melhores variáveis e grupos, tem o mesmo sobre o incremento da posição atual com relação à anterior. E, a constante w que aparece na Equação (42) é responsável por atualizar o peso inercial para o PSO, com valores máximos e mínimos apresentados na Tabela 5 que resultam diretamente na taxa velocidade em que há convergência para o ponto de menor custo procurado pela função objetivo deste trabalho.

$$w = \frac{(w_{m\acute{a}x} - w_{m\acute{i}n}).ite}{itmax} \quad (43)$$

no qual, ite é a iteração atual e $itmax$ é o número máximo de iterações, neste caso igual a 500.

Tabela 5 – Constantes PSO

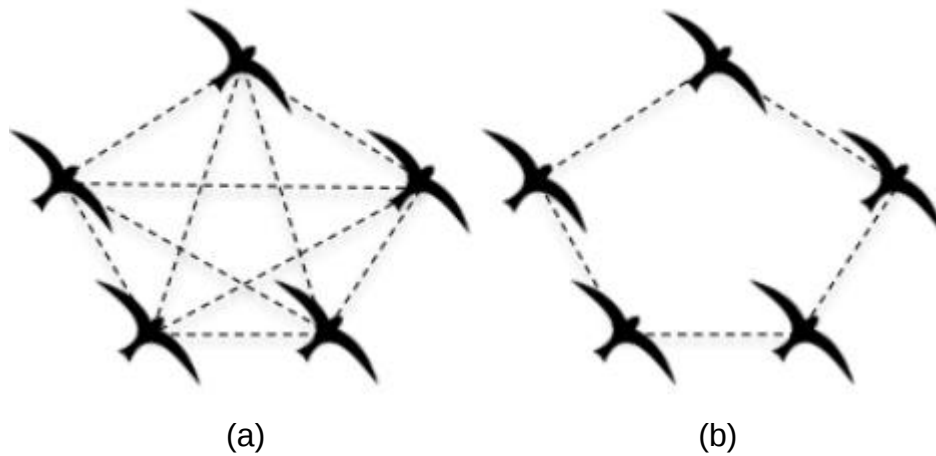
Tamanho da população	N = 90
Quantidade de variáveis a serem otimizadas	D = 6
Peso máximo de inércia	$w_{m\acute{a}x}=0,9$
Peso mínimo de inércia	$w_{m\acute{i}n}=0,4$
Custo do cobre C_{cobre}	$C_{cobre} = 108 \text{ (R\$/kg)}^*$
Custo do ferro C_{Fe}	$C_{Fe} = 64 \text{ (R\$/kg)}^*$
Custo do ímã permanente C_m	$C_m = 320 \text{ (R\$/kg)}^*$

* Cotação para conversão: 1,00 Euro = R\$ 4,00

Fonte: Produção do próprio autor baseado em ZHANG (2013)

Cabe ao *designer* ou a natureza do problema ditar quantas variáveis serão utilizadas para otimização com a técnica PSO. A Figura 3.2(a) mostra 5 variáveis aprendendo com todos os membros da população e na 3.2(b) o aprendizado se dá apenas observando a vizinha. O número de variáveis também pode ser decidido por recursos computacionais e tempo de execução do algoritmo.

Figura 3.2 – População de 5 variáveis. (a) Cada variável pode influenciar todas as outras ou (b) Onde uma variável influencia somente as vizinhas.



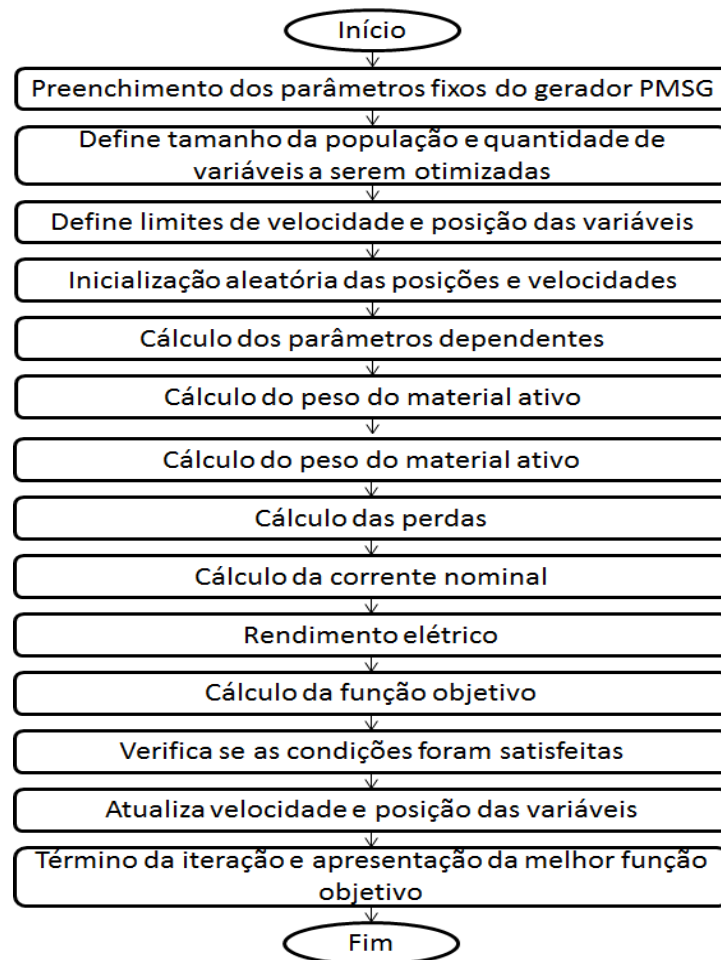
Fonte: ALSHIBANI (2012)

Neste trabalho foram otimizadas diretamente 6 variáveis para o gerador PMSG: diâmetro do entreferro d , passo do polo τ_p , altura da ranhura h_s , comprimento do estator l , pico de densidade de fluxo no entreferro $B_{\delta 0}$, pico de densidade de fluxo no dente B_{d0} . E indiretamente outras 11 variáveis, largura do ímã permanente b_m , largura do entreferro δ , passo da ranhura τ , largura da ranhura b_s , largura do dente b_d , largura do enrolamento b_{cu} , altura do enrolamento h_{s3} , altura do condutor h_{cu} , altura do cabeçote do estator h_{ys} , altura do cabeçote do rotor h_{yr} e altura do ímã permanente h_m , baseado em Alshibani (2012). Estas variáveis têm papel decisivo tanto em custo quanto eficiência em sistemas PMSG, determinando quantidade de massa ou material ativo, por exemplo, cobre e ímãs permanentes, respectivamente.

4 APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO PSO

O algoritmo para aplicação da técnica de otimização PSO apresentado neste trabalho, e representado na Figura 4.1, tem o intuito de produzir uma máquina com alto rendimento elétrico e busca pelo menor custo. Em se tratando de melhoria de parâmetros geométricos e construtivos, as diferentes massas e comprimentos dos materiais influenciam diretamente no custo total.

Figura 4.1 – Fluxograma do algoritmo proposto para técnica PSO aplicada em geradores eólicos



Fonte: Produção do próprio autor

Sendo que o rendimento elétrico de um gerador PMSG pode ser calculado da seguinte forma:

$$\eta = \frac{P_{saida}}{P_{gerador} - P_f} \quad (44)$$

Para os cálculos de custo global o autor escolheu um espaço amostral de 6 variáveis de otimização, com limites inferior e superior definidos na Tabela 6 e população com 90 variáveis. Esta faixa de valores engloba geradores de 0,5MW até 10MW. Entretanto, o foco dado neste trabalho foi para um gerador *PMSG* de 3MW, visto que é a potência média utilizada em larga escala nos parques eólicos. E, de forma a evitar a utilização de valores sem sentido físico, foram impostas 4 condições que norteiam o aprendizado assim como os pesos e velocidades de adaptação do algoritmo PSO, sendo C1 a densidade de corrente nos enrolamentos do estator, C2 a relação entre largura e altura da ranhura para prevenir vibrações mecânicas excessivas no dente, C3 evita desmagnetização ao se ter $B_{d0} > B_{\delta 0}$ e C4 um alto rendimento elétrico maior que 0,95 (ALSHIBANI, 2014).

Tabela 6 – Limites das variáveis de otimização

Variável	Acionamento Direto	Caixa de engrenagem de 1 estágio
d	6 - 25 (m)	2 - 8 (m)
τ_p	$\tau_p = \frac{\pi \cdot d}{2p}$	$\tau_p = \frac{\pi \cdot d}{2p}$
h_s	0,03 - 0,11 (m)	0,03 - 0,11 (m)
l	0,9 - 1,4 (m)	0,9 - 1,4 (m)
$B_{\delta 0}$	0,6 - 1,0 (T)	0,6 - 1,0 (T)
B_{d0}	1,0 - 1,75 (T)	1,0 - 1,75 (T)

Fonte: KOWAL (2011), ALSHIBANI (2012)

Assim a função objetivo mostrada no fluxograma da Figura 4.1 é:

$$f(x) = \text{Custo} + ((1 - C1) + (1 - C2) + (1 - C3) + (1 - C4)) * \text{penalty} \quad (45)$$

onde C1...Cn são valores binários, em que se estabelece valor igual a 1 quando a condição é satisfeita e 0 para o outro caso. O valor do *penalty* foi escolhido igual a 10000 de forma empírica e se mostrou adequado para estimular o algoritmo a sair da inércia em busca de soluções mais baratas. E o algoritmo fica neste *loop* até que todas as condições sejam atendidas, ou seja, C1...Cn iguais a zero, ou o número máximo de iterações tenha sido alcançado.

Para alcançar a função objetivo, se faz necessário o cálculo dos custos envolvidos na vida útil do gerador *PMSG* de acionamento direto proposto neste trabalho.

Então para o cálculo do custo da massa total de material ativo, os custos específicos do cobre, ferro e ímã permanente em reais por quilo, assim como as respectivas massas expressas nas Equações (6), (12), (14), (17) e (20), considera-se a Equação (46):

$$C_{act} = m_{Cu} \cdot C_{cobre} + (m_{feys} + m_{feyr} + m_{fed}) \cdot C_{Fe} + m_m \cdot C_m \quad (46)$$

Com os custos específicos da parte estrutural do gerador C_{str} , eletrônica de potência C_{conv} e subsistemas elétricos C_{sub} (transformador, cabos, etc) atualizados e convertidos para reais, com cotação de 1,00 Euro igual a R\$4,00, a partir do trabalho de Li *et. al* (2009), chega-se às Equações (47)-(49).

$$C_{str} = R\$ 60.000 \quad (47)$$

$$C_{conv} = 0,16 P_{gerador} \text{ (R\$/kW)} \quad (48)$$

$$C_{sub} = 0,152 P_{gerador} \text{ (R\$/kW)} \quad (49)$$

Assim é possível a obtenção do investimento inicial necessário para este gerador:

$$CAPEX = C_{act} + C_{str} + C_{conv} + C_{sub} \quad (50)$$

Para o cálculo da vida útil da turbina Alshibani (2014) propõe que o cálculo de custos totais inclua a inflação e custos de manutenção ao longo da média de 20 anos de funcionamento, levando em conta 2% do investimento inicial por ano para operação e manutenção do sistema gerador. Com base nessas informações, o site ADVFN (2016) mostra que a média da inflação no Brasil nos últimos 20 anos é de 6,67%. E, a CEEE Distribuição indica a tarifa de 0,5 R\$/kWh.

$$C_{kWh} = 0,5 \text{ R\$/kWh} \quad (51)$$

Finalmente a equação para os custos da Eq. (52) é representada abaixo, onde (49) é a equação das perdas do gerador.

$$E_d = P_j + P_{Fe} + P_{ad} + P_{lm} + P_f \quad (52)$$

onde P_j é a perda Joule, P_{Fe} é perda no ferro, P_{ad} perdas adicionais, P_{lm} perdas magnéticas e P_f perdas por atrito.

$$Custo = CAPEX + \sum_{r=1}^{20} \frac{(0,02 \cdot CAPEX + C_{kWh} E_d)}{(1+0,0667)^r} \quad (53)$$

em que se tem r como índice do somatório de custos no decorrer dos 20 anos da vida útil de um gerador eólico.

4.1 RESULTADOS DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO PSO

O algoritmo proposto pelo autor rodou 500 iterações para o gerador *PMSG* proposto e modelado neste trabalho. Tendo em vista que o objetivo deste trabalho era entender o funcionamento da técnica PSO proposta por Alshibani (2012), as informações contidas nas Tabela 7 e 8, mostram que o algoritmo desenvolvido pelo autor apresentou resultados confiáveis para as variáveis de otimização quando comparado com a literatura base, além de expor os resultados elétricos obtidos a partir da otimização das seis variáveis geométricas.

Tabela 7 – Propriedades elétricas da máquina otimizada

Valor otimizado	Otimização PSO	Alshibani (2012) - PSO
Potência nominal da turbina	3 MW	3 MW
Tensão nominal	690 V	563 V
Frequência nominal	50 Hz	26 Hz
Velocidade nominal	16 rpm	19 rpm
Eficiência elétrica	0,915	0,951
Corrente nominal de fase	656, 67A	1737 A
Densidade de fluxo no entreferro	0,825 T	0,929 T
Densidade de fluxo no dente	1,5134 T	1,36 T

Fonte: Produção do próprio autor

Tabela 8 – Comparação das massas otimizadas

Valor otimizado	Otimização PSO	Alshibani (2012) - PSO
Peso do cobre (tons)	2,08	2,08
Peso do ferro (tons)	8,87	8,97
Peso dos ímãs (tons)	5,76	1,43
Peso total (tons)	16,72	12,48

Fonte: Produção do próprio autor

A discrepância encontrada para a quantidade total de massa utilizada no gerador, na Tabela 8, quando comparado os trabalhos do autor e Alshibani (2012), é consequência de dois motivos: o primeiro é que o autor deste trabalho utilizou uma especificação para diâmetro de entreferro mínimo de 6 metros enquanto naquele foi utilizado o valor mínimo igual a 4 metros. O segundo motivo se refere à quantidade fixa de polos utilizada neste, visto que são dependentes da frequência e velocidade nominal constantes, enquanto que Alshibani (2012) deixa a frequência variável.

Como consequência, os valores obtidos neste trabalho precisam de mais material para assegurar os valores de tensão 690V e frequência 50Hz estabelecidos como condição inicial do problema estudado.

As diferenças encontradas nas Tabelas 7, 8 e 9 para o trabalho de Alshibani (2012) se dão devido à inflação (naquele é de 3,42% ao ano, enquanto neste é de 6,67% ao ano), custos específicos de ferro, cobre e ímãs permanentes que neste trabalho foram atualizados e são mais caros que a referência, além de outras constantes que foram utilizadas neste trabalho a fim de facilitar os cálculos e salvar tempo computacional.

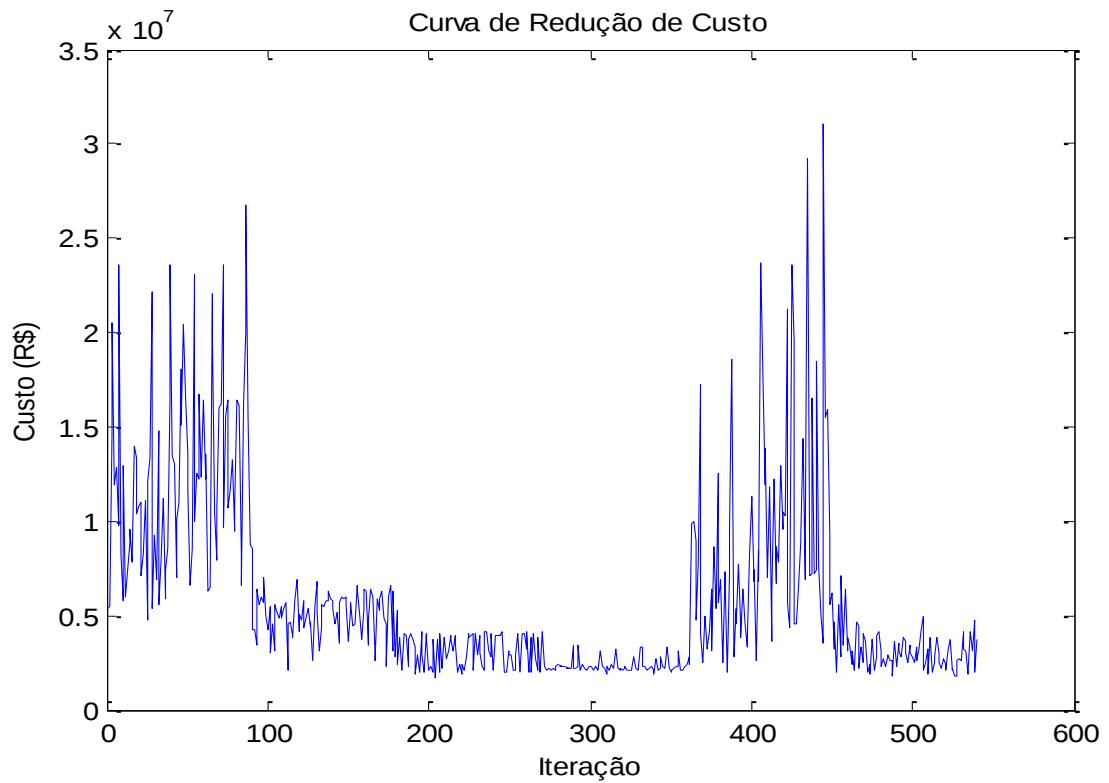
Tabela 9 – Comparação dos resultados de variáveis otimizadas

Valor otimizado	Otimização PSO	Alshibani (2012) - PSO
Diâmetro de entreferro, d (m)	6,0996	4,29
Comprimento do estator, l (m)	1,1236	1,20
Altura da ranhura, h_s (mm)	35,8	51,38
Largura da ranhura, b_s (mm)	6,4	12,2
Largura do dente, b_d (mm)	80,0	15,0
Altura do cabeçote do estator, h_{ys} (mm)	11,0	23,4
Passo do polo, τ_p (mm)	34,3	81,6
Altura do ímã, h_m (mm)	34,5	17,1
Largura do ímã, b_m (mm)	29,9	57,1
CAPEX	R\$ 2.217.960,70	Não informado
Custos de operação e manutenção (20 anos)	R\$ 50.239,30	Não informado
Custo total do sistema gerador	R\$ 2.268.200,00	€ 412.000 (R\$1.648.000,00)

Fonte: Produção do próprio autor

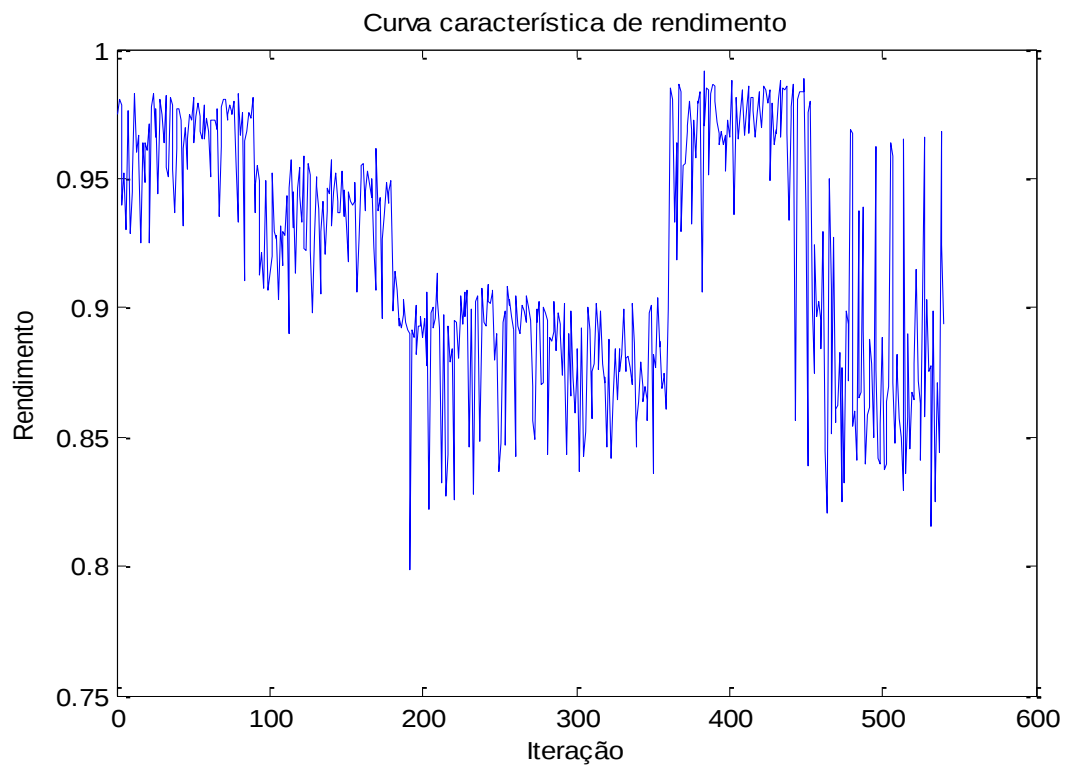
Percebe-se que mesmo com condições iniciais diferentes, os modelos se assemelham em algumas variáveis e ambos buscam o processo de otimização de acordo com as condições impostas, como se nota nas Figuras 4.2 e 4.3, em que o algoritmo a partir da iteração 350 entende que está se afastando da condição de alto rendimento elétrico e direciona as variáveis neste sentido, impactando em aumento de custo. Na sequência verifica que o custo ficou muito elevado e tenta reduzi-lo, o que por consequência diminui um pouco o valor da eficiência.

Figura 4.2 – Curva de redução de custo com o algoritmo PSO



Fonte: Produção do próprio autor

Figura 4.3 – Curva característica de rendimento do algoritmo PSO



Fonte: Produção do próprio autor

5 CONCLUSÃO

Através do estudo das tipologias de turbinas e geradores utilizados para geração eólica no Brasil pode se observar que prevalecem dois tipos, sendo o gerador de indução duplamente alimentado (*DFIG*) e o gerador síncrono de ímãs permanentes (*PMSG*).

Para ter uma estimativa de custos levando em consideração o investimento inicial e custos de vida útil de geradores eólicos, o objetivo proposto neste trabalho de apresentar a modelagem de um gerador *PMSG*, entendendo e aplicando a técnica PSO de inteligência computacional para otimização de parâmetros, mostrou-se adequado para auxiliar na análise e escolha de melhor configuração considerando relação custo-benefício, sem esquecer a eficiência, para esta tipologia.

Este trabalho foi o primeiro apresentado na Udesc de modo a utilizar uma técnica de inteligência computacional (PSO) para estudos econômicos envolvendo geradores eólicos e dá margem para que outros trabalhos surjam na mesma linha da metodologia proposta, visto que será disponibilizado o algoritmo todo parametrizado e completo desenvolvido pelo autor em Matlab®, anexo a este, para servir de base aos novos estudos.

As maiores dificuldades encontradas foram encontrar a corrente nominal para cálculo das perdas e construir o algoritmo com a sequência correta de equacionamento sem implicar em incoerências de tamanho de matrizes.

Como forma de continuidade aos estudos iniciados, propõe-se a aplicação da mesma técnica para o modelo *DFIG* de forma a se ter um trabalho futuro comparando as duas tipologias, os aspectos construtivos e suas implicações, no intuito de ajudar a tomada de decisão de investimento em um novo projeto de geração eólica.

Uma análise via simulação de cada configuração geométrica e suas implicações na qualidade da energia elétrica gerada, principalmente verificando se a indicação de uso dos parâmetros otimizados atendem os limites impostos pelas normas regulamentadoras.

Por fim, a melhoria do algoritmo proposto para obtenção de resultados ainda mais próximos e condizentes com a realidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADVFN. **IPCA**. 2016. Disponível em: < <http://br.advfn.com/indicadores/ipca>>. Acesso em: 24 mai. 2016.

ALSHIBANI,a S. & AGELIDIS, V.G. & DUTTA, R. **Application of particle swarm optimization in the design of large permanent magnet synchronous generators for wind turbines**. IEEE Power and Energy, p.162-167, 2012.

ALSHIBANI,b S. & AGELIDIS, V.G. & DUTTA, R. **Lifetime Cost Assessment of Permanent Magnet Synchronous Generators for MW Level Wind Turbines**. IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol.5, no. 1, jan.2014.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 3 ed., 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 09 out. 2014.

AREa. Aliance for Rural Electrification. **Hybrid mini-grids for rural electrification: Lessons learned**. 2011. Disponível em: < http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Documents/06_Publications/Position_papers/ARE_Mini-grids_-_Full_version.pdf>. Acesso em: 12 set. 2014.

AREb. Aliance for Rural Electrification. **The potencial of small and medium wind energy in developing countries A guide for energy sector decision-makers**. 2012. Disponível em: < http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Pictures/07_Publications/ARE_Small_Wind_Position_Paper.pdf>. Acesso em: 12 set. 2014.

BRASIL. Ministério de Minas de Energia. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília, 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 11 set.2014.

CARVALHO, B.C. **Desenvolvimento de modelo computacional de sistemas eólicos utilizando geradores síncronos para estudos de desempenho no contexto da qualidade da energia eólica.** Tese de Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2006.

CEEE. **Tarifas e custos de serviços.** 2015. Disponível em: <<http://www.cee.com.br/portal/cee/archives/Tabela%20Grupo%20B%20marco%202015.pdf>>. Acesso em: 24 mai. 2016.

CORRÊA, A. da S. **Estudo e comparação de sistemas de geração eólica utilizando DFIG e PMSG.** Joinville: Universidade do Estado de Santa Catarina, 2015.

COSTA, J.P. **Contribuição ao estudo do gerador de indução duplamente alimentado: operação durante distúrbios na rede elétrica.** Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria, 2010.

DUAN,a Y. & HARLEY, R.G. & HABETLER, T.G. **Comparison of Particle Swarm Optimization and Genetic Algorithm in the design of permanent magnet motors.** IEEE Power Electronics and Motion Control Conference, p.822-825, 2009.

DUAN,b Y. & HARLEY, R.G. & HABETLER, T.G. **Method for multi-objective optimized designs of Surface Mount Permanent Magnet motors with concentrated or distributed stator windings.** IEEE International Electric Machines and Drives Conferences, p.323-328, 2009.

ELETROBRÁS. **Regulamentação e incentivos às energias renováveis no Brasil.** VI Encontro Fórum Permanente de Energias Renováveis, mar. 2007.

ERNST, B. & OAKLEAF, B. & AHLSTROM, M.L. & LANGE, M. & MOEHRLEN, C. & LANGE, B. & FOCKEN, U. & ROHRIG, K. **Predicting the wind.** IEEE Power & Energy Magazine. v.5, p.78-79, nov. 2007.

GARDNER, P. & GARRAD, A. & HANSEN, L.F. & JAMIESON, P. & MORGAN, C. & MURRAY, F. & TINDAL, A. & CRUZ, J.I. & ARRIBAS, L. & FICHAUX, N. **Wind Energy – The Facts, Part I, Technology**. 2009.

GIPE,P. **Wind Energy Comes of Age**. New York: John Wiley & Sons, 1995.

GRAUERS, A. **Design of Direct-Driven Permanent-Magnet Generators for Wind Turbines**. PhD dissertation, Chalmers Univ. Technol., Goteburg, Sweden, 1996.

HUANG, N. **Simulation of Power Control of a Wind Turbine Permanent Magnet Synchronous Generator System**. Master's theses, Marquette University, 2009.

IRENA. **Renewable energy technologies: Cost analysis series, Volume 1 Power Sector, Issue 5/5, Wind Energy**. 2012. Disponível em: <http://costing.irena.org/media/2784/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf>. Acesso em: 18 set.2014.

KALDELLIS, J. K. & KAPSALI, M. **Shifting towards offshore wind energy – Recent activity and future development**. 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512008907>>. Acesso em: 18 set.2014.

KIM, H. S. & LU, D. C. D. Wind energy conversion system from electrical perspective: a survey. Sydney. **Smart Grid and Renewable Energy**, n.1, p.119-13, 2010.

KOWAL, D. & DUPRE, L. & SERGEANT, P. & VANDENBOSSCHE, L. & WULF, M. De. **Influence of the electrical steel grade on the performance of the direct-drive and single stage gearbox permanent-magnet machine for wind energy generation, based on analytical model**. IEEE Transactions on Magnetics, vol.47, no.12, dez. 2011.

LAWSON, J. **Which Wind Turbine Generator Will Win?**. 2012. Disponível em: <<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2012/10/which-wind-turbine-generator-will-win?page=all>>. Acesso em: 18 set.2014.

LI, H. & CHEN, Z. & POLINDER, H. **Optimization of Multibrid Permanent-Magnet Wind Generators Systems**. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.24, no.1, mar.2009.

LIMA, F. K. A. **Aerogerador Baseado em Máquina de Indução Duplamente Alimentada – Suportabilidade para Afundamento de Tensão**. Rio de Janeiro, UFRJ / COPPE, 2009.

LIN, C. & TAMAYO, M. & JIANG, J. N. **An analysis of transient characteristics of interconnected wind power generation system with dfig**. IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET). p.1-6, dez. 2010.

LOPEZ, R.A. **Energia Eólica**. 2.ed. São Paulo: Artliber Editora, 2012.

OLIVEIRA, R. V. & ZAMODSKI, R. & CARDOSO, M. A. **Malha de controle suplementar para atenuar os efeitos das variações estocásticas do vento em unidades eólicas de geração baseadas em gerador de indução duplamente alimentado**. XIX Congresso Brasileiro de Automática. p.3001-3008, 2012.

PINTO, M. O. **Fundamentos de energia eólica**. LTC, 1 ed. 2013.

POLINDER, H. & FERREIRA, J. A. & JENSEN, B. B. & ABRAHAMSEM, A. B. & ATALLAH, K. & MCMAHON, A. **Trends in Wind turbine generator systems**. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics In Power Electronics, 1(3): 174-185, 2013.

PORTAL ENERGIA. **Principais avarias eléctricas e mecânicas em Aerogeradores**. Disponível em: <<http://www.portal-energia.com/principais-avarias-electricas-e-mecanicas-em-aerogeradores-energia-eolica/>>. Acesso em: 26 nov.2015.

POTGIETER, J. H. J. **Optimal Topology and Critical Evaluation of Slip Synchronous Permanent Magnet Wind Generator**. Thesis (PhD), Stellenbosch University, 2014.

SALLES, M. B. C. **Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica.** Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

SCHUBERT, G. **Modeling hourly electricity generation from pv and wind plants in Europe.** 9th International Conference on the European Energy Market (EEM). p.1-7, mai, 2012.

SIMAS, M. S. **Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil: estimativa de geração de empregos por meio de uma matriz de insumo-produto ampliada.** São Paulo: Universidade de São Paulo, 2012.

SOHN, A. P. **Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas.** São Carlos: Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

VALLE, Y. del & VENAYAGAMOORTHY, G. K. & MOHAGHEGHI, S. & HERNANDEZ, J. C. & HARLEY, R. G. **Particle Swarm Optimization: Basic concepts, variants and application in power systems.** IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol.12, p-171-195, 2008.

VORTEX BLADELESS. **Vortex/Bladeless.** Disponível em: <<http://www.vortexbladeless.com/index.php>>. Acesso em: 10 out. 2015.

WIND. In: World and continents capacity. **Wind turbines and wind farms database.** 2014. Disponível em: <http://www.thewindpower.net/country_en_26_brazil.php>. Acesso em: 13 out.2015.

WIRED. **The future of Wind Turbines? No blades.** Disponível em: <<http://www.wired.com/2015/05/future-wind-turbines-no-blades/#slide-1>>. Acesso em: 10 out. 2015.

ZHANG, Z. & NILSSEN, R. & NYSVEEN, A. & CHEN, A. & MATVEEV, A. **High-power generators for offshore wind turbines.** 2013. Disponível em: <

https://www.sintef.no/globalassets/project/deepwind-2013/deepwind-presentations-2013/a2/zhangz._ntnu.pdf>. Acesso em: 15 mai.2016.

ANEXO A - FAZENDAS EÓLICAS NO BRASIL (ATÉ OUTUBRO DE 2015)

Nome	Potência (MW)	Qtde de Turbinas	Fabricante	Modelo de Turbina	Offshore	Status
Água Doce	12	15	Wobben	E40/600	Não	Operando
Albatroz	4,8	6	Enercon	E48/800	Não	Operando
Alegria I	51	31	Vestas		Não	Operando
Alegria II	100,65	61	Vestas		Não	Operando
Alhandra	6,3	4	Impsa		Não	Operando
Alto Sertão	443,7	47	Alstom Power		Não	Operando
Alto Sertão II	136	85	GE Energy		Não	Operando
Alvorada	7,5		GE Energy		Não	Operando
Amparo	22,5	15	Impsa	IWP-V77-1500	Não	Operando
Angical	16	8	Gamesa	G90/2000	Não	Em construção
Antônio Pimentel de Souza	1,7				Não	Operando
Aquibatã	30		Impsa		Não	Operando
Aratuá I	14	9	GE Energy	1.6 xle	Não	Operando
Areia Branca	23,1	11	Suzlon	S88/2100	Não	Operando
Arizona 1	28		Gamesa		Não	Operando
Asa Branca - Fase comercial 1	270	45			Sim	Planejamento
Asa Branca - Fase comercial 2	270	45			Sim	Planejamento
Asa Branca - Fase comercial 3	10390				Sim	Planejamento
Asa Branca - Demonstração do projeto	258	43			Sim	Planejamento
Asa Branca - Projeto	12	2			Sim	Planejamento

piloto						ento
Asa Branca I	27	10	Alstom Power		Não	Operando
Asa Branca II	27	10	Alstom Power		Não	Operando
Asa Branca III	27	10	Alstom Power		Não	Operando
Atlântica	4,8	6	Enercon	E48/800	Não	Operando
Atlântica I	30	10	Acciona	AW-3000/116	Não	Operando
Atlântica II	30	10	Acciona	AW-3000/116	Não	Operando
Atlântica III	30	10	Acciona	AW-3000/116	Não	Operando
Atlântica IV	30	10	Acciona	AW-3000/116	Não	Operando
Barra dos Coqueiros	34,5	23	Sinovel		Não	Operando
Beberibe	25,6	32	Wobben	E48/800	Não	Operando
Bom Jardim	30		Impsa		Não	Operando
Bom Jardim da Serra	0,6	1	Enercon	E40/600	Não	Operando
Bons Ventos	50,4	24	Suzlon	S88/2100	Não	Operando
Bons Ventos da Serra I	23,1	11	WEG	AWG 2.1	Não	Operando
Brotas	95,1	57	Alstom Power	86	Não	Operando
Buriti	30	20	Impsa		Não	Operando
Cabeço Preto I	19,8	12	Vestas	V82/1650	Não	Operando
Cabeço Preto IV	19,8		Vestas		Não	Operando
Cabo Verde 1	78,2				Não	Em construção
Caetite 1	30	15	Gamesa		Não	Operando
Caetite 2	30	15	Gamesa		Não	Operando
Caetite 3	30	15	Gamesa		Não	Operando
Caititu	16,2	8	Gamesa	G90/2000	Não	Em construção

						o
Cajucoco	30	20	Impsa		Não	Operando
Caminho da Praia	2	1	Impsa	IWP-100-2000	Não	Operando
Campo Belo	10,5		Impsa		Não	Operando
Campo dos Ventos II	30	15	Wobben	E82/2000	Não	Operando
Camurim	4,8	6	Enercon	E48/800	Não	Operando
Candiba	9	6	GE Energy	1.5 xle	Não	Operando
Canoa Quebrada	56,7	27	Suzlon	S88/2100	Não	Operando
Caraúbas	10,5	5	Suzlon	S88/2100	Não	Operando
Caravela	4,8	6	Enercon	E48/800	Não	Operando
Carcara 1	30	10			Não	Operando
Carcara 2	30		Acciona		Não	Operando
Carnaúbas	27	9	Acciona		Não	Operando
Cascata	6		Impsa		Não	Operando
Cassino I	22	11	Gamesa		Não	Operando
Cassino II	20	10	Gamesa		Não	Operando
Cassino III	22	11	Gamesa		Não	Operando
Cataventos Paracuru I	30	15	Impsa		Não	Em construção
Caucaia	288	48			Sim	Planejamento
Central Eólica Experimental do Morro do Camelinho	1	4			Não	Operando
Cerro Chato I	30	15	Wobben	E82/2000	Não	Operando
Cerro Chato II - Parte 1	30	15	Wobben	E82/2000	Não	Operando
Cerro Chato II - Parte 2	25,2	12	Impsa		Não	Operando
Cerro Chato III	30	15	Wobben	E82/2000	Não	Operando
Chapada do Piauí I-III - Parte1	90,1	53	GE Energy		Não	Operando
Chapada do Piauí I-III	114,7	62	GE		Não	Operando

- Parte2			Energy			
Chui I	24	12	Gamesa		Não	Operando
Chui II	22	11	Gamesa		Não	Operando
Clóvis Ferreira Minare	156				Não	Operando
Coelhos I	4,8	6	Enercon	E48/800	Não	Operando
Coelhos II	4,8	6	Enercon	E48/800	Não	Operando
Coelhos III	4,8	6	Enercon	E48/800	Não	Operando
Coelhos IV	4,8	6	Enercon	E48/800	Não	Operando
Colonia	18,9				Não	Operando
Coqueirinho	12	6	Gamesa	G90/2000	Não	Operando
Coqueiros	27	18	Vensys		Não	Operando
Corredor do Senandes I	29,7	11	Alstom Power	122	Não	Operando
Corredor do Senandes II	21,6	8	Alstom Power	122	Não	Operando
Corredor do Senandes III	27	10	Alstom Power	122	Não	Operando
Corredor do Senandes IV	29,7	11	Alstom Power	122	Não	Operando
Corrupião	22	11	Gamesa	G90/2000	Não	Em construção
Cristal	29,9	13	Siemens		Não	Em construção
Cruz Alta	30		Impsa		Não	Operando
Curva dos Ventos - Parte1	28,2	12	Siemens	SWT-2.35-108	Não	Operando
Curva dos Ventos - Parte2	28,2	12	Siemens	SWT-2.35-108	Não	Operando
Delta - Parte 1	20	10	Gamesa	G97/2000	Não	Operando
Delta - Parte 2	30	15	Gamesa	G97/2000	Não	Operando
Delta - Parte 3	20	10	Gamesa	G97/2000	Não	Operando
Dunas de Paracuru	42	21	Gamesa	G87/2000	Não	Operando
Elebrás Cidreia I	70,1	31	Wobben		Não	Operando
Embuaca	25,2	12	Suzlon		Não	Operando

Enacel	31,5	15	Suzlon	S88/2100	Não	Operando
Eólica São Cristovão	22	11	Gamesa	G97/2000	Não	Operando
Esperança	28,2	12	Siemens		Não	Em construção
Eurus I - Parte 1	37,5	25	Acciona		Não	Operando
Eurus I - Parte 2	24	15	GE Energy	1.6 xle	Não	Operando
Eurus II - Parte 1	212,5	142	Acciona		Não	Operando
Eurus II - Parte 2	30				Não	Operando
Eurus III - Parte 1	6	4	GE Energy	1.5 xle	Não	Operando
Eurus III - Parte 2	24	15	GE Energy	1.6 xle	Não	Operando
Eurus III - Parte 3	6	4	GE Energy	1.5 xle	Não	Operando
Eurus IV	27	10	Alstom Power		Não	Operando
Eurus VI	8		Gamesa		Não	Operando
Fazenda Rosário 1	9,2		Wobben		Não	Operando
Fazenda Rosário 2	23		Wobben		Não	Operando
Fazenda Rosário 3	16,1		Wobben		Não	Operando
Fernando de Noronha	0,225	1			Não	Operando
Fontes dos Ventos	30,55	13	Siemens		Não	Operando
Foz do Rio Choro	25,2	12	Suzlon	S88/2100	Não	Operando
Gargaú	28,05	17	Vestas	V82/1650	Não	Operando
Geraldo Júnior Cavalcante Lopes	1,7				Não	Operando
Gravatá Fruitrade	4,95		Vestas		Não	Operando
Guajiru	50,6	22	Siemens	SWT-2.3-101	Não	Operando
Guanambi - Parte 1	16,5		GE Energy		Não	Operando
Guanambi - Parte 2	4,3				Não	Operando
Guirapa	27		GE Energy		Não	Operando

Horizonte	4,8	8	Wobben	E40/600	Não	Operando
Iracai I	27,3	13	Suzlon	S95/2100	Não	Operando
Iracai II	37,8	18	Suzlon	S95/2100	Não	Operando
Iracaizinho	54,6	26	Suzlon	S88/2100	Não	Operando
Igaporã	30,4		GE Energy		Não	Operando
Ilheus	10,5		GE Energy		Não	Operando
IMT	2,24				Não	Operando
Lagoa do Mato	4,2	2	Suzlon		Não	Operando
Lagoa Seca	19,5	13	Impsa		Não	Operando
Lanchinha	28	14	Gamesa		Não	Operando
Liconio de Almeida	22,5		GE Energy		Não	Operando
Los Indios	50	25	Wobben		Não	Operando
Los Indios 2	29,9	13	Wobben		Não	Operando
Los Indios 3	23		Wobben		Não	Operando
Macacos - Parte 1	20,7	9	Siemens	SWT-2.3-101	Não	Operando
Macacos - Parte 2	16,1	9	Siemens	SWT-2.3-101	Não	Operando
Macacos - Parte 3	20,7	9	Siemens	SWT-2.3-101	Não	Operando
Macacos - Parte 4	20,7	9	Siemens	SWT-2.3-101	Não	Operando
Macau	1,8	3	Wobben	E40/600	Não	Operando
Mandacaru	4,95		Vestas		Não	Operando
Mangue Seco I	26,2	13	Wobben	E82/2000	Não	Operando
Mangue Seco II	26,2	13	Wobben	E82/2000	Não	Operando
Mangue Seco III	26,2	13	Wobben	E82/2000	Não	Operando
Mangue Seco IV	26,2	13	Wobben	E82/2000	Não	Operando
Mataraca	4,8	6	Enercon	E48/800	Não	Operando
MEL 02	20		Gamesa		Não	Operando
Miassaba II	14,4	9	GE Energy	1.6 xle	Não	Operando
Miassaba III	68,47	41	Alstom	86	Não	Operando

			Power			
Millennium (Matacara)	10,4	13	Wobben	E48/800	Não	Operando
Minuano - Parte 1	24	12	Enercon		Não	Operando
Minuano - Parte 2	22	11	Enercon		Não	Operando
Modelo I	30,55	13	Siemens	SWT-2.35-108	Não	Operando
Modelo II	25,85	11	Siemens	SWT-2.35-108	Não	Operando
Morro dos Ventos I	28,8	18	GE Energy	1.6 xle	Não	Operando
Morro dos Ventos II	28,8	18	GE Energy	1.6 xle	Não	Operando
Morro dos Ventos III	28,8	18	GE Energy	1.6 xle	Não	Operando
Morro dos Ventos IV	28,8	18	GE Energy	1.6 xle	Não	Operando
Morro dos Ventos IX	28,8	18	GE Energy	1.6 xle	Não	Operando
Morro dos Ventos VI - Parte 1	6	4	GE Energy	1.5 xle	Não	Operando
Morro dos Ventos VI - Parte 2	24	15	GE Energy	1.6 xle	Não	Operando
Mucuripe	2,4	4	Wobben	E40/600	Não	Operando
Nossa Senhora Conceição	24		GE Energy		Não	Operando
Novo Horizonte	30,06		Alstom Power		Não	Operando
Olinda	0,3	1			Não	Operando
Osorio	50	25	Wobben	E70/2000	Não	Operando
Osorio 2	24		Wobben		Não	Operando
Osorio 3	26				Não	Operando
Pajeu do Vento	24		GE Energy		Não	Operando
Palmares	9,2		Wobben		Não	Operando
Palmas	2,5	5	Wobben	E40/500	Não	Operando
Paracuru	25,2	12	Suzlon	S88/2100	Não	Operando

Pecem					Sim	Planejamento
Pedra Branca	30		Vestas		Não	Operando
Pedra do Reino I	30		Vestas		Não	Operando
Pedra do Reino II	18		Vestas		Não	Operando
Pedra do Sal	18	20	Wobben	E44/900	Não	Operando
Pedro Pedron	1,7				Não	Operando
Pelado	20	10	Gamesa		Não	Operando
PGM	2,6				Não	Operando
Pindai	22,5		GE Energy		Não	Operando
Pirauá	4,95	3	Vestas	V82/1650	Não	Operando
Planaltina	25,5		GE Energy		Não	Operando
Pontal 2B	10,8	4	Alstom Power	122	Não	Operando
Pontal 3B	27	10	Alstom Power	122	Não	Operando
Porto Seguro	6		GE Energy		Não	Operando
Povo Novo	7,5		WEG	AGW 2.1	Não	Planejamento
Praia do Morgado	28,5	19	Impsa	IWP-V77-1500	Não	Operando
Praia Formosa	105	50	Suzlon	S88/2100	Não	Operando
Praias de Parajuru	28,5	19	Impsa	IWP-V77-1500	Não	Operando
Prainha	10	20	Wobben	E40/500	Não	Operando
Presidente	4,8	6	Enercon	E48/800	Não	Operando
Primavera	29,9	13	Siemens	SWT-2.3-108	Não	Operando
Púlpito	30		Impsa		Não	Operando
Quinta de Gomariz	4				Não	Operando
Quintanilha Machado	135				Não	Operando
Quixaba	25,5	17	Impsa		Não	Operando
Reduto	27	9	Acciona		Não	Operando

Rei dos Ventos I	58,45	35	Alstom Power	86	Não	Operando
Rei dos Ventos III	60,12	36	Alstom Power	86	Não	Operando
Renascença I	30				Não	Operando
Renascença II	30				Não	Operando
Renascença III	30				Não	Operando
Renascença IV	30				Não	Operando
Renascença V	30	15	Vestas		Não	Operando
Riachão	145,8	54	Alstom Power	122	Não	Operando
Ribeirão	21,6	8	Alstom Power	122	Não	Operando
Rio de Ouro	30		Impsa		Não	Operando
Rio do Fogo	49,6	62	Wobben	E48/800	Não	Operando
Rio Verde	30		GE Energy		Não	Operando
Salto	30		Impsa		Não	Operando
Sangradouro 2	26	13	Wobben	E82/2000	Não	Operando
Sangradouro 3	24	12	Wobben	E82/2000	Não	Operando
Santa Clara I	28,8		Wobben		Não	Operando
Santa Clara II	28,8		Wobben		Não	Operando
Santa Clara III	28,8		Wobben		Não	Operando
Santa Clara IV	28,8		Wobben		Não	Operando
Santa Clara V	28,8		Wobben		Não	Operando
Santa Clara VI	28,8		Wobben		Não	Operando
Santa Helena	29,7	11	Alstom Power		Não	Operando
Santa Maria (Copel)	29,7	11	Alstom Power		Não	Operando
Santa Maria (Gravatá)	4,95		Vestas		Não	Operando
Santo Amaro do Piauí	29,7	11			Não	Em construção
Santo Antônio	3		Impsa		Não	Operando
Santo Cristo	27	9	Acciona		Não	Operando

Santo Sé II	30,55	13			Não	Em construção
Santos Energia	16,1	7	Siemens		Não	Operando
São Bento do Norte I	30	15	Vestas		Não	Operando
São Bento do Norte II	64	32	Vestas		Não	Operando
São João	27	9	Acciona		Não	Operando
São Judas	29,9	13	Siemens	SWT-2.3-108	Não	Operando
São Pedro do Lago	30		Vestas		Não	Operando
Satrix	5				Não	Operando
Seabra	30,06		Alstom Power		Não	Operando
Serra das Vacas IV	30		GE Energy		Não	Em construção
Serra Santana I	19		Vestas		Não	Operando
Serra Santana II	28,05	17	Vestas	V82/1650	Não	Operando
Serra Santana III	28,05	17	Vestas	V82/1650	Não	Operando
Serro do Salto	15		GE Energy		Não	Operando
Sete Gameleiras	30		Vestas		Não	Operando
Sistema Híbrido de Geração de Energia Elétrica da Ilha dos Lençóis Parte 1	22,5				Não	Operando
Stella Maris Zambelli	1,7				Não	Operando
Taiba - Parte 1	5	10	Wobben	E40/500	Não	Operando
Taiba - Parte 2	23,1	11	Suzlon	S95/2100	Não	Operando
Taiba - Parte 3	14,7	7	Suzlon	S95/2100	Não	Operando
Taíba Albatroz	16,8	8	Suzlon	S88/2100	Não	Operando
Tamandua Mirim	16	8	Gamesa	G90/2000	Não	Operando
Tapera	16,8	8	Suzlon	S88/2100	Não	Operando
Tarlene Guedes Bessa	1,7				Não	Operando
Teiu	16	8	Gamesa	G90/2000	Não	Operando

Terral - Parte 1	27	36	Vestas	NM44	Não	Operando
Terral - Parte 2	30				Não	Operando
Trari - Parte 1	29,9	13	Siemens	SWT-2.3-101	Não	Operando
Trari - Parte 2	29,9	13	Siemens	SWT-2.3-101	Não	Operando
Trari - Parte 3	29,9	13	Siemens	SWT-2.3-101	Não	Operando
Trari - Parte 4	25,3	11	Siemens	SWT-2.3-101	Não	Operando
Tubarão P&D	2,1	1	WEG	AWG 2.1	Não	Operando
União dos Ventos I - Parte 1	108,8	68	GE Energy		Não	Operando
União dos Ventos I - Parte 2	60,8	38	GE Energy		Não	Operando
VamCruz	93				Não	Em construção
Vento Aragano I	29,7	11	Alstom Power	122	Não	Operando
Vento do Oeste	19,5	13	Impsa		Não	Operando
Ventos de Santa Brigida	181,9	107	GE Energy	1.7-100	Não	Operando
Ventos de Santa Joana X-XIII & XV-XVI	180	90	Gamesa		Não	Operando
Ventos de Santo Onofre - Parte 1	30				Não	Operando
Ventos de Santo Onofre - Parte 2	30				Não	Operando
Ventos de Santo Onofre - Parte 3	30				Não	Operando
Ventos do Brejo A-6	6				Não	Operando
Verace	258	129	Gamesa	G97/2000	Não	Operando
Verdes Mares	75,6	36	Suzlon	S88/2100	Não	Operando
Via Para I-III	33	11	Acciona		Não	Em construção

						o
Via Para II	33	11	Acciona		Não	Em construção
Via Para III	33	11	Acciona		Não	Em construção
Vitória	4,5	3	Impsa		Não	Operando
Volta do Rio	42	28	Impsa		Não	Operando
Xangri-La	27	9	Vestas		Não	Operando
Xavante	4,95		Vestas		Não	Operando

Fonte: WIND (2015)

ANEXO B – CÁLCULO DA CORRENTE NOMINAL

A corrente nominal do sistema pode ser obtida através solução da equação (62) publicada em Kowal (2011).

$$\cos\phi = \sqrt{1 - \left(\frac{I \cdot 2\pi f \cdot L_a}{2U}\right)^2} \quad (B1)$$

$$P_{gerador} - P_f - (m \cdot R_a \cdot I^2) - \eta_m \cdot P_{gerador} = m \cdot U \cdot I \cdot \cos\phi \quad (B2)$$

Substituindo o ângulo de fase dado pela eq. (B1) na eq. (B2), temos:

$$P_{gerador} - P_f - (m \cdot R_a \cdot I^2) - \eta_m \cdot P_{gerador} = m \cdot U \cdot I \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{I \cdot 2\pi f \cdot L_a}{2U}\right)^2} \quad (B3)$$

$$(P_{gerador} - P_f - (m \cdot R_a \cdot I^2) - \eta_m \cdot P_{gerador})^2 = m^2 \cdot U^2 \cdot I^2 - m^2 \cdot I^4 \cdot \pi^2 \cdot f^2 \cdot L_a^2 \quad (B4)$$

$$\begin{aligned} m^2 I^4 \pi^2 f^2 L_a^2 - m^2 U^2 I^2 - 2P_{gerador} \cdot m R_a I^2 + 2P_f m R_a I^2 + m^2 R_a^2 I^4 + \\ 2m R_a I^2 \eta_m \cdot P_{gerador} = -P_{gerador}^2 + 2P_{gerador} \cdot P_f + 2P_{gerador} \cdot \eta_m \cdot P_{gerador} - P_f^2 - \\ 2P_f \cdot \eta_m \cdot P_{gerador} - \eta_m^2 \cdot P_{gerador}^2 \end{aligned} \quad (B5)$$

Após transformar a equação de 4º grau em uma de 2º grau, utilizando uma substituição simples e com auxílio de 4 variáveis, temos:

$$\begin{aligned} Aux_1 = (4m^2 R_a^2 \eta_m^2 P_{gerador}^2) + (4m^2 R_a^2 \eta_m P_{gerador} P_f) - (2m^3 U^2 R_a \eta_m P_{gerador}) - \\ (4m^2 R_a^2 \eta_m P_{gerador}^2) + (4m^2 R_a^2 \eta_m P_{gerador} P_f) + (4P_f^2 m^2 R_a^2) - (2m^3 U^2 R_a P_f) - \\ (4P_f P_{gerador} m^2 R_a^2) - (2m^3 U^2 R_a \eta_m P_{gerador}) \end{aligned} \quad (B6)$$

$$\begin{aligned} Aux_2 = (-2m^3 U^2 P_f R_a) - (m^4 U^4) + (2m^3 U^2 R_a P_{gerador}) - (4m^2 R_a^2 \eta_m P_{gerador}^2) - \\ (4m^2 R_a^2 P_{gerador} P_f) - (2m^3 U^2 R_a P_{gerador}) + (4m^2 R_a^2 P_{gerador}^2) \end{aligned} \quad (B7)$$

$$Aux_3 =$$

$$-4 \times$$

$$\begin{aligned} ((m^2 \pi^2 f_0^2 L_a^2 P_{gerador}^2) - (2m^2 \pi^2 f_0^2 L_a^2 P_{gerador} P_f) - (2m^2 \pi^2 f_0^2 L_a^2 \eta_m P_{gerador}^2) + \\ (m^2 \pi^2 f_0^2 L_a^2 P_f^2) + (2m^2 \pi^2 f_0^2 L_a^2 P_f \eta_m P_{gerador}) + (m^2 \pi^2 f_0^2 L_a^2 \eta_m^2 P_{gerador}^2) + \\ (m^2 P_{gerador}^2 R_a)) \end{aligned} \quad (B8)$$

$$Aux_4 =$$

$$-4 \times ((2m^2 R_a P_{gerador} P_f) - (2\eta_m P_{gerador}^2 m^2 R_a) + (m^2 R_a P_f^2) + (2m^2 R_a P_f \eta_m P_{gerador}) + (m^2 R_a^2 \eta_m^2 P_{gerador}^2)) \quad (B9)$$

$$Aux = \sqrt{Aux_1 + Aux_2 + Aux_3 + Aux_4} \quad (B10)$$

Finalmente temos a expressão para a corrente nominal:

$$I = \sqrt{\frac{(-2mR_a\eta_m P_{gerador}) - (2P_f m R_a) + (m^2 U^2) + (2mR_a P_{gerador}) + aux}{(2m^2 \pi^2 f_0^2 L_a^2) + (2m^2 R_a^2)}} \quad (B11)$$

ANEXO C – CÓDIGO PSO IMPLEMENTADO NO GERADOR PMSG MODELADO

O código foi escrito utilizando o software MATLAB® e com devido equacionamento e condições para se aplicar a técnica de otimização PSO (Particle Swarm Optimization) para um modelo de gerador *PMSG*.

```
%PARTICLE SWARP OPTIMIZATION - APLICAÇÃO PSO PARA ANÁLISE DE CUSTO EM
GERADORES EÓLICOS

clear all;close all; clc

%
%Inicia PSO
%

%PARAMETROS FIXOS
m = 3; %numero de fases
fo = 50; %frequencia [Hz]
power = 3e6; %potência do gerador: 3MW
rpm = 16; %velocidade do eixo [rpm]
rps = rpm/60; %velocidade do eixo em rotações por segundo[rps]
pole = 120*fo/rpm; %Numero de par de polos
q = 1; %No. de ranhura por polo por fase
n = 1;
hs1 = 1e-3; %altura da ponta do dente[m]
hs2 = 4e-3; %altura da cunha da ranhura[m]
bs1 = 3e-3; %abertura da ranhura [m]
hi = 1e-3; %espessura da isolamento [m]
kfes = 0.55; %fator de preenchimento de ferro no estator
Bys = 1.0; %pico de densidade de fluxo no estator[T] --> ref.[8]<1.2T para
reduzir perdas no ferro --> [1.0mín e 1.20máx]
Byr = 1.0; %pico de densidade de fluxo no rotor [T] --> ref.[8]<1.2T para
reduzir queda da mmf (força motora magnética)--> [1.0mín e 1.20máx]
Bfe = 1.0; %pico de densidade de fluxo no ferro [T]
Bo = 1.5; %pico de densidade de fluxo no núcleo laminado do estator[T]
HBys = 200; %[A/m]
U = 690; %tensão nominal [V]

%PSO constantes
N=90; %tamanho da população(total de funções calculadas será itmax*N)
D=6; %qtd de variáveis a serem otimizadas
ite=1;
itmax=500;
phil=2; phi2=2;
soma=0;
wmax=0.9; %peso máximo de inércia
wmin=0.4; %peso mínimo de inércia

%Limites de velocidade e posição do problema
% Inicialização do pso-----início
for i=1:N
    a(i,1)=6.0; b(i,1)=25.0; %limites da variável d (direct drive [21])
    a(i,2)=0.03; b(i,2)=0.11; %limites da variável hs
    a(i,3)=0.6; b(i,3)=1.0; %limites da variável Bgo
    a(i,4)=1.0; b(i,4)=1.75; %limites da variável Bdo
```

```

        a(i,5)=(pi*a(i,1)/(2*pole)); b(i,5)=(pi*b(i,1)/(2*pole)); %limites
da variável taup
        a(i,6)=0.9; b(i,6)=1.4; %limites da variável l
        z=(b-a);
        vi=z/4; %velocidades iniciais são 1/4 do tamanho da amostragem
    end
    %Inicialização aleatória das posições e velocidades
    x0=a+z.*rand(N,D);

    x=x0; %população inicial
    v=vi.*x0; %velocidade inicial
    for i=1:N
        d= max(x(i,1));
        hs= max(x(i,2));
        Bgo= max(x(i,3));
        Bdo= max(x(i,4));
        taup= max(x(i,5));
        l= max(x(i,6));

        %PARÂMETROS DEPENDENTES
        bm = 0.7*taup; %largura do ímã permanente
        delta = 0.001*d; %largura do entreferro
        tau = (taup)/(q*m); %passo da ranhura
        bs = 0.45*tau; %largura da ranhura

        %CÁLCULO DA MASSA(kg) TOTAL
        %Peso do material dos enrolamentos(mcu)
        tetacuav = 98; %temperatura de um enrolamento do gerador com carga nominal
        [°C]
        picu = 17.24e-9; %resistividade do cobre a 20°C [Ohm*m]
        alfa = 0.00427; %coeficiente de temperatura [1/°C]
        picuav = picu*(1+alfa*(tetacuav-20)); %resistividade do cobre na
        temperatura de um enrolamento do gerador
        pcu = 8800; %densidade do cobre [kg/m³]
        kcu = 0.8; %Fator de preenchimento do cobre dentro de uma bobina
        hs3 = hs-hs1-hs2; %altura do enrolamento [m]
        hcu = 0.5*hs3 - 2*hi; %altura de um único condutor (considerando fig.5
        ref.[21]) [m]
        bcu = bs-2*hi; %largura do enrolamento [m]
        lb = 2*taup; %comprimento final do enrolamento[m]
        Q = 2*pole*m*q; %número total de ranhuras do estator
        mcu = 2*pcu*(l+lb)*Q*hcu*bcu*kcu;

        %Peso do material do estator(mfeys)
        pfe = 7874; %densidade do ferro [kg/m³]
        lu = kfes*l; %comprimento útil de ferro no estator [m]
        hys = (Bgo*bm*(l+2*delta))/(2.28*l); %altura do cabeçote do estator [m]
        mfeys = pfe*lu*pi*(d+2*hs+hys)*hys;

        %Peso do material do rotor(mfeyr) [ref.: 21]
        if (Bgo>=0.5) && (Bgo<=0.85)
            HBgo=100;
        elseif (Bgo>0.85) && (Bgo<=1.0)
            HBgo=200;
        end

        if (Bdo>=1.0) && (Bdo<=1.1)
            HBdo=200;
        elseif (Bdo>1.1) && (Bdo<=1.3)

```

```

        HBdo=250;
    elseif (Bdo>1.3) && (Bdo<=1.4)
        HBdo=375;
    elseif (Bdo>1.4) && (Bdo<=1.5)
        HBdo=500;
    elseif (Bdo>1.5) && (Bdo<=1.55)
        HBdo=1000;
    elseif (Bdo>1.55) && (Bdo<=1.6)
        HBdo=1500;
    elseif (Bdo>1.6) && (Bdo<=1.65)
        HBdo=2000;
    elseif (Bdo>1.65) && (Bdo<=1.7)
        HBdo=2200;
    elseif (Bdo>1.7) && (Bdo<=1.75)
        HBdo=2500;
    end
    uo = 4*pi*e-7; %permeabilidade no vácuo [H/m]
    um= 1.05;%permeabilidade relativa
    vd = (HBdo)*(hs3+0.5*hs2)+ (HBgo)*(hs1+0.5*hs2); %mmf requerida para o
    dente do estator
    vys = 0.5*(taup+((pi*(hs+0.5*hys))/pole)*HBys); %mmf requerida para fluxo
    magnético entre dois polos do estator
    vg = delta*Bgo/(um*uo); %queda de tensão magnética pelo entreferro
    hyr = (Bgo*bm*(1+2*delta))/(2.40*1); %altura do cabeçote do rotor [m]
    hm = (vd+vg+0.5*vys+153*(taup - ((delta+0.5*hyr)/(d/2*taup))))/(89e4-
    (Bgo/uo)+(305/(d/2*taup))); %altura do ímã permanente
    mfeyr = pfe*1*pi*(d-2*delta-2*hm-2*hyr)*hyr;

    %Massa do dente(mfed)
    bd=Bgo*tau/Bdo; %largura do dente
    mfed = pfe*lu*Q*((bd*hs3)+ (((tau-bs1)+bd)/2)*hs2 + (tau-bs1)*hs1);

    %Peso do material dos ímãs permanentes(mm)
    pm = 6800; %densidade do neodimio [kg/m³]
    mm = pm*2*pole*1*bm*hm;

    %Massa total de material ativo(mass)
    mass = mcv + mfeys + mfeyr + mfed + mm;

    %Perdas por atrito
    nm = 0.95; %Eficiência média para transmissão mecânica ref. GIPE(1995)
    Pf = (1-nm)*power;

    %Perdas no ferro(aproximadas pela fórmula de Steinmetz ref.[17])
    pfeoh = 2; %perdas específicas por histerese[W/kg] a 1.5T e 50Hz
    pfeoe = 0.5; %perdas específicas por corrente eddy [W/kg] a 1.5T e 50Hz
    fe = 50; %frequência de campo no ferro(1a harmônica)
    Pfe = (2*pfeoh*(fe/fo)*((Bfe/Bo)^2)) + (2*pfeoe*((fe/fo)^2)*((Bfe/Bo)^2));

    %Perdas adicionais por dispersão(perdas por fuga de fluxo, perdas de curto-
    circuito no ferro devido mmf na armadura e perdas na face do polo do rotor)
    Pad = 0.2*Pfe;

    %Perdas magnéticas
    Pftm = 300; %perdas específicas no ímã[W/m²]
    Plm = Pftm*2*pole*bm*1;

    %Resistência do estator (por fase) com carga nominal e temperatura ambiente
    Ra = picuav*2*pole*q*(1+lb)/(kcu*2*hcu*bcu);

```

```

%Cálculo da corrente nominal
le = l+2*delta; %comprimento equivalente do estator
lambdam = taup/(2*(delta+hm)); %permeância específica de uma fase de
indutância magnetizada
lambdasl = (2*hcu/(3*bs))+(3*hi/(2*bs))+(hs1/(bs1))+(hs2/(bs-
bs1))*1*n*(bs/bs1); %permeância específica de fuga na ranhura
lambdatl = ((2*delta)/(bs1*pi))*(pi/4)-0.66*exp(-3.2*bs1/(2*delta));
%permeância específica de fuga na ponta do dente
lambdab = 0.25; %fuga no final do enrolamento

Lm = n^2*pole*uo*le*lambdam; %indutância magnetizada de uma fase, para
enrolamento com uma ranhura por polo e por fase
Lsl = 2*n^2*pole*q*uo*le*lambdasl; %fuga de indutância na ranhura
Ltl = 2*n^2*pole*q*uo*le*lambdatl; %fuga de indutância na ponta do dente
Lb = 2*n^2*pole*q*uo*le*lambdab; %fuga de indutância no final do
enrolamento
La = (4/3*Lm)+Lsl+Ltl+Lb; %indutância equivalente Y-fase de armadura

%Corrente nominal (I)
aux1 = (4*m^2*Ra^2*nm^2*power^2)+(4*m^2*Ra^2*nm*power*Pf) -
(2*m^3*U^2*Ra*nm*power) -
(4*m^2*Ra^2*power*nm*power)+(4*m^2*Ra^2*Pf*nm*power)+(4*Pf^2*m^2*Ra^2) -
(2*m^3*U^2*Pf*Ra)-(4*Pf*power*m^2*Ra^2)-(2*m^3*U^2*Ra*nm*power);
aux2 = (-2*m^3*U^2*Pf*Ra)-(m^4*U^4)+(2*m^3*U^2*power*Ra) -
(4*m^2*Ra^2*power*nm*power)-(4*m^2*Ra^2*power*Pf) -
(2*m^3*U^2*power*Ra)+(4*power^2*m^2*Ra^2);
aux3 = -4*((m^2*pi^2*fo^2*La^2*power^2)-(2*m^2*pi^2*fo^2*La^2*power*Pf) -
(2*m^2*pi^2*fo^2*La^2*power*nm*power)+(m^2*pi^2*fo^2*La^2*Pf^2)+(2*m^2*pi^2
*fo^2*La^2*Pf*nm*power)+(m^2*pi^2*fo^2*La^2*nm^2*power^2)+(m^2*power^2*Ra) )
;
aux4 = -4*((2*m^2*Ra*power*Pf) -
(2*power*nm*power*m^2*Ra)+(m^2*Ra*Pf^2)+(2*m^2*Ra*Pf*nm*power)+(m^2*Ra^2*nm
^2*power^2));
aux = abs(sqrt(aux1+aux2+aux3+aux4));

I = abs(sqrt((-2*m*Ra*nm*power) -
(2*Pf*m*Ra)+(m^2*U^2)+(2*power*m*Ra)+(aux))/( (2*m^2*pi^2*fo^2*La^2)+(2*m^2*
Ra^2))));

%Perdas Joule
Pj = m*Ra*I^2;

%Potência de saída
Pout = power - Pf - Pad - Pfe - Plm - Pj;

%Rendimento elétrico
eff = Pout/(power - Pf);

%Função custo
Ccopper = 27*4; %Custo do cobre R$/kg [ref.: zhang]
Ciron = 16*4; %Custo do ferro R$/kg [ref.: zhang]
Cmagnet = 80*4; %Custo do ímã permanente R$/kg [ref.: zhang]
Cact = mcu*Ccopper + (mfeys+mfeyr+mfed)*Ciron + mm*Cmagnet; %Custo do
material ativo
Cstr = 15000*4; %Custo estrutural (R$)
Cconv = (40*4/1000)*power; %Custo da eletrônica de potência (R$/kW)
Csub = (38*4/1000)*power; %Custo dos subsistemas (R$/kW)
CAPEX = Cact+Cstr+Cconv+Csub; %Investimento inicial (R$)

Ckwh = 0.5; %R$0,5/kWh

```

```

Ed = Pj+Pfe+Pad+Plm+Pf; %Potência perdida

for r=1:1:20 %Média IPCA Brasil dos últimos 20 anos igual a 6,67%
    soma=sum(0.02*CAPEX + Ckwh*Ed)/((1+0.0667)^r);
end

%Custo total de vida
COST = CAPEX + soma;
%

%CONDIÇÕES
%Densidade de corrente nos enrolamentos do estator - condição C1
J = I/(1000*mcu*bcu*hs3);
Jmin = 2; %densidade mínima de corrente
Jmax = 6; %densidade máxima de corrente
if (J>Jmin) && (J<Jmax)
    C1 = 1;
else
    C1 = 0;
end

%
%Vibrações mecânicas do dente - condição C2
slot = hs/bs; %Relação entre profundidade da ranhura e largura da ranhura
para prevenir vibrações mecânicas excessivas no dente
if (slot>4) && (slot<10)
    C2 = 1;
else
    C2 = 0;
end

%Evitar desmagnetização - condição C3
if (Bdo>Bgo)
    C3 = 1;
else
    C3 = 0;
end

%Alto rendimento - condição C4
if (eff>0.95)
    C4 = 1;
else
    C4 = 0;
end

%Função objetivo com condições
if C1==1 && C2==1 && C3==1 && C4==1
    f0(i,:) = COST;
else
    penalty = 10000;
    f0(i,:) = COST + ((1-C1)+(1-C2)+(1-C3)+(1-C4))*penalty;
end
pbest(i,:)=x(i,:); %Pbest inicial
[fmin0,index0]=min(f0);
end
f0

gbest=x(index0,:); %Gbest inicial

%Inicialização PSO -----fim

```

```

%Algoritmo e iteração PSO-----
-início

while ite<itmax
%atualiza velocidade PSO
    w=wmax-(wmax-wmin)*ite/itmax; % atualiza peso inercial
    v(1:N,1:D)=w*v(1:N,1:D)+phi1*rand*(pbest(1:N,1:D)-
x(1:N,1:D))+phi2*rand*(repmat(gbest,N,1)-x(1:N,1:D));

%atualiza posição PSO
    x(1:N,1:D)=x(1:N,1:D)+v(1:N,1:D);

%manipulando violação de limites
    for i=1:N
        for j=1:D
            if x(i,j)<a(i,j)
                x(i,j)=a(i,j);
            elseif x(i,j)>b(i,j)
                x(i,j)=b(i,j);
            end
        end
    end

    for i=1:N
        d= max(x(i,1));
        hs= max(x(i,2));
        Bgo= max(x(i,3));
        Bdo= max(x(i,4));
        taup= max(x(i,5));
        l= max(x(i,6));

        %ATUALIZA PARAMÊTROS DEPENDENTES
        bm = 0.7*taup; %largura do ímã permanente
        delta = 0.001*d; %largura do entreferro
        tau = (taup)/(q*m); %passo da ranhura
        bs = 0.45*tau; %largura da ranhura

        %CÁLCULO DA MASSA(kg) TOTAL
        %Peso do material dos enrolamentos(mcu)
        tetacuav = 98; %temperatura de um enrolamento do gerador com carga
nominal [°C]
        picu = 17.24e-9; %resistividade do cobre a 20°C [Ohm*m]
        alfa = 0.00427; %coeficiente de temperatura [1/°C]
        picuav = picu*(1+alfa*(tetacuav-20)); %resistividade do cobre na
temperatura de um enrolamento do gerador
        pcu = 8800; %densidade do cobre [kg/m³]
        kcu = 0.8; %Fator de preenchimento do cobre dentro de uma bobina
        hs3 = hs-hs1-hs2; %altura do enrolamento [m]
        hcu = 0.5*hs3 - 2*hi; %altura de um único condutor [m]
        bcu = bs-2*hi; %largura do enrolamento [m]
        lb = 2*taup; %comprimento final do enrolamento[m]
        Q = 2*pole*m*q; %número total de ranhuras do estator
        mcu = 2*pcu*(l+lb)*Q*hcu*bcu*kcu;

        %Peso do material do estator(mfeys)
        pfe = 7874; %densidade do ferro [kg/m³]
        lu = kfes*l; %comprimento útil de ferro no estator [m]
        hys = (Bgo*bm*(l+2*delta))/(2.28*l); %altura do cabeçote do estator
[m]

```

```

mfeys = pfe*lu*pi*(d+2*hs+hys)*hys;

%Peso do material do rotor(mfeyr)
if (Bgo>=0.5) && (Bgo<=0.85)
    HBgo=100;
elseif (Bgo>0.85) && (Bgo<=1.0)
    HBgo=200;
end

if (Bdo>=1.0) && (Bdo<=1.1)
    HBdo=200;
elseif (Bdo>1.1) && (Bdo<=1.3)
    HBdo=250;
elseif (Bdo>1.3) && (Bdo<=1.4)
    HBdo=375;
elseif (Bdo>1.4) && (Bdo<=1.5)
    HBdo=500;
elseif (Bdo>1.5) && (Bdo<=1.55)
    HBdo=1000;
elseif (Bdo>1.55) && (Bdo<=1.6)
    HBdo=1500;
elseif (Bdo>1.6) && (Bdo<=1.65)
    HBdo=2000;
elseif (Bdo>1.65) && (Bdo<=1.7)
    HBdo=2200;
elseif (Bdo>1.7) && (Bdo<=1.75)
    HBdo=2500;
end

uo = 4*pi*e-7; %permeabilidade no vácuo [H/m]
um=1.05; %permeabilidade relativa
vd = (HBdo)*(hs3+0.5*hs2) + (HBgo)*(hs1+0.5*hs2); %mmf requerida
para o dente do estator
vys = 0.5*(taup+((pi*(hs+0.5*hys))/pole)*HBys); %mmf requerida para
fluxo magnético entre dois polos do estator
vg = delta*Bgo/(um*uo); %queda de tensão magnética pelo entreferro
hyr = (Bgo*bm*(1+2*delta))/(2.40*1); %altura do cabeçote do rotor
[m]
hm = (vd+vg+0.5*vys+153*(taup -
((delta+0.5*hyr)/(d/2*taup))))/(89e4-(Bgo/uo)+(305/(d/2*taup))); %altura do
ímã permanente
mfeyr = pfe*1*pi*(d-2*delta-2*hm-2*hyr)*hyr;

%Massa do dente(mfed)
bd=Bgo*tau/Bdo; %largura do dente
mfed = pfe*lu*Q*((bd*hs3) + (((tau-bs1)+bd)/2)*hs2 + (tau-bs1)*hs1);

%Peso do material dos ímãs permanentes(mm)
pm = 6800; %densidade do neodímio [kg/m³]
mm = pm*2*pole*1*bm*hm;

%Massa total de material ativo(mass)
mass = mcu + mfeys + mfeyr + mfed + mm;

%Perdas pro atrito
nm = 0.95; %Eficiência média para transmissão mecânica
Pf = (1-nm)*power;

%Perdas no ferro aproximadas pela fórmula de Steinmetz
pfeoh = 2; %perdas específicas por histerese[W/kg] a 1.5T e 50Hz

```

```

pfeoe = 0.5; %perdas específicas por corrente eddy [W/kg] a 1.5T e
50Hz
fe = 50; %frequência de campo no ferro(1a harmônica)
Pfe = (2*pfeoh*(fe/fo)*((Bfe/Bo)^2)) +
(2*pfeoe*((fe/fo)^2)*((Bfe/Bo)^2));

%Perdas adicionais por dispersão(perdas por fuga de fluxo, perdas
de curto-circuito no ferro devido mmf na armadura e perdas na face do polo
do rotor)
Pad = 0.2*Pfe;

%Perdas magnéticas
Pftm = 300; %perdas específicas no ímã[W/m²]
Plm = Pftm*2*pole*bm*1;

%Resistência do estator (por fase) com carga nominal e temperatura
ambiente
Ra = picuav*2*pole*q*(1+lb)/(kcu*2*hcu*bcu);

%Cálculo da corrente nominal
le = l+2*delta; %comprimento equivalente do estator
lambdam = taup/(2*(delta+hm)); %permeância específica de uma fase
de indutância magnetizada
lambdasl = (2*hcu/(3*bs))+(3*hi/(2*bs))+(hs1/(bs1))+(hs2/(bs-
bs1))*1*n*(bs/bs1); %permeância específica de fuga na ranhura
lambdatl = ((2*delta)/(bs1*pi))*((pi/4)-0.66*exp(-
3.2*bs1/(2*delta))); %permeância específica de fuga na ponta do dente
lambdab = 0.25; %fuga no final do enrolamento

Lm = n^2*pole*uo*le*lambdam; %indutância magnetizada de uma fase,
para enrolamento com uma ranhura por polo e por fase
Lsl = 2*n^2*pole*q*uo*le*lambdasl; %fuga de indutância na ranhura
Ltl = 2*n^2*pole*q*uo*le*lambdatl; %fuga de indutância na ponta do
dente
Lb = 2*n^2*pole*q*uo*le*lambdab; %fuga de indutância no final do
enrolamento
La = (4/3*Lm)+Lsl+Ltl+Lb; %indutância equivalente Y-fase de
armadura

%Corrente nominal (I)
aux1 = (4*m^2*Ra^2*nm^2*power^2)+(4*m^2*Ra^2*nm*power*Pf) -
(2*m^3*U^2*Ra*nm*power) -
(4*m^2*Ra^2*power*nm*power)+(4*m^2*Ra^2*Pf*nm*power)+(4*Pf^2*m^2*Ra^2) -
(2*m^3*U^2*Pf*Ra)-(4*Pf*power*m^2*Ra^2)-(2*m^3*U^2*Ra*nm*power);
aux2 = (-2*m^3*U^2*Pf*Ra)-(m^4*U^4)+(2*m^3*U^2*power*Ra) -
(4*m^2*Ra^2*power*nm*power)-(4*m^2*Ra^2*power*Pf) -
(2*m^3*U^2*power*Ra)+(4*power^2*m^2*Ra^2);
aux3 = -4*((m^2*pi^2*fo^2*La^2*power^2) -
(2*m^2*pi^2*fo^2*La^2*power*Pf) -
(2*m^2*pi^2*fo^2*La^2*power*nm*power)+(m^2*pi^2*fo^2*La^2*Pf^2)+(2*m^2*pi^2
*fo^2*La^2*Pf*nm*power)+(m^2*pi^2*fo^2*La^2*nm^2*power^2)+(m^2*power^2*Ra) )
;
aux4 = -4*((2*m^2*Ra*power*Pf) -
(2*power*nm*power*m^2*Ra)+(m^2*Ra*Pf^2)+(2*m^2*Ra*Pf*nm*power)+(m^2*Ra^2*nm
^2*power^2));
aux = abs(sqrt(aux1+aux2+aux3+aux4));

I = abs(sqrt((-2*m*Ra*nm*power) -
(2*Pf*m*Ra)+(m^2*U^2)+(2*power*m*Ra)+(aux))/( (2*m^2*pi^2*fo^2*La^2)+(2*m^2*
Ra^2))));

```

```

%Perdas Joule
Pj = m*Ra*I^2;

%Potência de saída
Pout = power - Pf - Pad - Pfe - Plm - Pj;

%Rendimento elétrico
eff = Pout/(power - Pf);

%Função custo
Copper = 27*4; %Custo do cobre R$/kg [ref.: 8]
Ciron = 16*4; %Custo do ferro R$/kg [ref.: 8]
Cmagnet = 80*4; %Custo do ímã permanente R$/kg [ref.: zhang]
Cact = mcu*Ccopper + (mfeys+mfeyr+mfed)*Ciron + mm*Cmagnet; %Custo
do material ativo
Cstr = 15000*4; %Custo estrutural (R$)
Cconv = (40*4/1000)*power; %Custo da eletrônica de potência(R$)
Csub = (38*4/1000)*power; %Custo dos subsistemas(R$)
CAPEX = Cact+Cstr+Cconv+Csub; %Investimento inicial(R$)

Ckwh = 0.5; %R$0,5/kWh
Ed = Pj+Pfe+Pad+Plm+Pf; %Potência perdida

for r=1:1:20 %Média IPCA Brasil dos últimos 20 anos igual a 6,67%
    soma=sum(0.02*CAPEX + Ckwh*Ed)/((1+0.0667)^r);
end

%Custo total de vida
COST = CAPEX + soma;
%

%CONDIÇÕES
%Densidade de corrente nos enrolamentos do estator - condição C1
J = I/(1000*mcu*bcu*hs3);
Jmin = 2; %densidade mínima de corrente
Jmax = 6; %densidade máxima de corrente
if (J>Jmin) && (J<Jmax)
    C1 = 1;
else
    C1 = 0;
end

%Vibrações mecânicas do dente - condição C2
slot = hs/bs; %Relação entre profundidade da ranhura e largura da
ranhura para prevenir vibrações mecânicas excessivas no dente
if (slot>4) && (slot<10)
    C2 = 1;
else
    C2 = 0;
end

%Evitar desmagnetização - condição C3
if (Bdo>Bgo)
    C3 = 1;
else
    C3 = 0;
end

```

