

ALEXANDRE TEIXEIRA SANTOS

**Análise de assinatura elétrica para aerogeradores visando aumento
da confiabilidade do ativo**

SÃO PAULO

2023

ALEXANDRE TEIXEIRA SANTOS

**Análise de assinatura elétrica para aerogeradores visando aumento
da confiabilidade do ativo**

Monografia apresentada ao PECE –
Programa de Educação Continuada em
Engenharia da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo como parte dos
requisitos para a conclusão do curso de
Energias Renováveis, Eficiência Energética e
Geração Distribuída.

Orientador: Prof. Dr. José Aquiles Baesso
Grimoni

SÃO PAULO

2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catalogação-na-publicação

Santos, Alexandre Teixeira

Análise de assinatura elétrica para aerogeradores visando aumento da confiabilidade do ativo / A. T. Santos -- São Paulo, 2023.

82 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.ENERGIA EÓLICA 2.MÁQUINAS ELÉTRICAS 3.MANUTENÇÃO PREDITIVA I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

Dedicatória

Dedico este trabalho a todos que me ajudaram nesta desafiadora e prazerosa caminhada pelo conhecimento.

Agradecimentos

Primeiro agradeço à Deus pela oportunidade de viver e poder conhecer a minha paixão pelos estudos.

Agradeço a minha família no papel de minha namorada, meus pais e minha irmã pelas palavras de coragem e confiança que me ajudaram a superar os momentos mais difíceis.

Agradeço aos colegas do curso que nos poucos encontros presenciais foram memoráveis para o meu crescimento profissional e pessoal.

Agradeço a todos os professores do curso de pós-graduação do PECE pelo carinho, e tempo investido em compartilhar com os alunos um pouco do seu conhecimento e experiência que de muito serviram para instigar a pesquisa e, principalmente, a abrir novas oportunidades de desenvolvimento.

Todo o conhecimento humano começou com intuições, passou daí aos conceitos e terminou com ideias.

(Immanuel Kant)

Resumo

O objetivo deste trabalho foi realizar uma revisão completa sobre as falhas dos geradores de indução duplamente alimentados (DFIG) e as maneiras já desenvolvidas de se utilizar as técnicas de análise de assinatura elétrica (ESA) para prever quando as falhas podem ocorrer e avaliar a “saúde” do equipamento. Para o fim desejado, buscou-se referências sobre a situação do mercado eólico no Brasil e no mundo buscando contextualizar o tema na atualidade, após, uma breve análise sobre a confiabilidade dos aerogeradores *on-shore* instalados em mercados maduros e com grande conjunto de dados históricos, algo que notoriamente ainda se mantém em “sigilo” para o mercado brasileiro, seguindo para uma breve contextualização do que são as ESAs, quais são seus tipos e porquê da utilização dessa metodologia em detrimento de outras disseminadas no mercado. Uma vez essas diretrizes definidas o trabalho buscou resumir o funcionamento de um aerogerador e definir as principais tecnologias de geradores utilizadas no mercado para concentrar o escopo onde possui mais impacto, e então definir todos os tipos de falhas possíveis para o equipamento, com uma lista definida, foi realizada a revisão completa das técnicas ESA e cada uma das falhas passíveis de identificação, por fim, é dimensionado e sugerido um sistema de coleta de dados para que seja possível a aplicação das análises em qualquer aerogerador com as configurações mais comuns de mercado.

Palavras-chave: ESA, Estado da Arte, Sistema de Medição, DFIG, Monitoramento, Manutenção

Abstract

The objective of this paper was to conduct a comprehensive review of the failures of doubly fed induction generators (DFIG) and the ways already developed to use electrical signature analysis (ESA) techniques to predict when failures may occur and assess the "health" of the equipment. To achieve the desired goal, references were sought on the situation of the wind market in Brazil and worldwide to contextualize the subject today, then a brief analysis of the reliability of on-shore wind turbines installed in mature markets and with a large set of historical data, something that notoriously still remains "secret" for the Brazilian market, followed by a brief contextualization of what are the ESAs, what are their types and why this methodology is used in detriment of others disseminated in the market. Once these guidelines were defined, the work sought to summarize the operation of a wind turbine and define the main technologies of generators used in the market to concentrate the scope where it has more impact, and then define all possible types of failures for the equipment, with a defined list, a complete review of ESA techniques and each of the failures susceptible to identification was performed, finally, a data collection system is designed and suggested to be possible to apply the analysis in any wind turbine with the most common market configurations.

Keywords: ESA, State of the Art, Measurement System, DFIG, On-line Monitoring, Maintenance

Lista de Ilustrações

Figura 2.1 Fórmula LCOE e seus parâmetros.....	20
Figura 2.2 Custo de projetos eólicos nos Estados Unidos.....	20
Figura 2.3 LCOE On-Shore segmentado por fonte de custo em USD.....	21
Figura 2.4 Lean Manufacturing - Pilares da Manutenção Produtiva Total (TPM)	23
Figura 2.5 Taxa de falhas e tempo de máquina parada para turbinas com caixa de transmissão e potência maiores que 1MW	26
Figura 2.6 Taxas de falha para diferentes bancos de dados de turbinas eólica onshore e offshore por componente. Tamanho das bolhas indicam o tempo de máquina parada médio.....	27
Figura 3.1 Decomposição das forças atuantes resultante das interações entre o vento e as duas superfícies das pás de um aerogerador.....	30
Figura 3.2 Topologia Full Converter com gerador com rotor curto circuitado.....	31
Figura 3.3 Topologia Partial Scale Converter com gerador de rotor bobinado.....	32
Figura 3.4 Esquema elétrico real de uma máquina de indução trifásica.	35
Figura 3.5 Árvore de falhas em geradores	39
Figura 3.6 Problemas mais comuns encontrados em DFIGs	39
Figura 3.7 Classificação de falhas em rolamentos segundo diagrama SKF.	41
Figura 3.8 Observação da fadiga iniciada na subsuperfície da pista interna de um rolamento conforme os ciclos de operação.	42
Figura 3.9 Micro lascamento na pista interna de um rolamento.	43
Figura 3.10 Danos em rolamentos causados por desgaste. A esquerda: Abrasivo, a direita: Adesivo.....	44
Figura 3.11 Corrosão na interface do rolamento com o eixo.....	45
Figura 3.12 Etapas para ocorrência de erosão elétrica em um rolamento.	45
Figura 3.13 Deformação plástica na gaiola de um rolamento resultado de mau uso durante montagem.	46
Figura 3.14 Exemplos de fraturas em rolamentos A: fraturas térmicas B: Fraturas por fadiga	47
Figura 3.15 Representação dos enrolamentos do estator ou rotor com a presença de um curto-circuito entre espiras do mesmo enrolamento.....	49
Figura 3.16 Sinais periódicos com diferentes frequências na transição para um espectro após aplicação da transformada de Fourier.	53
Figura 3.17 Modelo exemplo do Matlab para a aplicação de diversas wavelets com fatores de escala progressivos aplicados a um sinal S	56
Figura 3.18 Famílias de Wavelets encontradas no MatLab.....	57
Figura 3.19 Corrente Vetor de Park em uma condição ideal.....	59
Figura 3.20 Representação de correntes assimétricas no Vetor de Park com seus parâmetros.	59
Figura 3.21 Coordenadas para curtos entre espiras em cada uma das fases do motor/gerador. (Simulado)	61
Figura 3.22 Distribuição dos coeficientes para faixa de frequência de interesse definida. A: Motor sem falhas com distribuição gaussiana; B: Motor com curto-circuito entre espiras em uma das fases com distribuição de coeficientes bimodal.	63

Figura 3.23 Intensidade do fluxo magnético distribuído pelas frequências de sinal presentes no espaço de ar entre rotor e estator. A: Motor saudável B: Motor com curto-círcuito entre espiras na fase C.....	64
Figura 3.24 Espectro de potência A: Corrente Total; B: Corrente Residual.	66
Figura 4.1 Esquema elétrico do gerador DFIG conectado com o conversor back-to-back.....	69
Figura 4.2 Parâmetros de modelagem para um gerador DFIG e um aerogerador disponibilizado no MatLab.	70
Figura 4.3 Parâmetros nominais de modelagem para um gerador DFIG com conversor Back to Back.....	70

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Tipos de manutenção	24
Tabela 4.1 Parâmetros do DFIG que será sensoreado.....	71

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABEEOLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica
BEN – Balanço Energético Nacional
CAPEX – Capital Expenditure
CLP – Controlador Lógico Programável
CSA – Current Signature Analysis
DAQ – Data Acquisition
DFIG – Doubly Fed Induction Generator
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EPVA – Enhanced Park Vector Approach
ESA – Electrical Signature Analysis
ESG – Environment, Safety and Governance
EUA – Estados Unidos da América
FFT – Fast Fourier Transform
FTP – File Transmission Protocol
GEEs – Gases de Efeito Estufa
GWEC – Global Wind Energy Council
HDD – Hard Disk Drive
IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistor
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPSA – Instant Power Signature Analysis
ISO – International Organization for Standardization
LCOE – Levelized Cost of Energy
MCSA – Motor Current Signature Analysis
NREL – National Renewable Energy Laboratory
OPEX – Operational Expenditure
O&M – Operação e Manutenção
PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE – Plano Decenal de Expansão
PDCA – PLAN, DO, CHECK, ACT

PROINFA – Programa de Incentivo a Fontes de Energia Alternativas

PWM – Pulse Width Modulation

RUL – Remaining Useful Life

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition

SIN – Sistema Interligado Nacional

TC – Transformador de Corrente

THD – Total Harmonic Distortion

TP – Transformador de Potencial

TSA – Time Synchronous Averaging

VSA – Voltage Signature Analysis

SÚMARIO

1.	Introdução.....	15
1.1.	Motivação.....	15
1.2.	Objetivos	15
1.3.	Metodologia.....	16
1.4.	Estrutura do Trabalho.....	16
2.	Contexto	17
2.1.	Mercado Eólico	17
2.1.1.	Panorama de Energia Eólica Brasil e Mundo	17
2.1.2.	Custos com projetos de parques eólicos	19
2.1.3.	Amadurecimento do mercado eólico brasileiro	21
2.2.	Confiabilidade do <i>Drivetrain</i>	22
2.2.1.	Manutenções preditivas, preventivas e corretivas	22
2.2.2.	Taxas de falha e tempo de máquina parada em aerogeradores	25
2.2.3.	Monitoramento de condições e Análises preditivas	27
2.3.	Análise de Assinatura Elétrica.....	28
3.	Embasamento Teórico.....	30
3.1.	Geradores Eólicos.....	30
3.1.1.	Modelagem Matemática e Conceito Operacional	33
3.2.	Modos de Falha em Geradores de Indução	38
3.2.1.	Falhas em rolamentos	40
3.2.1.1.	Falhas por fadiga	41
3.2.1.2.	Falhas por desgaste.....	43
3.2.1.3.	Falhas por corrosão	44
3.2.1.4.	Falhas por erosão elétrica.....	45
3.2.1.5.	Falhas por deformação plástica	46
3.2.1.6.	Falhas por fratura e fissuras.....	47
3.2.2.	Falhas no Estator.....	47
3.2.2.1.	Falhas de cunhas.....	47
3.2.2.2.	Falhas nos enrolamentos	48
3.2.3.	Falhas no Rotor	49
3.2.3.1.	Falhas no anel coletor.....	49
3.2.3.2.	Falhas nos enrolamentos	51
3.3.	Tratamento e Análise de Sinais	52
3.3.1.	Transformada Rápida de Fourier (FFT)	52

3.3.2. Transformadas Wavelet.....	54
3.4. Assinatura Elétrica de Geradores	57
3.4.1. Falhas no Estator.....	57
3.4.1.1. Abordagens com Vetor de Park	57
3.4.1.2. Análise de corrente de sequência negativa	60
3.4.1.3. Assinatura de corrente do motor	62
3.4.1.4. Análise de Elementos Finitos com Modelagem Multicircuitos	63
3.4.2. Falhas no Rotor	64
3.4.2.1. Circuito Magnético Equivalente.....	64
3.4.2.2. Transformadas de Fourier e Wavelet.....	65
3.4.2.3. Observador de Luenberger	66
3.4.3. Falhas Mecânicas.....	67
3.4.3.1. Análise de espectro de corrente.....	67
4. Desenvolvimento	69
5. Conclusão.....	73
6. Próximos passos	73
Referências Bibliográficas	75

1. Introdução

1.1. Motivação

O mercado de energia eólica brasileiro encontra-se em um período em que a “primarização” da Operação e Manutenção das turbinas eólicas começa a entrar em pauta, alguns fabricantes exercem seu direito de se retirar de contratos de 10 anos com antecedência e deixar os ativos por conta dos clientes para estruturar seu próprio time de engenharia, além de cadeia de suprimentos e time de operação remota e em campo. Apesar dos problemas e riscos que isso traz para o negócio que antes tinha um valor previsível, também vêm os benefícios de ser independente e investir em projetos de melhoria que podem aumentar a disponibilidade dos aerogeradores, e/ou reduzir os custos de manutenção.

Os aerogeradores comumente possuem sistemas de monitoramento de vibrações já instalados como forma de prever comportamentos mecânicos de falha e se preparar para executar uma manutenção com maior antecedência diminuindo assim seus custos de manutenções corretivas. Visando trazer uma alternativa para o sistema de vibrações, e complementar essas análises do ponto de vista elétrico, trazendo uma perspectiva diferente que pode identificar problemas com maior acurácia e problemas diferentes que não são facilmente identificáveis da perspectiva mecânica.

Além disso, boa parte dos artigos e trabalhos com esse mesmo conceito estão dentro do conhecimento restrito dos fabricantes de aerogeradores, desta forma a ideia visa instigar a investigação do tema para produzir maiores resultados e de fato verificar a eficiência deste tipo de análise no mercado de energia eólica.

1.2. Objetivos

Com essa pesquisa espera-se demonstrar como é realizada a modelagem física das variáveis do gerador de uma turbina eólica, elencando como cada variável

é afetada pelas características físicas do equipamento, além de propor um modelo de estimativa de Remaining Useful Life (RUL) para avaliação do componente.

Espera-se realizar uma análise de custo para implantação de equipamento que torne possível a aplicação da técnica preditiva em aerogeradores com geradores de indução.

Em futuras atualizações do trabalho espera-se trazer os resultados da aplicação do modelo para a turbina especificada e dados de viabilidade econômica da implantação do projeto.

1.3. Metodologia

O trabalho busca realizar uma revisão bibliográfico de autores que já se envolveram nos meandros de análise de assinatura elétrica, além de trazer para o cenário com aplicação específica para os aerogeradores, também será realizada uma pesquisa de mercado para aquisitar os valores dos equipamentos necessários para possibilitar a análise em tempo real, bem como um equipamento para medições durante períodos pré-determinados durante atividades corriqueiras da manutenção.

Propõe-se a uma atualização futura para validação do estudo com a implantação prática da solução, visando criar um comparativo entre a eficiência da manutenção antes e após a implantação do projeto, além de verificar a viabilidade econômica de se instalar tal sistema em parques eólicos já próximos de sua meia vida.

1.4. Estrutura do Trabalho

O trabalho contextualizará o cenário eólico global e brasileiro primariamente para observar-se o crescimento do mercado, as tendências para o futuro, quais os custos críticos para o investimento em um parque eólico, entender quais os principais defeitos encontrados em um aerogerador, e quais as melhores práticas de manutenção utilizadas.

Em seguida será feito um aprofundamento teórico sobre quais as principais falhas dos componentes de um gerador aplicado para energia eólica, fatores que

afetam e prejudicam seu funcionamento, além disso maneiras de analisar e modelar matemática e fisicamente o gerador para poder identificar os comportamentos do equipamento diante a falha em determinado componente.

Tem-se um aprofundamento da identificação de falhas através das análises de assinaturas, abordando uma diversidade de técnicas aplicadas e validadas em ambiente controlado, e por fim a sugestão de um sistema para aplicação em um aerogerador, com a definição dos próximos passos para continuidade do projeto.

2. Contexto

2.1. Mercado Eólico

2.1.1. Panorama de Energia Eólica Brasil e Mundo

As fontes renováveis de energia estão cada vez mais presentes, a capacidade instalada para produção de energia elétrica em 2021 atingiu 3146 GW, com um investimento total de 365 bilhões de dólares segundo o último relatório do status renováveis global 2022 (Adaptado REN21), dentro dessa potência instalada 26,9% tratam de energia eólica.

A energia eólica é produzida através dos ventos, segundo Tubelis, Nascimento (1980 apud Resende et al. 2011) o vento é o movimento do ar em relação à superfície terrestre. O gradiente de pressão atmosférica é responsável por sua formação, sendo modificado pelo movimento de rotação da Terra, do atrito com a superfície terrestre e a força centrífuga ao seu movimento. Ainda, segundo Tubelis, Nascimento (1980 apud Resende et al. 2011) a diferença de pressão atmosférica é gerada pelo aquecimento diferencial dos locais na superfície terrestre, e faz com que o vento tende a se deslocar perpendicularmente às isóbaras. A partir desse momento, a força de Coriolis começa a forçá-lo em um movimento curvilíneo, passando a direção do vento ser dada pela ação da força gradiente de pressão, força de Coriolis e força centrífuga. Além disso,

o vento com altura abaixo de 500m passa a sofrer o efeito da força de atrito, que age em mesma direção e em sentido contrário à velocidade do vento.

Devido a presença do vento é possível aproveitar de sua energia cinética através das turbinas eólicas, dessa forma a energia eólica é considerada renovável, porque não se esgota e sempre se renova como resultado da energia cinética da terra e energia absorvida dos raios solares pela atmosfera. Damasceno e Abreu (2017) apontam para o desenvolvimento eólico, também, devido ao protocolo de Kyoto de 1998, no qual os países participantes e assinantes acordaram a redução da emissão de gases de efeito estufa (GEEs) na atmosfera devido ao impacto na poluição do planeta. A Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEOLICA) aponta no Boletim Anual 2021 que 34,4 milhões de toneladas de CO₂ foram evitadas devido a produção de energia eólica, sendo essa quantidade equivalente a uma frota de 34 milhões de veículos automotivos. No Brasil, além da influência dos acordos internacionais, também foram observados os efeitos de eventos históricos importantes, como o rationamento de energia elétrica em 2001, que resultou na criação do Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que possuía o intuito de diversificar a geração de energia elétrica, principalmente, com pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas eólicas e usinas de biomassa, o programa foi o precursor para o amadurecimento de políticas públicas assertivas que estruturaram o país de maneira a incentivar o investimento privado no desenvolvimento das fontes renováveis e cumprir com o crescimento desejado da matriz energética do país. Em estudo divulgado em 2018, sobre a expansão da energia eólica no Brasil levando em conta a nova economia de instituições, o autor Tiago Diniz, revela em sua análise que o arcabouço regulatório e institucional estruturado para o setor de energia eólica foi bem-sucedido, de modo que impulsionou o investimento privado e o desenvolvimento econômico.

Segundo o Balanço Energético Nacional 2022 (BEN,2022) no ano de 2021, o Brasil sofreu com crise hídrica o que reduziu a geração de energia elétrica no país, os principais contribuintes para suprir essa necessidade que foi criada foram energia de termoelétricas a gás natural e energia eólica, que tiveram um aumento comparativo ao ano de 2020 de 46,2% e 26,7% respectivamente, o mercado eólico segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2031) tem a premissa de crescer sua capacidade instalada para 30,77GW, sendo que o país em 2021 atingiu 21,5GW

segundo boletim da ABEEÓLICA, isso demonstra um crescimento de 43% em 10 anos.

Como pode-se observar a energia eólica é de suma importância para o mercado de energia brasileiro, entrando com crescimento acelerado e com contribuição para manter a matriz elétrica do país estável, segundo roadmap eólico Offshore realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2020, o potencial eólico offshore do país é de 697GW, considerando locais com profundidade de até 50m e tecnologia das turbinas já consolidada na época, também em estudo da EPE foi considerado o potencial eólica onshore, sendo o último dado estimado pelo “Atlas Brasileiro de Energia Eólica” publicado em 2001, de 143GW, valor que necessita de revisões já que foi realizado com dados de torres de 50m de altura e considerando potencial de 2MW/km², a muito ultrapassado pela evolução tecnológica. Esses dados contribuem para demonstrar que a energia no Brasil ainda se encontra com poucas limitações.

2.1.2. Custos com projetos de parques eólicos

Pode-se perceber que a energia eólica é umas das peças centrais no mercado de energia brasileiro e global, e são os inúmeros estudos e dados que comprovam esse papel, torna-se importante compreender o que é necessário para o desenvolvimento de um projeto em energia elétrica, a análise utilizada para tal leva em consideração o *Levelized Cost of Energy (LCOE)*, traduzindo DAO. Et al (2019), LCOE é definido como o valor presente de custo para produzir uma unidade de energia. A fórmula para o cálculo do LCOE é apresentada na Figura 2.1, como se pode observar esse parâmetro é amplo o suficiente para comparar diversas fontes diferentes de energia elétrica, mesmo com suas distinções de investimento, os núcleos utilizados para cálculo são o valor de *Capital Expenditures (CAPEX)*, *Operational Expenditures (OPEX)*, custos com recurso de geração, geração de eletricidade, taxas de desconto e tempo útil de um projeto.

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t = Despesas de investimento no ano t (incluindo financiamento)
 M_t = Despesas de operação e manutenção no ano t
 F_t = Despesas com combustível no ano t
 E_t = Geração de eletricidade no ano t
 r = Taxa de desconto
 n = Vida do sistema

Figura 2.1 Fórmula LCOE e seus parâmetros

Fonte: Guimarães, 2019

A Figura 2.2 traz o último levantamento realizado pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) do custo revisado de energia eólica nos Estados Unidos da América (EUA) em 2021, é perceptível o quanto o custo de projetos *on-shore* apresenta mais benefícios do que o investimento em projetos *off-shore*, mesmo com o aumento considerável de potência das turbinas.

Parameter	Unit	Land-Based	Offshore		Distributed		
		Utility-Scale Land-Based	Utility-Scale (Fixed-Bottom)	Utility-Scale (Floating)	Single-Turbine (Residential)	Single-Turbine (Commercial)	Single-Turbine (Large)
Wind turbine rating	MW	3	8	8	20 (kW)	100 (kW)	1.5
Capital expenditures (CapEx)	\$/kW	1,501	3,871	5,577	5,675	4,300	3,540
Fixed charge rate (FCR) [real]	%	5.88	5.82	5.82	5.88	5.42	5.42
Operational expenditures (OpEx)	\$/kW/yr	40	111	118	35	35	35
Net annual energy production	MWh/MW/yr	3,775	4,295	3,336	2,580	2,846	3,326
Levelized Cost of Energy (LCOE)	\$/MWh	34	78	133	143	94	68

Figura 2.2 Custo de projetos eólicos nos Estados Unidos.

Fonte: NREL, 2021.

Traçando um paralelo com o potencial brasileiro, é questionável o investimento em geração *off-shore* com o potencial eólico que o Brasil ainda possui inexplorado *on-shore*, citado no item 1.1.1, comparando o LCOE das duas vertentes de geração eólica, o *off-shore* em média custa mais que o dobro do *on-shore* por MWh gerado.

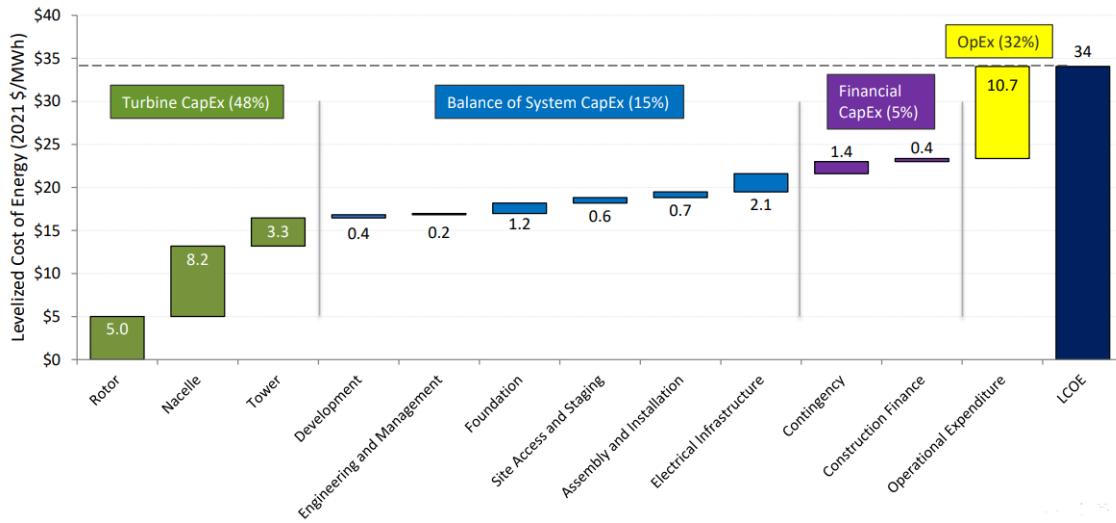


Figura 2.3 LCOE On-Shore segmentado por fonte de custo em USD.

Fonte: NREL, 2021

A Figura 2.3 traz a influência das etapas de um projeto eólico *on-shore* no LCOE, o custo com OPEX representa 32% do valor total, sendo este representado pelos custos com operação e manutenção das turbinas eólicas, segundo Dao et. al (2019) tanto o LCOE quanto o OPEX são funções convectivas da taxa de falhas de uma turbina eólica, ou seja, quanto menos uma turbina falhar menor será o custo com OPEX e também menor será o LCOE do projeto, assim torna-se imprescindível o investimento em confiabilidade do ativo visando reduzir a taxa de falha dos equipamentos e diminuir o tempo de turbina parada, consequentemente aumentando tempo de geração de energia elétrica.

2.1.3. Amadurecimento do mercado eólico brasileiro

Segundo Ricardo Balsalobre, em artigo para a HeadEnergia, nos momentos iniciais do mercado eólico brasileiro e até os dias de hoje, os proprietários dos parques buscam fechar contratos de Operação e Manutenção (O&M) com os fabricantes de turbinas eólicas para viabilizar seus modelos de negócio, uma vez que o mercado nacional não possuía o conhecimento necessário sobre os complexos sistemas integrados dos aerogeradores. Após amadurecimento do mercado, começou-se a se falar em “primarização” dos serviços de O&M, principalmente por 3 motivos, sendo

"...(i) menor custo financeiro com o serviço de O&M em relação ao que era pago ao fabricante, (ii) maior qualidade na execução dos serviços de O&M, (iii) maior domínio e independência na gestão de performance operacional."

O conceito de "primarização" vem da necessidade do mercado brasileiro em substituir o papel do fabricante do aerogerador como operador e mantenedor do aerogerador e passar para o desenvolvimento pelo cliente de uma equipe altamente especializada em executar esses processos. Com os benefícios citados no parágrafo anterior pela presença de uma equipe própria, fala-se novamente em confiabilidade do ativo e maneiras de gerir e tomar decisões melhores para reduzir os custos com manutenção e operação.

2.2. Confiabilidade do *Drivetrain*

2.2.1. Manutenções preditivas, preventivas e corretivas

Manutenção é um conceito amplamente discutido e já muito maduro no mercado, principalmente tratando de indústrias, são três os principais pilares da manutenção, Pessoas, Ferramentas e Peças, no decorrer dos anos houve diversas variações desses três pilares acrescentando novas divisões e conceitos que são intrínsecos a esses principais, por exemplo, no conceito *Lean Manufacturing*, como expresso por Gracia (2021), temos uma casa composta por 4 elementos principais, sendo estes, a base, os oito pilares, o centro e o telhado, representada na Figura 2.4. A base traz as premissas que darão robustez ao processo de manutenção, as práticas de gestão à vista, 5S, padronização do trabalho; nos pilares temos os 8 conceitos que fundamentam a metodologia de manutenção, sendo esses a manutenção planejada, manutenção de qualidade, manutenção autônoma, processo de melhoria, treinamento, *Lean* na Administração, padrões de ESG (Saúde, Segurança do Trabalho e Governança) e gestão de projetos; no centro, temos as letras PDCA (Plan, Do, Check, Act), que remetem a metodologia de trabalho com melhoria contínua; por último o telhado, que consolida e fecha o conjunto, garantindo a máxima disponibilidade das máquinas e equipamentos para o fluxo de valor.



Figura 2.4 Lean Manufacturing - Pilares da Manutenção Produtiva Total (TPM)

Fonte: Gracia, 2021

As manutenções possuem divisões de acordo com seu objetivo, pode-se citar as corretivas, preventivas, preditivas e proativas, um breve resumo de cada uma delas pode ser encontrado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 Tipos de manutenção

Tipo de Manutenção	Objetivo	Comentários
Corretiva	Após um equipamento apresentar um problema, a manutenção corretiva busca resolver o problema de maneira a retornar um equipamento a sua condição de funcionamento pleno.	Manutenções corretivas não programadas costumam acarretar e um período mais longo de tempo de máquina parada, além de maiores custos de serviços por recomposição do equipamento devido a urgência com que ocorrem; Manutenções corretivas programadas são essenciais para manter o equipamento nas melhores condições possíveis, e normalmente trazem o benefício de se manter o equipamento em funcionamento até o período de atuação, além de reduzir custos de urgência para recomposição do equipamento.
Preventiva	Boas práticas aplicadas com periodicidade definida visando atuar nos pontos mais comuns de falha prolongando o tempo de vida de um equipamento e visando identificar indícios de falha para futura programação corretiva.	Manutenções preventivas são resultantes de experiência dos fabricantes dos equipamentos que identificam as melhores práticas para se garantir a melhor condição operacional do equipamento e evitar desgastes prematuros.
Preditiva	Inspeções que buscam identificar a situação do equipamento através de indicadores de modo de falha e assim buscam tomar ações corretivas para mitigar que a condição adversa se mantenha e o equipamento venha a falhar.	Manutenções preditivas são as que buscam avaliar as condições reais do equipamento, porque através de ensaios, análises e testes é possível identificar se já existem indícios de falha do equipamento, e dependendo dos resultados encontrados é possível prever quando haverá a falha, e portanto, é possível iniciar uma programação para aquisição de recursos e planejamento para uma manutenção corretiva. O monitoramento em tempo real é uma maneira de se ter em todos os momentos a condição do equipamento dessa forma buscando identificar desde o primeiro indício de falha garantindo o maior tempo possível para tomada de decisão em relação a solução da falha.
Proativa	Manutenções que ocorrem ao saber que um equipamento exibe um comportamento falho, mesmo que de forma incipiente, e esse equipamento é substituído para evitar maiores danos.	A manutenção proativa é utilizada junto a preditiva e preventiva, pois logo que se encontra indício de falha, mesmo que o equipamento tenha condições de operar, já realizada a correção do indício para prolongar a vida útil do equipamento como um todo, e em muitos casos são realizadas substituições visando manter a condições perfeitas do sistema onde o equipamento está localizado, ou mesmo reduzir os danos ao equipamento de forma que seja possível realizar um reparo e manter o equipamento como um sobressalente para uma próxima necessidade.

Fonte: Autor

Pode se dizer que não existe uma manutenção mais vantajosa a ser aplicada e uma menos vantajosa, todas são complementares e precisam estar em equilíbrio

para que o processo de manutenção ocorra com os melhores resultados para operação de um equipamento.

2.2.2. Taxes de falha e tempo de máquina parada em aerogeradores

Para entender quais são os principais desafios na manutenção das turbinas eólicas é preciso entender quais os componentes mais críticos do aerogerador, para isso duas estatísticas são levadas em consideração, a primeira sendo a taxa de falha, que indica a frequência com que um componente está quebrando em relação ao total de falhas do equipamento, e a segunda, o tempo de máquina parada, que mostra a relação entre o tempo que o aerogerador ficou indisponível por determinado problema e o tempo total que se encontrou indisponível, aliando as duas informações é possível entender quais os principais componentes que impactaram na geração, bem como traçar planos e realizar análises para reduzir essas taxas e mitigar altos custos corretivos.

O mercado eólico brasileiro como já citado no item 1.1.3 é bastante rigoroso no quesito compartilhamento de informações desta forma é difícil realizar um levantamento com uma base extensa de parques eólicos referente aos principais componentes que se quebram e principais equipamentos que possuem período extenso de reparo, assim observaremos a base de dados norte americana disponibilizada pela NREL e por pesquisadores que tiveram acesso a dados de parques localizados na Europa, ambos com frotas mais maduras e que já apresentam turbinas que passaram pelo ciclo completo de vida útil.

Antes de apresentar os dados vale pontuar que uma grande dificuldade de levantamento estatístico das falhas de componentes é que as diversas fontes de dados disponíveis utilizam diversas nomenclaturas de componentes, sistemas e subsistemas que divergem entre si, e, portanto, dificultam um comparativo mais extenso, Reder (2016), faz uma excelente discussão e disponibiliza dados de várias fontes a que teve acesso e que aplicou sua própria metodologia de nomenclatura.

Na Figura 2.5 Taxa de falhas e tempo de máquina parada para turbinas com caixa de transmissão e potência maiores que 1MW é apresentado o resultado da pesquisa realizada por Reder (2016), focando nos dados de turbinas com caixa de transmissão e com potência maior do que 1MW, percebe-se que os 3 componentes que mais contribuem para tempo de máquina parada são a caixa de transmissão, o gerador e as pás nessa plataforma, já as 3 maiores taxas de falha são da caixa multiplicadora, do sistema de controle e do sistema de *pitch* do aerogerador.

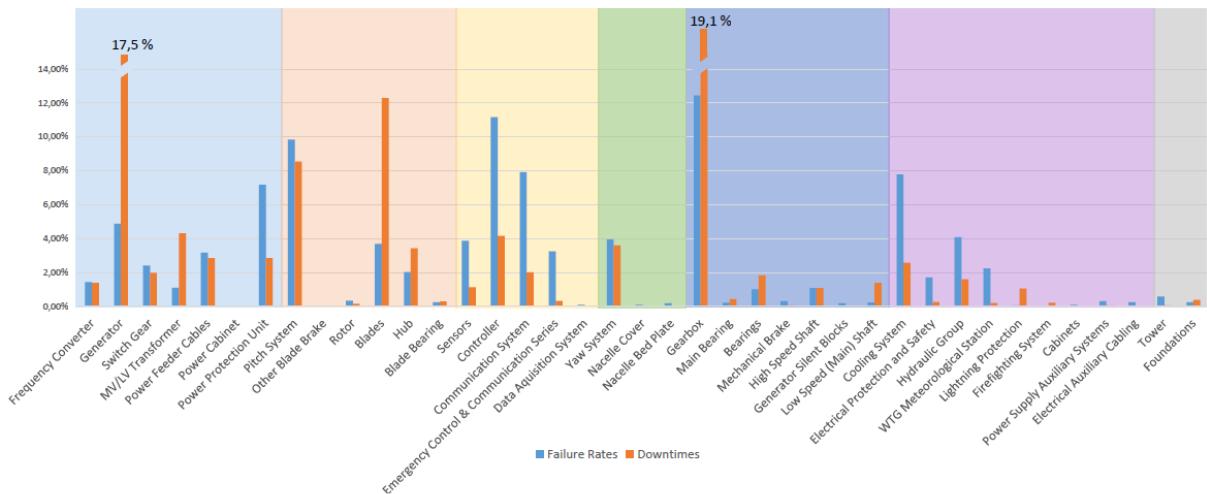


Figura 2.5 Taxa de falhas e tempo de máquina parada para turbinas com caixa de transmissão e potência maiores que 1MW

Fonte: Reder et. al, 2016.

Em estudo mais recente com o objetivo de verificar o efeito do meio ambiente nas estatísticas de falhas das turbinas offshore em relação as *onshore*, Cevasco et al. (2021) propõe na Figura 2.6 o estudo de três bancos de dados de turbinas eólicas instaladas na Europa, todas são máquinas que possuem caixa de transmissão e geradores de indução. Nesse estudo mais recente é possível notar que as maiores taxas de falhas estão no sistema do rotor, no *drivetrain* e sistema de controle, observando os tempos de máquinas paradas, o *drivetrain*, o sistema do rotor e o sistema de potência de geração são os principais respectivamente.

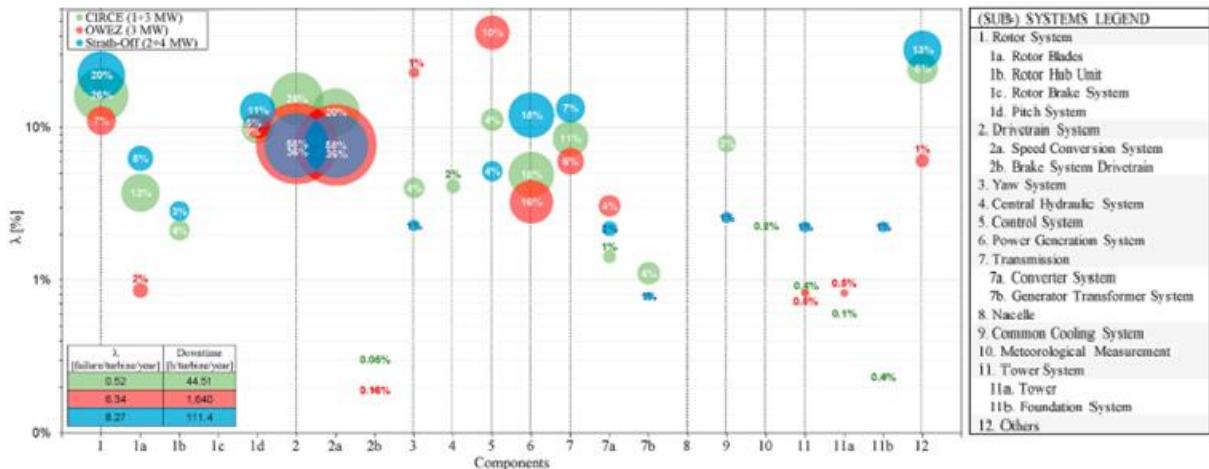


Figura 2.6 Taxas de falha para diferentes bancos de dados de turbinas eólica onshore e offshore por componente. Tamanho das bolhas indicam o tempo de máquina parada médio.

Fonte: Adaptado de Cevasco et al., 2021

2.2.3. Monitoramento de condições e Análises preditivas

Diante do cenário de falhas apresentado deve-se observar qual a importância monetária dos itens que apresentam maior índice de falhas e que apresentam maior período de máquina parada, no excerto a seguir é possível notar que os grandes componentes possuem um impacto elevado dentro dos custos operacionais de um parque eólico, ao mesmo tempo que apresenta como solução a execução do monitoramento visando mitigar o custo ou reduzi-lo ao máximo com planejamento estratégico.

“...Dados históricos demonstram que grandes componentes correspondem entre 60% e 70% do custo de operação de turbinas eólicas. O objetivo do monitoramento de condição é ajudar a reduzir a propensão de falhas de grandes componentes e os custos de sua substituição...” (Traduzido de KELLER J. ET. AL 2016)

No quesito monitoramento muito se evoluiu quanto as possibilidades de análises disponíveis, Keller et al. (2016) ressalta os diversos meios já utilizados e denota a próxima barreira a ser enfrentada tratando das análises através de dados históricos e com modelagem física dos equipamentos para identificar desvios comportamentais.

“Monitoramento de condição através de vibrações trouxe também ganhos adicionais ao design do produto devido a captura de informação de alta frequência. Teste e análise de filtros compactos esperam ser uma solução custo eficiente para o monitoramento de condição na indústria eólica. Medidas do nível de limpeza do óleo disponibilizam evidência do potencial dano de eventos transientes em caixas multiplicadoras de aerogeradores. Falha de engrenagens baseada em análise dos dados de Controle de Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA) demonstrou oportunidade e potencial da coleta de informações. Previsões de vida útil remanescente (RUL) baseada em sistema SCADA e outras fontes de informação, utilizando técnicas de *big data* e modelagem física serão o novo foco de trabalho na área de O&M de plantas eólicas.” (Traduzido de KELLER J. ET. AL 2016)

É uma tendência já bem disseminada a utilização de sistemas com análises preditivas por vibrações e análises de óleo, e monitoramento de temperaturas, para equipamentos mecânicos essas informações são de grande valia, no entanto, quando tratamos de sistemas elétricos, como apontado por Artigao (2017) as análises das características elétricas trazem resultados mais palpáveis e mais precisos para alguns tipos de falha, principalmente no que diz respeito aos equipamentos elétricos, aqui representado pelo gerador.

“... monitoramento de condição baseado em medidas elétricas aparenta ser a tendência para um O&M eficiente para geradores de indução; é mais barata do que outras técnicas comuns e pode monitorar tanto falhas elétricas como mecânicas. A técnica inclui: corrente, tensão, potência instantânea e análise de fluxo. Análise de corrente do estator é a mais comum dessas técnicas.” (Traduzido Artigao et. al, 2017).

2.3. Análise de Assinatura Elétrica

As análises de assinatura elétrica são caracterizadas por um grupo de técnicas que através das medições de corrente e tensão de uma máquina elétrica, e com um comparativo de sua modelagem física podem apontar/indicar a existência de falhas no equipamento, como deixa explícito Bonaldi et al. (2012) no excerto a seguir.

“Análise de assinatura elétrica (ESA) é um termo geral usado para um conjunto de técnicas de monitoramento de condição em máquinas elétricas através da análise de sinais elétricos como corrente e tensão. Essas técnicas são: Assinatura Elétrica de

Corrente (CSA), Assinatura Elétrica de Tensão (VSA), Vetor de Park Extendido (EPVA), Análise de Assinatura de Potência Instantânea (IPSA), dentre outras. O motor elétrico de um sistema em rotação sobre avaliação é analisado buscando diagnóstico de falhas, funcionando como um transdutor no processo. Variações na tensão e corrente são analisadas em relação a alguns modos de falha" (adaptado de Bonaldi et. al, 2012).

Ainda segundo Bonaldi, a aplicação de técnicas ESA visa melhorar a confiabilidade do equipamento, com redução do tempo parado, aumento da disponibilidade de máquina, redução dos custos de manutenção, melhor gestão e planejamento da manutenção, além de ser uma técnica não intrusiva, possui a capacidade de monitoramento remoto, pode ser aplicada a qualquer motor de indução sem limitação, e possui sensibilidade o suficiente para detectar falhas mecânicas no gerador e na carga, além de detectar falhas elétricas no estator e no rotor.

No cenário de um gerador eólico onde o local é de difícil acesso, necessitando deslocamento até o aerogerador, subida até a nacelle, e não sendo possível estar presente enquanto o equipamento está em funcionamento, a técnica ESA possui papel fundamental na atuação preditiva e até nas análises de falhas e no acompanhamento da saúde/confiabilidade do equipamento, por esses motivos será a técnica revisada e discutida nesse trabalho.

3. Embasamento Teórico

3.1. Geradores Eólicos

No aerogerador a energia responsável pela rotação do eixo mecânico que está ligado ao gerador é resultado da interação entre a energia cinética do vento e o formato em aerofólio das pás, as diferentes velocidades de escoamento em cada uma das superfícies da pá criam zonas com diferenças de pressão que produzem a força transversal a corda da pá, empurrando-as, e finalmente criando a rotação do eixo principal, essa rotação é de baixa velocidade se limitando a intervalos máximos entre 18 e 25 RPM.

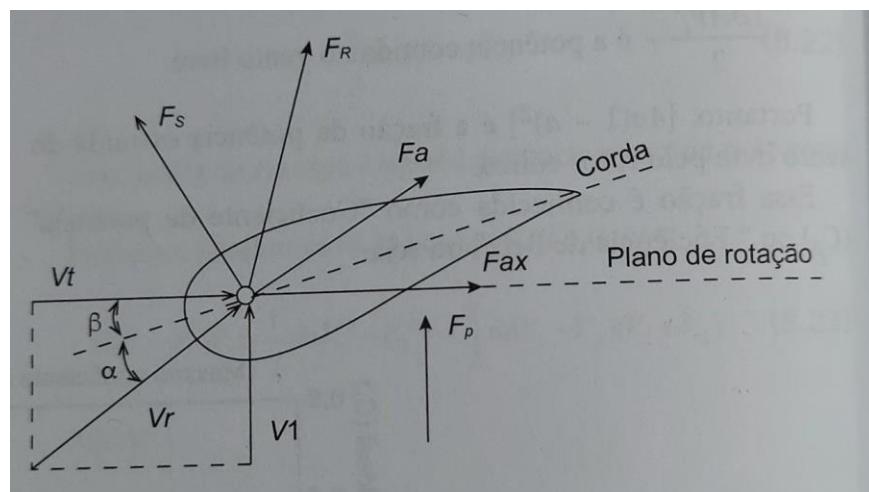


Figura 3.1 Decomposição das forças atuantes resultante das interações entre o vento e as duas superfícies das pás de um aerogerador.

Fonte: Fadigas e Zachariadis, 2021 apud Fadigas, 2011.

Na Figura 3.1 F_s é a força de sustentação, F_a é a força de arrasto, F_{ax} é a força axial, F_R é a força resultante, F_p é a força de potência, V_t é o vento resistente, V_1 é o vento perpendicular e V_r é o vento resultante.

A rotação do eixo do rotor do aerogerador é lenta e possui um torque bastante alto, desta maneira é necessário ter um equipamento que possa suportar todo esse torque ao mesmo tempo que consiga converter a energia mecânica em energia elétrica, para os aerogeradores existem duas formações para executar essa função, a primeira o eixo é acoplado diretamente em um gerador com estrutura parruda e com

diversos polos para trabalhar com as baixas velocidades de rotação, na segunda, antes da ligação com o gerador é inserido um elemento intermediário, uma caixa de transmissão com a função de converter todo o torque de entrada em energia rotacional na saída, com um eixo muito menor e que trabalhe em altas velocidades, permitindo assim geradores com poucos polos, muito mais compactos.

O gerador da segunda formaçāo possui diversas configurações possíveis, dentre elas através de imās permanentes, com rotor curto-circuitado e com rotor bobinado, a análise proposta nesse trabalho foca nas máquinas elétricas de indução, portanto, fala dos dois últimos citados. Antes de aprofundar na análise dos geradores precisa-se comentar que os aerogeradores podem operar com velocidade fixa ou variável, conforme aponta PETERSSON (2005) os com velocidade fixa tem seus geradores de indução ligados diretamente a rede, ou seja, são impactados por quaisquer variações de vento, e mais impactos durante rajadas de vento, já os com velocidade variável possuem conversores de potência ligados aos geradores para garantir flexibilidade operacional tanto na fonte de geração quanto com a rede de conexão, permitindo assim ajustes de velocidade do rotor absorvendo algumas das flutuações climáticas que ocorrem.

Segundo dados dos três maiores fabricantes de aerogeradores (Vestas, Siemens Gamesa, GE Renewable Energy) (GWEC, 2022) as últimas plataformas de aerogeradores disponíveis usam sistemas de eletrônica de potência Full-Scale Converter e Partial-Scale Converter, as Figura 3.2 e Figura 3.3 representam cada uma das topologias.

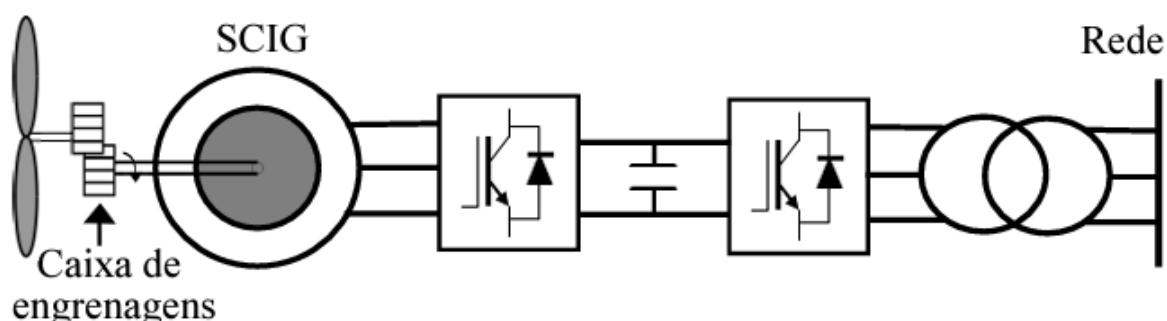


Figura 3.2 Topologia Full Converter com gerador com rotor curto circuitado

Fonte: Queiroz, 2021

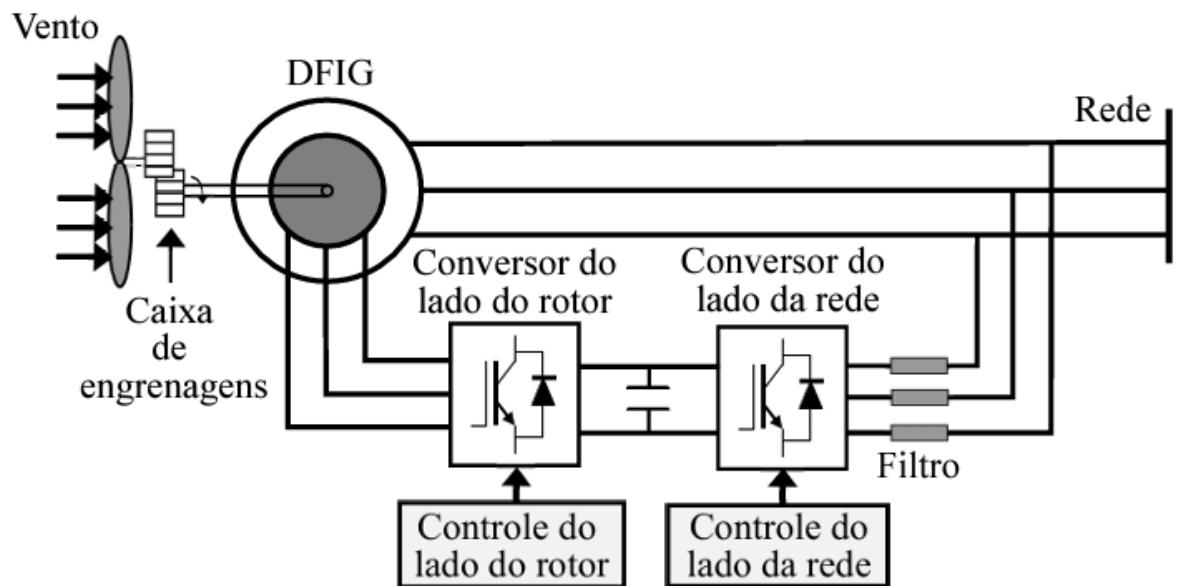


Figura 3.3 Topologia Partial Scale Converter com gerador de rotor bobinado

Fonte: Queiroz, 2021

Na Figura 3.2 é possível observar que o estator do gerador está conectado ao conversor, desta maneira o gerador fica desacoplado totalmente da rede de energia elétrica, segundo Okundamiya (2016) esse sistema é mais utilizado com geradores síncronos de imã permanente, pois possuem maior confiabilidade, menores custos de manutenção e perdas por paradas, isso ocorre principalmente, porque os geradores de imã permanente utilizados são síncronos e multipolos, ou seja, não precisam de multiplicadoras para aumentar a velocidade no eixo lento para operacionalizar o gerador, coincidentemente, a multiplicadora é um dos componentes mais críticos de aerogeradores que o utilizam em sua topologia.

Na Figura 3.3 por outro lado o conversor de potência fica ligado ao rotor bobinado de um gerador duplamente alimentado, segundo Okundamiya (2016) isso resulta em um equipamento projetado para apenas uma parte da potência do aerogerador, o que reduz custo inicial do equipamento, infelizmente isso não permite que se tenha aproveitamento de todas as faixas de operação do gerador, em contrapartida as perdas de energia são menores, e a faixa de operação é adequada para a realidade do recurso eólico, ou seja, na prática é um sistema bem balanceado para se utilizar nos aerogeradores.

Por último, os conversores e geradores são ligados a transformadores que fazem a elevação da tensão para transmitir a energia através da rede de média de

tensão até a subestação coletora que fará a conexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN). Nesse aspecto os geradores eólicos costumam trabalhar com baixas tensões, entre faixas de 400V a 720V no estator, e 1000V a 2500V no rotor.

3.1.1. Modelagem Matemática e Conceito Operacional

O enunciado por trás do funcionamento de um gerador é indicado por Chabu (2021):

“As máquinas elétricas são conversores que transformam energia elétrica em mecânica, ou vice-versa. Essa transformação é realizada por estruturas que utilizam o campo magnético nelas confinado como meio de conversão. A energia elétrica é caracterizada pelo produto de tensões e correntes circulando ao longo do tempo pelos terminais de acesso às bobinas, enquanto a energia mecânica é caracterizada pelo produto de um torque no eixo pela frequência de rotação angular do mesmo, desenvolvidos ao longo do tempo.”

Para o funcionamento das máquinas rotativas de indução é necessário criar uma angulação física em sua estrutura para que haja uma distinção de posição das correntes, e, assim, variar os campos eletromagnéticos de maneira adequada a criar as força magneto motrizes para rotação de seu eixo de maneira eficiente e simétrica, Araujo (2012) comenta quais são suas características ideais para iniciar sua modelagem:

“As máquinas de indução elétrica perfeitas possuem três enrolamentos idênticos por fase posicionados no estator com ângulo físico de 120º entre si, o rotor possui a mesma configuração, entre o rotor e o estator o espaço de ar é constante (em uma abordagem ideal os dois são os mais próximos possíveis), um circuito magnético não saturado (linear) para cada um dos enrolamentos, o que permite que sejam caracterizados por uma indutância principal e uma de fuga. Cada fase dos enrolamentos possui W_s voltas no estator e W_r voltas no rotor e uma distribuição harmônica. Todas as indutâncias são consideradas constantes.”

Os geradores de indução também precisam de uma excitatriz para seu campo girante no estator, essa função pode ser realizada pela rede de energia elétrica ou por um conjunto de banco de capacitores para máquinas com baixa potência, esses elementos fornecem a potência reativa necessária para formação do campo

magnético. Os geradores desse tipo possuem faixa de velocidades de operação bem estreita, considerando escorregamentos entre 1% e 5%, essa faixa de operação seria inviável para geradores eólicos que estão sujeitos as oscilações naturais de vento, a solução encontrada foi conectar os conversores ao enrolamento rotórico, desta forma é possível contribuir com o campo magnético no rotor através da frequência das correntes de fornecimento e trabalhar com faixas de operação de velocidade bem mais amplas que chegam a escorregamentos proporcionais a potência dos conversores, frequentemente 30% da potência do gerador.

Uma vez a construção da máquina estando adequada, e existindo a excitação do estator com a potência reativa necessária para criar o campo magnético, este irá atravessar os enrolamentos presentes no rotor e induzir neles uma corrente, como enunciado pela Lei de Faraday, essa corrente por sua vez irá gerar outro campo eletromagnético que buscará acompanhar o campo eletromagnético do estator, para essa máquina isso nunca ocorre, pois sempre existirá uma escorregamento do motor, principalmente devido a carga imposta no eixo, para o caso do gerador, o escorregamento se torna negativo, ou seja, o campo rotórico ultrapassa a velocidade do campo magnético do estator, e assim inverte o sentido da corrente de consumo para fornecimento para a rede, estando a ideia operacional definida se faz necessário modelar de maneira matemática todos esses fenômenos e interações físicas para que se possam calcular os resultados esperados para o comportamento do equipamento.

Para modelar as equações matemáticas das máquinas elétricas de indução pode-se adotar duas parametrizações bem conhecidas uma com parâmetros distribuídos e outra com parâmetros concentrados. A última comentada é preferível, pois é prática e robusta, apesar de possuir um processamento mais lento e demorado, o que pode ser negativo dependendo da aplicação, por motivos didáticos será adotada essa parametrização. A parametrização concentrada pode-se apresentar em diversas abordagens, a ortogonal e a fasorial, a primeira usa variáveis que em sua maioria são independentes da posição do rotor, enquanto, que, a segunda trabalha com as indutâncias mútuas entre rotor e estator, isso resulta em variação de valores de acordo com cada posição do rotor. (Araújo, 2012) O esquema que representa o circuito elétrico real da máquina de indução pode ser visto na Figura 3.4.

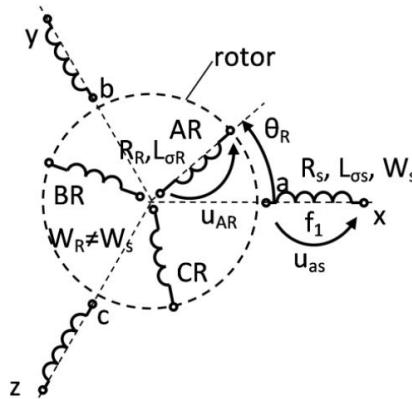


Figura 3.4 Esquema elétrico real de uma máquina de indução trifásica.

Fonte: Adaptado de Araujo, 2012.

As equações de tensão que representam os circuitos do estator e do rotor são:

$$u_{sA}(t) = R_s i_{sA}(t) + \frac{d\Psi_{sA}(t)}{dt} \quad (3-1)$$

$$u_{sB}(t) = R_s i_{sB}(t) + \frac{d\Psi_{sB}(t)}{dt} \quad (3-2)$$

$$u_{sC}(t) = R_s i_{sC}(t) + \frac{d\Psi_{sC}(t)}{dt} \quad (3-3)$$

$$u_{rA}(t) = R_r i_{rA}(t) + \frac{d\Psi_{rA}(t)}{dt} \quad (3-4)$$

$$u_{rB}(t) = R_r i_{rB}(t) + \frac{d\Psi_{rB}(t)}{dt} \quad (3-5)$$

$$u_{rC}(t) = R_r i_{rC}(t) + \frac{d\Psi_{rC}(t)}{dt} \quad (3-6)$$

As letras maiúsculas A, B e C representam cada uma das fases de alimentação, o subscrito ‘s’ representa o estator e o subscrito ‘r’ o rotor, a letra u representa as tensões, a letra R, a resistência, a letra i, a corrente, a letra grega Psi, o fluxo concatenado, que está representando tanto o fluxo principal independente quanto o fluxo mútuo entre o rotor e estator.

Para maximizar os argumentos é preciso definir as indutâncias que fazem parte do fluxo concatenado, sendo estas:

$$L_{ss} = L_s + L_{ls} \quad (3-7)$$

$$L_{rr} = L_r + L_{lr} \quad (3-8)$$

Para facilitar os cálculos coloca-se as equações em formato matricial, as matrizes que representam as indutâncias dos 3 enrolamentos espelhados em um único enrolamento terão as indutâncias mútuas com fator multiplicativo igual ao cosseno de 120º, a unificação é válida tanto ao estator quanto ao rotor:

$$(L_{ss}) = \begin{pmatrix} L_s + L_{ls} & -\left(\frac{1}{2}\right) * L_{ls} & -\left(\frac{1}{2}\right) * L_{ls} \\ -\left(\frac{1}{2}\right) * L_{ls} & L_s + L_{ls} & -\left(\frac{1}{2}\right) * L_{ls} \\ -\left(\frac{1}{2}\right) * L_{ls} & -\left(\frac{1}{2}\right) * L_{ls} & L_s + L_{ls} \end{pmatrix} \quad (3-9)$$

$$(L_{rr}) = \begin{pmatrix} L_r + L_{rs} & -\left(\frac{1}{2}\right) * L_{rs} & -\left(\frac{1}{2}\right) * L_{rs} \\ -\left(\frac{1}{2}\right) * L_{rs} & L_r + L_{rs} & -\left(\frac{1}{2}\right) * L_{rs} \\ -\left(\frac{1}{2}\right) * L_{rs} & -\left(\frac{1}{2}\right) * L_{rs} & L_r + L_{rs} \end{pmatrix} \quad (3-10)$$

E então por último cria-se a matriz que representa as indutâncias mútuas entre estator e rotor, nesse caso a matriz dependerá da posição do rotor em relação ao estator e não terá simplificação já que não é fisicamente fixa.

$$(L_{sr}) = (L_{rs})_t = L_{sr} * \begin{pmatrix} \cos (\theta_r) & \cos (\theta_r + 120^\circ) & \cos (\theta_r - 120^\circ) \\ \cos (\theta_r - 120^\circ) & \cos (\theta_r) & \cos (\theta_r + 120^\circ) \\ \cos (\theta_r + 120^\circ) & \cos (\theta_r - 120^\circ) & \cos (\theta_r) \end{pmatrix} \quad (3-11)$$

Por fim realiza-se a passagem do circuito rotórico para o estatórico, ou vice-versa, para isso utiliza-se os valores da quantidade de espiras em cada um dos respectivos enrolamentos, a relação é indicada na equação (3-12), lembrando que existe a inversão dos parâmetros dependendo do circuito de origem e do destino, sempre o destino no numerador e a origem no denominador.

$$k = \frac{W_s}{W_r} \quad (3-12)$$

No caso ideal estudado a relação entre espiras é idêntica, isto significa que as grandezas de tensão no rotor serão absolutamente as mesmas quando passadas ao circuito do estator, também pode-se simplificar que as indutâncias mútuas do rotor são iguais as indutâncias do rotor, tanto a principal quanto a mútua dos enrolamentos, nos deixando para reescrever as equações do início apenas com a indutância mútua entre rotor e estator para se calcular.

$$L_{SR} = k * L_{sr} = \frac{W_s}{W_r} * \frac{W_s * W_r}{\mathcal{R}_l} = \frac{W_s^2}{\mathcal{R}_l} = L_{ls} \quad (3-13)$$

Por fim, as equações de tensão podem ser reescritas retirando o fluxo concatenado e substituindo pelos parâmetros calculados para o circuito equivalente do rotor no estator.

$$[u_{ABCs}] = [R_s] * [i_{ABCs}] + [L_{ss}] * \frac{d[i_{ABCs}]}{dt} * \frac{d\{[L_{SR}] * [i_{ABCR}]\}}{dt} \quad (3-14)$$

$$[u_{ABCR}] = [R_R] * [i_{ABCR}] + [L_{RR}] * \frac{d[i_{ABCR}]}{dt} * \frac{d\{[L_{SR}]_t * [i_{ABCs}]\}}{dt} \quad (3-15)$$

Com essa definição final a modelagem elétrica está completa, porém a máquina realiza conversão de energia mecânica em energia elétrica e vice-versa, desta maneira as grandezas mecânicas devem ser modeladas também, pode-se iniciar esta análise através da equação genérica para o Torque no eixo da máquina:

$$T_e = \frac{1}{2} * p[i_{ABCABC}]_t * \frac{d[L_{ABCABC}]}{d\theta_r} * [i_{ABCABC}] \quad (3-16)$$

Neste caso convém utilizar a relação entre correntes e fluxo magnético para simplificar as equações e tentar definir o Torque com o menor número de parâmetros possível.

$$T_e = \frac{1}{2} * p[\Psi_{ABCABC}]_t * [L]_t^{-1} * \frac{d[L_{ABCABC}]}{d\theta_r} * [L]^{-1} * [\Psi_{ABCABC}] \quad (3-17)$$

$$T_e = -\frac{1}{2} * p[\Psi_{ABCABC}]_t * \frac{d[L_{ABCABC}]^{-1}}{d\theta_r} * [\Psi_{ABCABC}]$$

3.2. Modos de Falha em Geradores de Indução

Esta seção é destinada a um contexto prático de falhas, descrevendo as mais diversas falhas e fatores que podem intensificar a chance de falha de um acessório ou do gerador como um todo, um exemplo foi comentado por Bebbars et al. (2022):

“Geradores de indução duplamente alimentados operam usualmente em ambientes difíceis onde eles estão sujeitos a estresses elétricos e mecânicos extremos. Esses estresses podem ser explicados pelo fato de que o circuito do estator está diretamente conectado à rede que por sua vez sofre com quedas de tensão e flutuações. No circuito rotórico a utilização de conversor *back-to-back* aumenta o estresse térmico e elétrico nos enrolamentos devido ao efeito do acelerado chaveamento do conversor e as harmônicas de alta ordem geradas no processo. Falhas elétricas internas frequentemente começam com a degradação das isolações, alguns enrolamentos podem ser considerados estando curto circuitados, agindo como uma bobina separada dentro do enrolamento do gerador com uma corrente muito alta passando por ele, criando um ponto quente.”

Analogamente, os geradores de indução ligados a topologia Full-Converter possuem controle através de Pulse Width Modulation (PWM), que da mesma maneira geram frentes de ondas que resultam em picos de tensão e estressam não os enrolamentos do rotor, mas sim do estator.

Na Figura 3.5 está a árvore de falhas de geradores e quais são seus principais contribuintes; em estudo realizado por Bebbars et al. (2022) as maiores falhas são dos rolamentos com 40% das falhas, seguindo de falhas no estator com 38%, falhas no rotor com 10% e em componentes acessórios 12%, o detalhamento de cada uma

das falhas apresentadas na árvore será realizado para compreensão sobre o diagnóstico de falhas.

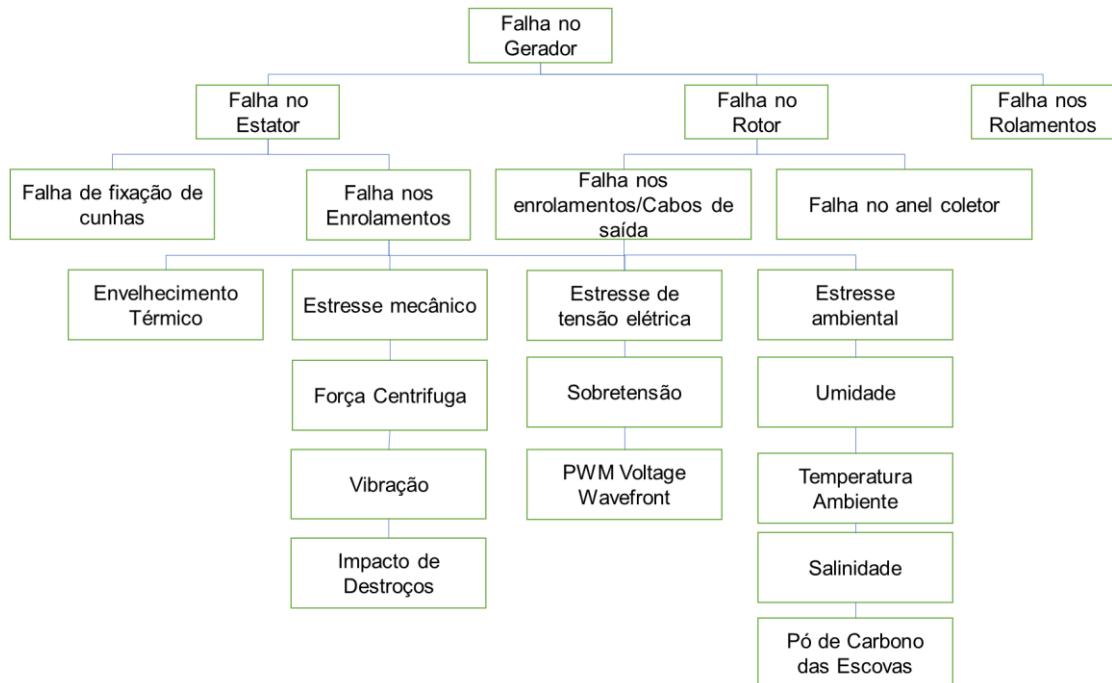


Figura 3.5 Árvore de falhas em geradores

Fonte: Adaptado de Shipurkar, 2015

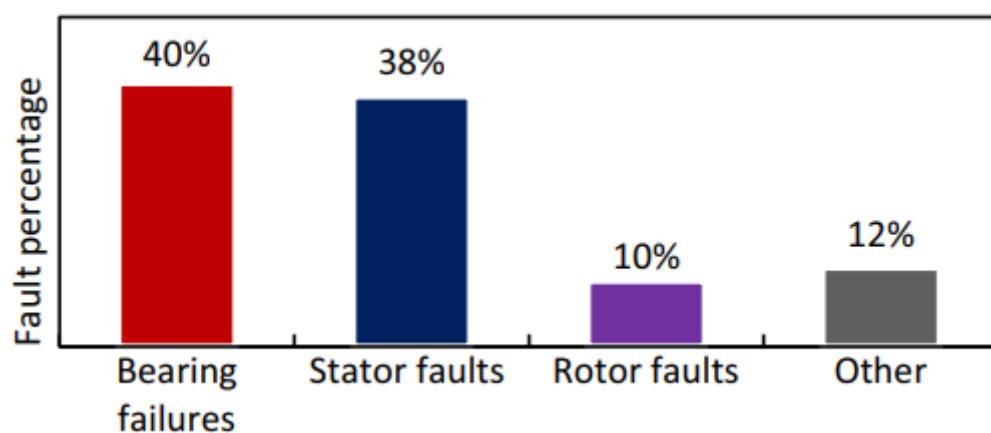


Figura 3.6 Problemas mais comuns encontrados em DFIGs

Fonte: Bebbars et al. 2022

Os principais contribuintes para falhas em geradores acabam sendo correlatos para todos os seus componentes, o equipamento possui sempre uma classe de isolação para seus enrolamentos, e essa isolação se deteriora na presença de detritos, poeira, temperaturas fora da especificação, além disso, o local onde o gerador está instalado pode necessitar de precauções extras para seu funcionamento adequado, muitos dos aerogeradores, por exemplo, estão localizados em locais próximos ao litoral, por sua altura acentuada, os equipamentos ficam dentro de zonas que sofrem com efeitos de salinidade. No Brasil, os aerogeradores, em sua maioria, estão na região nordeste onde é tipicamente quente, segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), com temperaturas médias acima de 25°C, durante a operação da máquina o sistema de refrigeração precisa ser eficiente para que esse fator não leve a desgastes prematuros dos componentes do aerogerador.

3.2.1. Falhas em rolamentos

Falhas de rolamento são amplamente estudadas e existem diversos tipos de falhas estudadas por diversos grandes fabricantes do mercado, segundo a SKF (2017), em 1995 a fundação International Organization for Standardization (ISO) formou um grupo de trabalho para definir padrões e terminologia para os danos em rolamentos, a norma foi finalmente publicada em 2004 com o número 15243. A Figura 3.7 apresenta o método de classificação de falhas da SKF que foi adaptado da norma supracitada.

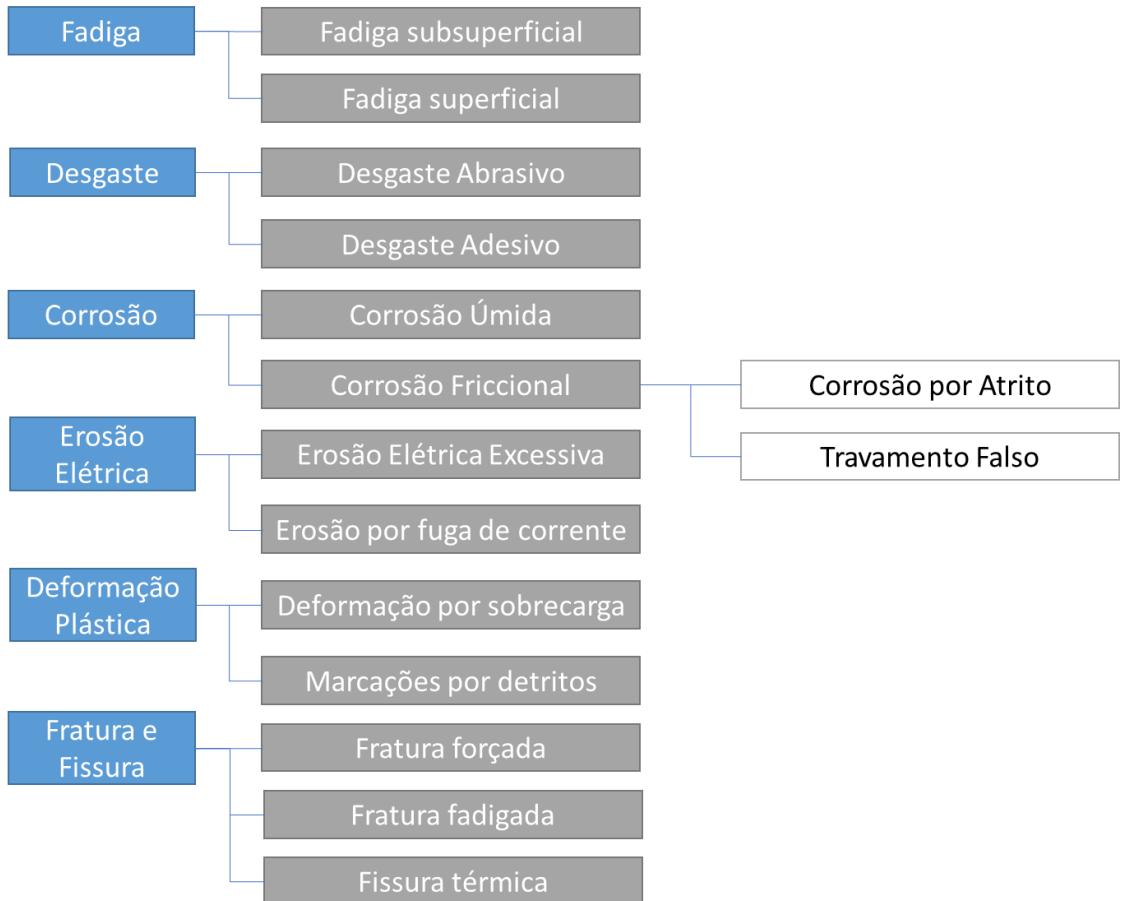


Figura 3.7 Classificação de falhas em rolamentos segundo diagrama SKF.

Fonte: adaptado SKF apud ISO 15243:2004

Pela ISO 15243:2004 são 14 modos de classificação para falhas em rolamentos, a abordagem aqui se limitará a descrever apenas superficialmente as falhas, dando ênfase as causas raiz que realmente podem ser identificadas através das análises de assinatura elétrica, o descritivo completo das falhas pode ser encontrado na própria norma e nos documentos, SKF (2017), NSK (2023), TIMKEN (2023), todos fabricantes de rolamentos.

3.2.1.1. Falhas por fadiga

Existem dois tipos de falha por fadiga, a falha subsuperficial e a superficial, a primeira pode ser causada por variações dos ciclos de carga dos rolamentos, fraturas internas as pistas do rolamento, mudanças estruturais causadas por ciclos de estresse

repetitivos, usualmente essas falhas estão internas as estruturas dos rolamentos e não alteram seu funcionamento até que haja o lascamento ou fratura da pista interna, nesse momento a falta começa a dar sinais de aumento de temperatura, a vibrar e a causar imperfeições no espaçamento de ar constante entre o rotor e estator, ou seja, a partir deste momento que a falha começa a ser notada através dos sistemas de monitoramento de condições. A segunda é causada pelo contato das imperfeições (superfícies ásperas) das pistas diretamente com os rolamentos, isso se deve principalmente, por falhas de lubrificação, seja por lubrificação inadequada ou falta de lubrificação, quando os ciclos de operação alcançam cargas e força friccional suficiente isso resulta na fratura das pistas, e da mesma maneira que o primeiro caso, a presença de fraturas e lascamento que começam a evoluir com o tempo. Exemplos desse modo de falha pode ser observado nas Figura 3.8 e Figura 3.9.

Como se pode observar, para falhas por fadiga as causas raiz não podem ser monitoradas através de mudanças elétricas, pois seus efeitos no geral não afetam as interações do gerador até que já exista um dano ao rolamento, para esse caso um monitoramento através da temperatura é mais eficiente, pois um esforço friccional maior resulta diretamente em maiores perdas energéticas através de aquecimento, ruídos e vibração.

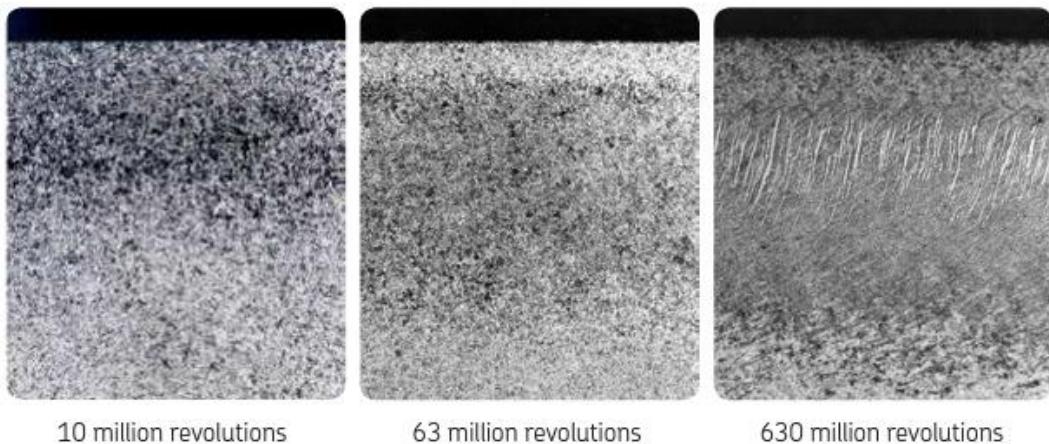


Figura 3.8 Observação da fadiga iniciada na subsuperfície da pista interna de um rolamento conforme os ciclos de operação.

Fonte: SKF (2017)

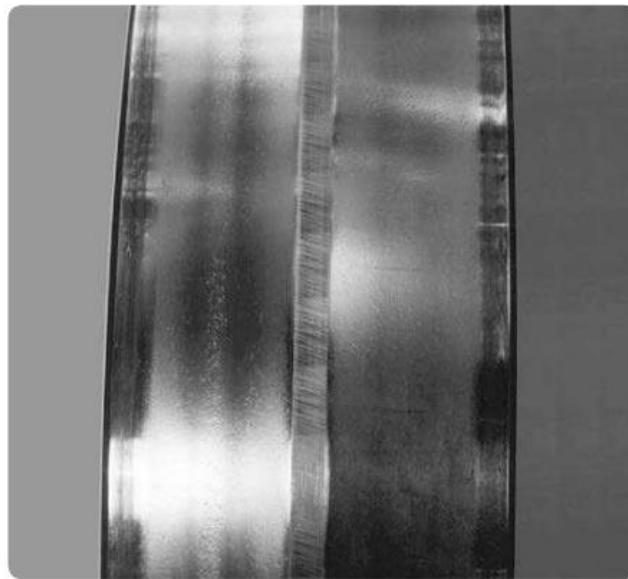


Figura 3.9 Micro lascamento na pista interna de um rolamento.

Fonte: SKF (2017)

3.2.1.2. Falhas por desgaste

Falhas por desgaste são ocasionadas devido a interação do atrito deslizante na superfície da pista, elementos rolantes, bolsos das gaiolas, extremidade dos rolos, face da nervura, o desgaste é definido como abrasivo quando o atrito ocorre na presença de partículas duras, devido ao desprendimento de material do rolamento esse pode entrar como partícula adicional no processo de desgaste assim agindo como contribuinte para progredir e aumentar a interação até a falha do equipamento.

Por outro lado, o desgaste se diz adesivo quando as duas superfícies envolvidas trocam material entre si por atrito friccional, durante o processo é comum ocorrer o tratamento térmico local resultando em estresse devido a nova tempera realizada, quando as duas superfícies colam entre si o esforço para separar as duas pode resultar no desprendimento de material, consequentemente a criação de fissuras e lascas.

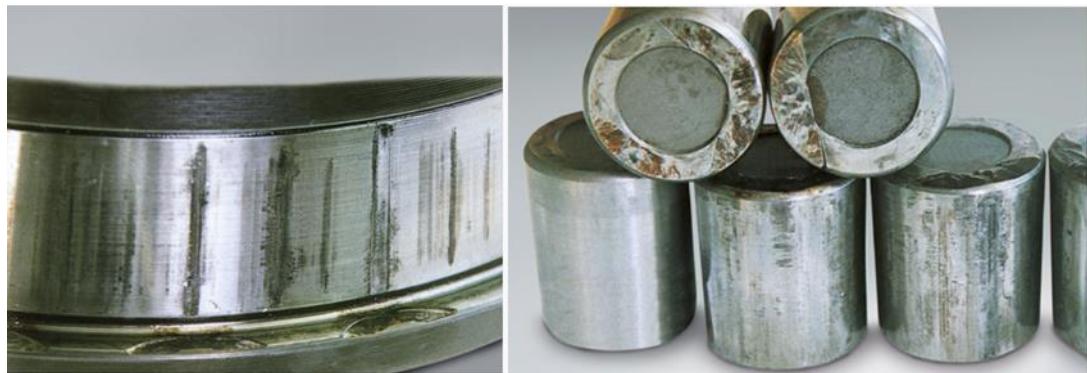


Figura 3.10 Danos em rolamentos causados por desgaste. A esquerda: Abrasivo, a direita: Adesivo

Fonte: NSK, 2023

3.2.1.3. Falhas por corrosão

Sistemas com erros de montagem ou com falhas de vedação estão propensos a sofrer com a ação de umidade, água e contaminantes agressivos que podem estar presentes no ambiente do equipamento, os lubrificantes aplicados no rolamento possuem a função de criar uma camada de proteção, porém a ação constante desses contaminantes superam essas camadas e começam a formar ferrugem. O aspecto da presença de corrosão usualmente são camadas marrom avermelhadas ou pretas que surgem na superfície dos elementos do rolamento, um exemplo está apresentado na Figura 3.11.

A presença de corrosão leva a vibração, futuramente desgaste, após folgas e perda de pré-carga, em casos extremos pode resultar em um início de fadiga que leva a perca do rolamento.



Figura 3.11 Corrosão na interface do rolamento com o eixo

Fonte: Adaptado de BPB

3.2.1.4. Falhas por erosão elétrica

Erosão elétrica ocorre quando existe a passagem de corrente excessiva da pista externa em direção a pista interna passando pelos elementos rolantes como condutores, como os elementos estão em movimento e são redondos a área de contato do elemento com a pista é pequena, desta maneira a densidade de corrente acaba se tornando muito alta, sendo suficiente para causar um centelhamento durante a interação com a pista interna que resulta em aquecimento, esse por sua vez pode fundir os metais do elemento rolante com a pista, causando o dano/lascamento da pista, a interação com a corrente está bem apresentada na Figura 3.12.

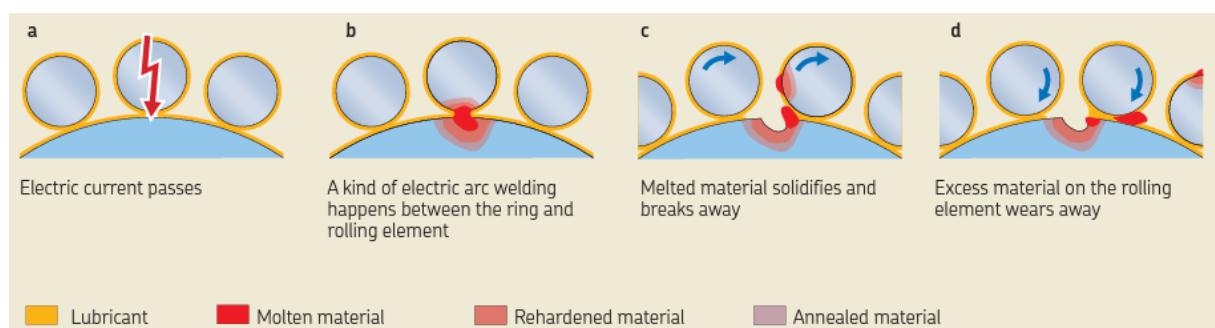


Figura 3.12 Etapas para ocorrência de erosão elétrica em um rolamento.

Fonte: SKF, 2017

Quando a intensidade da corrente é baixa esse modo de falha se repete, porém em menor escala, resultando em pequenas marcações em toda a extensão da pista e riscos nos elementos rolantes, usualmente essas correntes baixas aparecem de fugas de corrente que deveriam estar indo para a terra, mas estão encontrando caminhos de menor resistência através dos rolamentos.

3.2.1.5. Falhas por deformação plástica

As falhas por deformação plástica ocorrem devido a sobrecargas estáticas, cargas críticas e uso impróprio, todos esses danos são semelhantes e por isso são categorizados dessa maneira, algum dos elementos do rolamento na presença dessas situações são deformados, conforme exemplo da Figura 3.13.

As deformações plásticas também ocorrem na presença de contaminantes sólidos, esses mesmos que não sejam duros, se depositam nas pistas e criam marcações, essas criam uma interface que evita o contato do rolamento com a área completa da pista, se concentrando apenas no ponto da marca, o que com o tempo começa a evoluir para lascar um pedaço da superfície ao redor da marca.

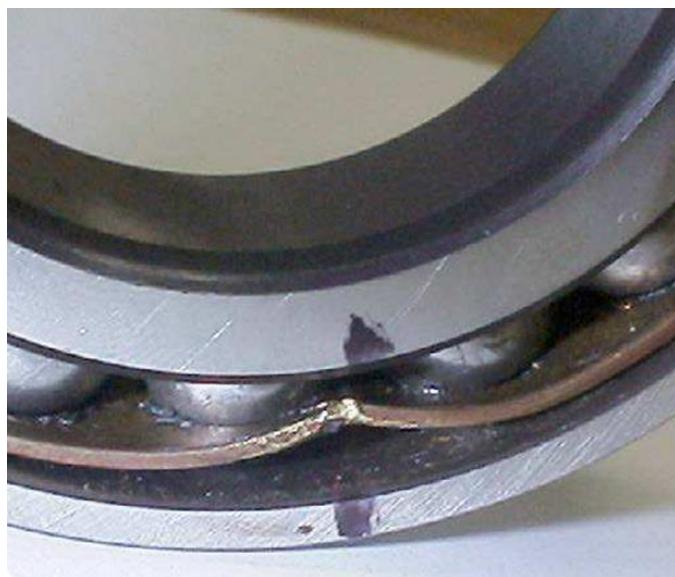


Figura 3.13 Deformação plástica na gaiola de um rolamento resultado de mau uso durante montagem.

Fonte: SKF, 2017

3.2.1.6. Falhas por fratura e fissuras

As fraturas e fissuras podem ocorrer por 3 motivos distintos, basicamente todos são resultados de ultrapassagens dos limites dos materiais aplicados nos rolamentos, a grandeza que é superada dá nome a falha, por exemplo, fraturas forçadas são devidas a forças de tensão que excedem a tensão especificada do material, fraturas por fadiga acontecem quando a força de fadiga de um material é superada por ciclos repetitivos de deformações no material, esses ciclos repetitivos criam uma fissura que se propaga até evoluir para uma fratura. As fraturas podem ser causadas ainda por estresse térmico quando o material está sujeito a cargas substanciais, nesses casos as fraturas começam a surgir de maneira perpendicular ao escorregamento que gera o calor friccional.

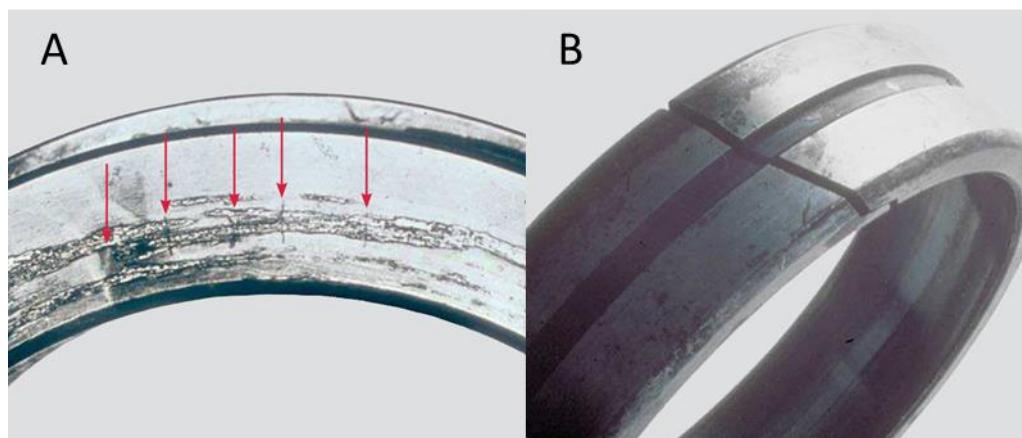


Figura 3.14 Exemplos de fraturas em rolamentos A: fraturas térmicas B: Fraturas por fadiga

Fonte: Adaptado SKF, 2017

3.2.2. Falhas no Estator

3.2.2.1. Falhas de cunhas

As cunhas das bobinas do estator são utilizadas para garantir a correta fixação do bobinado, evitando mobilidade do bobinado, garantindo a isolamento e evitando contato com outras partes condutoras, comumente as cunhas podem ser de fibra de

vidro ou material magnético, ambos com resina epóxi, a utilização de material magnético se deve ao aumento da eficiência e do fator de potência da máquina em comparação a de fibra de vidro, exercendo assim função como parte do circuito magnético do estator. As cunhas magnéticas possuem maior propensão para falha pois participam ativamente do circuito magnético do gerador e assim ficam sujeitas a forças eletromecânicas induzidas, aliado a condições de vibração e temperatura estressantes no material isolante, começasse a afrouxar a fixação das cunhas, estas começam a vibrar com maior intensidade até que se desgastam, quebram e desintegram ao entrar em contato com o rotor em operação. (2013 9th IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED) (2013))

O impacto resultante da falta de cunhas é justamente queda na eficiência do gerador e pontos quentes nas extremidades do núcleo onde está faltando a cunha, no caso de diversas cunhas estarem faltando é possível existir a movimentação dos enrolamentos do estator, essas pequenas consequências podem gerar maior propensão a descargas parciais próximos aos enrolamentos, que por sua vez irá degradar mais e mais os isolamentos até que ocorra um curto-círcito no local. (2013 9th IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED) (2013))

Importante denotar que falhas de cunha em estatores que possuem como consequência o aumento de descargas parciais comumente são associadas a máquinas de média e alta tensão, para os geradores de indução comentados, apesar do modo de falha ser presente e deixar o bobinado exposto, dificilmente sofrem essas descargas, ainda sim, é um tipo de falha que pode ser identificado através das análises de assinaturas elétricas, e que é interessante de se identificar para se precaver contra detritos, contaminação e acúmulo de umidade, caso a máquina fique parada por longos períodos.

3.2.2.2. Falhas nos enrolamentos

No estator outro item de falha se apresenta na isolação dos bobinados resultando em fases abertas e curtos-circuitos, esses por sua vez podem ser entre

espiras, entre duas fases, entre uma fase e a terra, quando o curto existe entre espiras muitos fabricantes acreditam que existe um tempo grande até que se chegue à falha, ou seja, identificando a presença do curto entre espiras ganha-se tempo de tomada de ações e planejamento. (Bebbars, 2022)

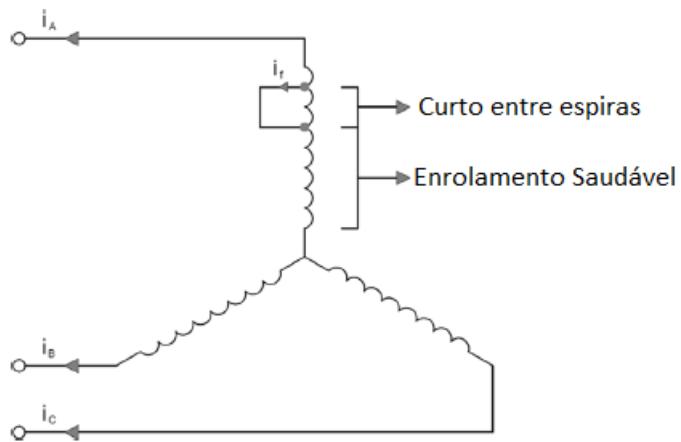


Figura 3.15 Representação dos enrolamentos do estator ou rotor com a presença de um curto-circuito entre espiras do mesmo enrolamento.

Fonte: Bebbars, 2022

Esse tipo de falha pode ser intensificado na presença de frentes de onda muito rápidas, sua origem em aerogeradores está relacionada principalmente com a presença do conversor nas máquinas, no caso do estator, os conversores Full Converter operacionalizados com PWM, podem gerar picos de tensão nas junções entre cabos e enrolamentos do gerador que estressam sua isolamento. (Shipurkar, 2015)

3.2.3. Falhas no Rotor

3.2.3.1. Falhas no anel coletor

O anel coletor de um gerador exerce a função de transmitir a corrente de um equipamento rotativo para um estático, o conjunto do anel coletor é formado pelas escovas de carbono e seu porta escovas, os cabos de saída do rotor e suas conexões, os anéis condutores e a isolamento entre os anéis.

“A superfície de contato condutora pode causar diversas falhas, como descargas elétricas, aquecimento pontual, ruído anormal, mudanças nas quantidades elétricas e muitas outras...” (Ma et al., 2017)

Ma (2017) pontua que o desgaste da superfície de contato prejudica a interação entre a escova de carbono e a superfície condutora do anel deslizante, se existe acumulo de grafite na superfície condutora, ou aumento de rugosidade, existe uma diminuição da área de interação entre as escovas e o anel, o que pode causar um aumento da densidade de corrente e aumento da temperatura de operação do anel, além disso, existe uma alteração friccional do anel com as escovas, o que pode resultar em desgaste excessivo se não tratado da maneira certa.

“Os anéis coletores também são afetados pelos dispositivos eletrônicos de potência. Os picos de tensão gerados podem causar abertura de arcos entre os anéis condutores.” (Shipurkar, 2015)

Nos geradores duplamente alimentados temos a influência do conversor back-to-back, que também impacta nas interações dos anéis coletores devido a seus picos de tensão, a abertura de arcos entre pistas pode resultar em danos aos porta escovas, a isolação do anel coletor, e finalmente chegar a um curto-circuito entre fases do rotor.

“Outra razão de falha nos anéis coletores poderia ser a degradação da isolamento por estresse térmico de repetidos aquecimentos e resfriamentos durante sua operação.” (Shipurkar, 2015)

A manutenção dos anéis coletores é essencial para garantir que a temperatura de serviço do anel fique dentro de valores esperados e na presença de eventuais sobrecargas ou picos de tensão, os efeitos possam ser controlados, além disso a manutenção garante a limpeza correta das pistas dos condutores, além da substituição das escovas gastas, verificação da pressão de molas das escovas, entre outras medidas que garantem o funcionamento do conjunto do anel coletor por mais tempo.

3.2.3.2. Falhas nos enrolamentos

O mesmo modo de falha anteriormente apresentado para os enrolamentos do estator também ocorrem para máquinas com rotor bobinado, em que as fases do rotor precisam ser isoladas, além dos fios empilhados, assim é comum também existirem curtos entre espiras de uma mesma fase com as consequências semelhantes aos enrolamentos do estator, um dos contribuintes para esse tipo de falha em Doubly Fed Induction Generator (DFIGs) é a presença do conversor Back-to-Back que devido ao chaveamento dos Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBTs) resultam em picos de tensão frequentes além da geração de diversos harmônicos, ambos são tratados através de filtros que reduzem seus impactos, porém não o suficiente para eliminar sua influência como aponta Bebbars(2022).

Para as máquinas com rotor curto circuitado em que todos os enrolamentos estão unidos, e não existe uma preocupação tão grande com a complexidade da isolação entre os enrolamentos, é comum devido as rotações em alta velocidade, a presença de força centrífuga nas barras que em suas extremidades podem resultar em enrolamentos com fissuras e quebras, as barras rompidas, uma vez soltas podem eventualmente ser ejetadas de sua acomodação e causar danos físicos ao isolamento do estator, propiciando danos que geram os curtos circuitos que gerarão necessidade de grandes reparos dos mesmos. Os danos aos barramentos do rotor, também podem ocorrer em regiões frágeis da ligação de fechamento do rotor, muitas máquinas compactas possuem essa ligação com dobras nos barramentos de cobre que não estão preparados para alterações de temperatura operacional bruscas além de ciclos intermitentes e parada e reinicio a depender das condições do vento, o que propiciam e facilitam com que os esforços já concentrados nessa posição rompam o material gerando arcos elétricos que danificam o equipamento.

Para qualquer máquina de geração o rotor pode sofrer com desalinhamentos do eixo e desbalanço, esses geram vibrações, maior desgaste dos elementos mecânicos do gerador, além do risco do núcleo do rotor se aproximar e começar a tocar no estator até danificá-lo.

3.3. Tratamento e Análise de Sinais

Para analisar e interpretar os sinais coletados através dos sensores instalados no aerogerador pode-se utilizar ferramentas de processamento e análise de dados para filtrar as informações mais importantes e coerentes, algumas dessas ferramentas são as transformadas rápidas de Fourier (FFT), Transformada Wavelet e análise harmônica de sinais, este capítulo tratará de cada uma dessas ferramentas para análise de dados de forma a dar subsídio para as análises que serão realizadas mais à frente.

3.3.1. Transformada Rápida de Fourier (FFT)

A transformada de Fourier é ferramenta matemática com o objetivo de alterar uma função dependente do tempo para se tornar dependente da frequência, desta forma a interpretação do sinal como um todo é realizada de maneira mais simples e robusta, a chamada FFT, representa o conjunto de algoritmos utilizados para realizar a transformada de Fourier de maneira mais eficiente e rápida em relação ao processamento dos sinais.

Na Figura 3.16 está apresentado um exemplo de aplicação da transformada de Fourier para um sinal periódico perfeito que é resultado da soma de 3 sinais periódicos perfeitos com frequências diferentes, o resultado da transformada apresenta a intensidade de cada sinal nas frequências de cada um deles.

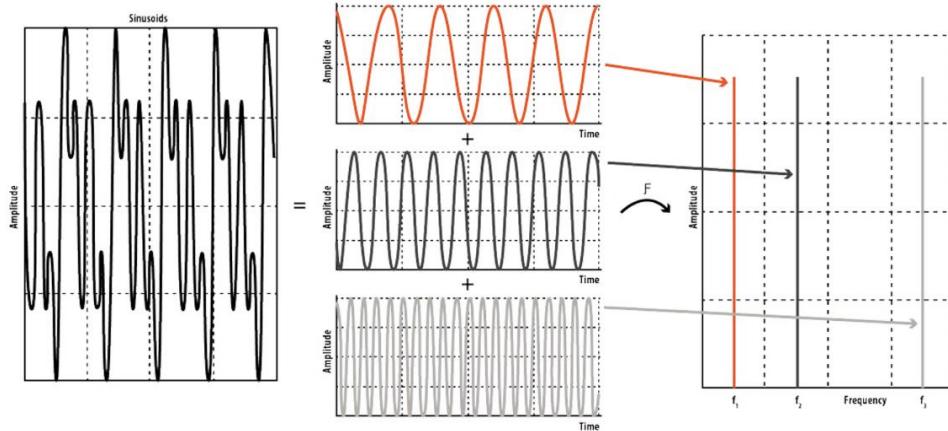


Figura 3.16 Sinais periódicos com diferentes frequências na transição para um espectro após aplicação da transformada de Fourier.

Fonte: GJELSTRUP, 2021

O conceito por trás da transformada de Fourier vem da observação de Joseph Fourier de que atendidas algumas regras toda função poderia ser representada pelo somatório de várias ondas senoidais, cada uma com sua própria amplitude de sinal, desta forma, a transformada observando este aspecto realiza a observação do espectro de todas as ondas que compõem um sinal focando em sua amplitude e frequência. A série de Fourier pode ser genericamente escrita como na equação (3-18) para uma função com período equivalente a $2L$.

$$f(x) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \left(a_n \cos \frac{n\pi x}{L} + b_n \sin \frac{n\pi x}{L} \right) \quad (3-18)$$

As condições que a definem como série de Fourier e que devem ser atendidas estão definidas abaixo:

- A função deverá convergir para todos os valores de x , neste caso, se a função convergir para todos os valores no intervalo $-\pi \leq x \leq \pi$, a condição está atendida;
- O coeficiente a_n é representado pela equação:

$$a_n = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{+\pi} f(x) * \cos(nx) * dx \quad (n \geq 0) \quad (3-19)$$

- O coeficiente b_n é representado pela equação:

$$b_n = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{+\pi} f(x) * \sin(nx) * dx \quad (n > 0) \quad (3-20)$$

A transformada de Fourier por outro lado pode ser genericamente escrita pela equação (3-21), nessa condição a transformada advém da série de Fourier em sua forma exponencial, o desenvolvimento matemático completo pode ser encontrado na referência UNESP, 2023.

$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(t) * e^{-i\omega t} * dt \quad (3-21)$$

Para obtermos o resultado da transformada de Fourier é necessário que a função seja finita, ou seja, precisamos que a função exista apenas em um intervalo de tempo definido e que seja representada por 0 nos intervalos restantes.

Para os sinais elétricos trabalhados temos a mescla de infinitas fontes de ruído o que não permite uma visualização clara como o exemplo da Figura 3.16, porém em qualquer caso para analisar falhas, suas frequências de ocorrência são conhecidas, e a partir do momento que se tornam expressivas começam a se destacar com maior intensidade em relação aos sinais restantes, também é importante definir que a análise espectral é realizada em intervalos de tempo definidos para atender ao critério definido para aplicação da transformada de Fourier.

3.3.2. Transformadas Wavelet

“As transformadas de Wavelets podem ser vistas como mecanismos para decompor ou quebrar sinais nas suas partes constituintes, permitindo analisar os

dados em diferentes domínios de frequências com resolução de cada componente amarrada à sua escala." (Lima, 2022)

São dois os parâmetros para se definir uma Wavelet, a escala e a posição, a primeira diz respeito ao quanto a wavelet será achatada ou ampla, quanto mais achatada uma wavelet mais fácil ela permitirá coletar os sinais de alta frequência de um sinal, da mesma maneira quanto mais ampla for uma wavelet mais fácil será coletar os sinais de baixa frequência de um sinal, a Figura 3.17 demonstra um exemplo, o sinal S possui duas frequências diferentes bem definidas, na primeira metade a frequência é baixa, já na segunda metade a frequência é mediana, então passam-se 6 wavelets diferentes para observar qual seu resultado, o gráfico a₅ representa uma wavelet ampla, é possível notar que o sinal de frequência baixa original foi inteiramente identificado, enquanto que o sinal de alta frequência foi completamente ignorado, não foi possível identificá-lo, conforme os fatores de escala vão aumentando, a wavelet vai se estreitando e o sinal de baixa frequência começa a desaparecer, enquanto que o de alta frequência começa a aparecer em algumas componentes em d₅ e d₄, passando ainda mais desta escalar é possível observar que o sinal durante as altas frequências possui muitas componentes de alta frequência que está sendo possível de coletar, até que para o último caso, d₁, é deixado de se coletar os sinais de baixa e média frequência, enquanto foi coletado apenas o momento de transição entre os sinais que foi extremamente abrupto.

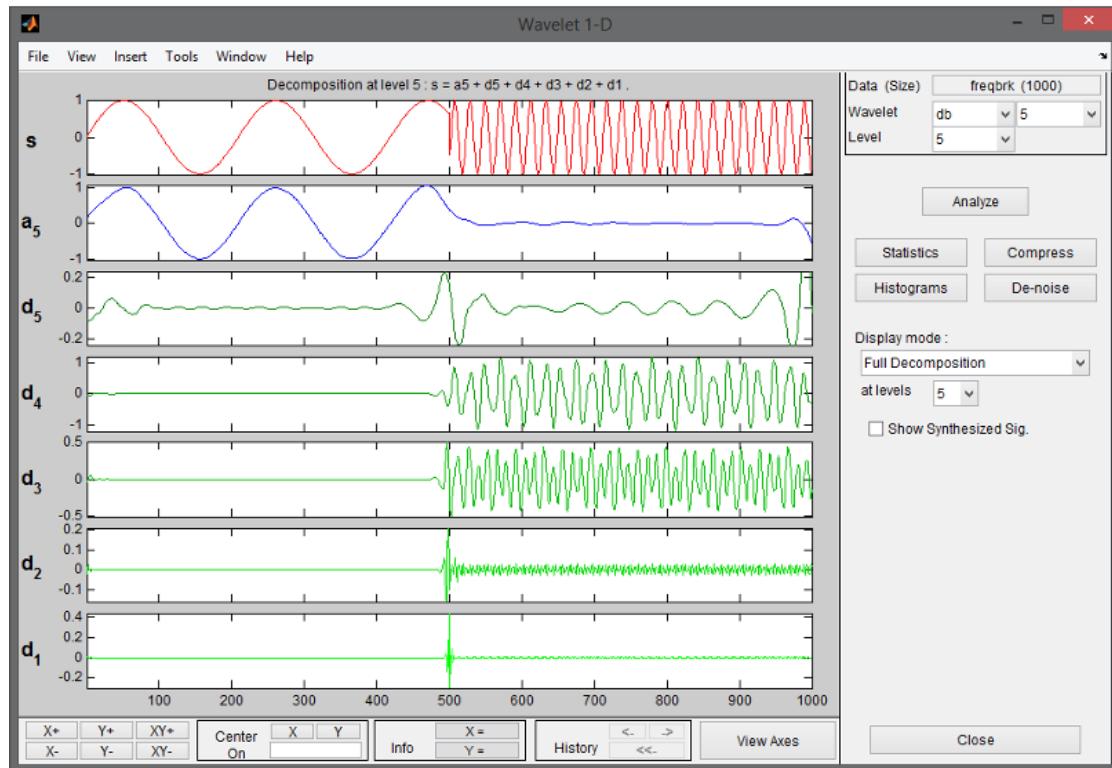


Figura 3.17 Modelo exemplo do Matlab para a aplicação de diversas wavelets com fatores de escala progressivos aplicados a um sinal S

Fonte: Oliveira e Vieira, apud Mathworks

Conforme apresentado a Wavelet é uma ferramenta que filtra os sinais, permitindo enxergar padrões no sinal de tempo em frequências de interesse, são diversas as famílias de Wavelets que podem ser utilizadas, alguns exemplos estão na Figura 3.18.

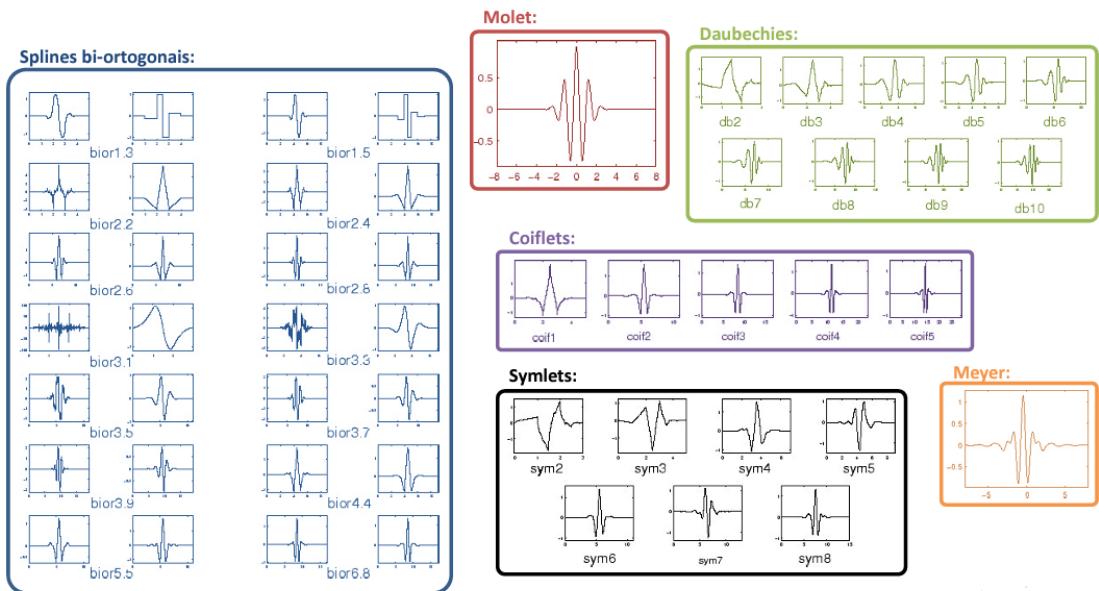


Figura 3.18 Famílias de Wavelets encontradas no Matlab

Fonte: Oliveira e Vieira, apud Mathworks

3.4. Assinatura Elétrica de Geradores

São várias as formas de se analisar as falhas em máquinas elétricas, durante o trabalho já foi mostrado como modelar matematicamente casos ideais através do modelo centralizado com coordenadas fasoriais, o estudo a seguir demonstrará variadas técnicas de localização e identificação de falhas já utilizadas, como funcionam e como fazem para avaliar a criticidade de uma falha, alguns dos métodos utilizaram das técnicas de tratamento de sinais discorridas no item 2.3.

3.4.1. Falhas no Estator

3.4.1.1. Abordagens com Vetor de Park

O vetor de Park trata da mudança de coordenadas dos sinais de tensão e corrente, saindo das 3 variáveis, uma por fase, para um sistema em que as correntes são representadas por duas componentes, uma direta e uma de quadratura, a transição para esse sistema pode ser realizada através das equações (3-22) e (3-23):

$$i_d = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * i_A - \frac{1}{\sqrt{6}} * i_B - \frac{1}{\sqrt{6}} i_C \quad (3-22)$$

$$i_q = \frac{1}{\sqrt{2}} * i_B - \frac{1}{\sqrt{2}} * i_C \quad (3-23)$$

Para um sistema balanceado Cruz e Cardoso (2001) resumem as duas variáveis da maneira a seguir:

“Considere um motor saudável, síncrono ou assíncrono, alimentado por uma fonte de tensão perfeitamente simétrica. Em condições ideais, o fornecimento de corrente do motor contém apenas um componente de sequência positiva, resultando em um módulo de corrente do Vector de Park constante. Nessas condições, a assinatura EPVA será livre de qualquer componente espectral.” (Cruz e Cardoso, 2001)

Considerando que o vetor para um sistema simétrico estará平衡ado, as equações para correntes de sequência positiva como apontado por Cruz e Cardoso (2001) são:

$$i_d = -\frac{\sqrt{6}}{2} i_+ * \sin(\omega * t) \quad (3-24)$$

$$i_q = -\frac{\sqrt{6}}{2} i_+ * \sin(\omega * t - \frac{\pi}{2}) \quad (3-25)$$

Em condições ideias o módulo de corrente do Vetor de Park formará um círculo perfeito no sistema de coordenadas D-Q a partir das equações (3-24) e (3-25) , conforme Figura 3.19. Para os casos em que existam assimetrias entre as correntes de fase do estator, o desenho se transforma em uma elipse que começa a rotacionar com ângulo ϕ a partir do eixo direto como apresentado na Figura 3.20, essa rotação também vem com um aumento do tamanho do diâmetro maior da elipse, bem como a diminuição do diâmetro menor.

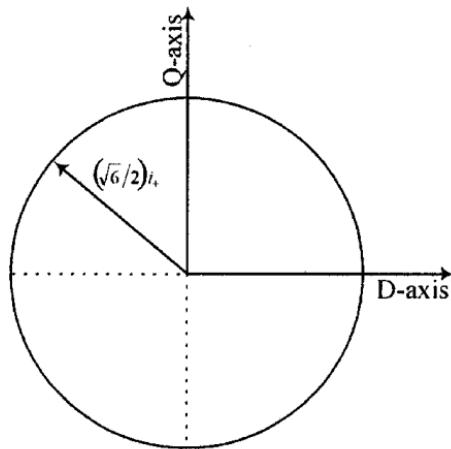


Figura 3.19 Corrente Vetor de Park em uma condição ideal.

Fonte: Cruz e Cardoso, 2001

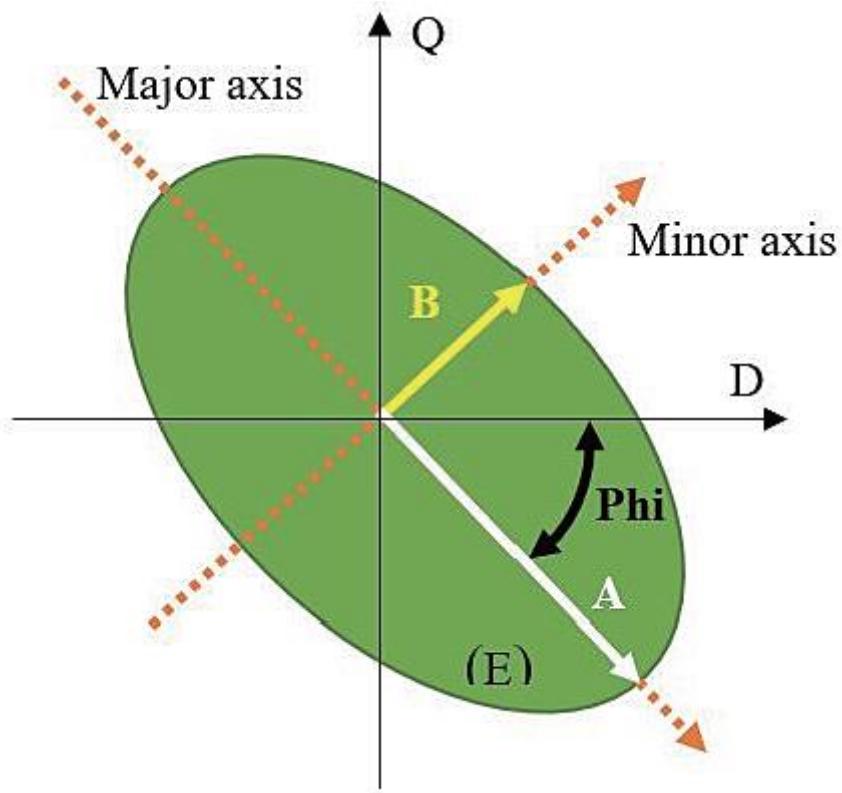


Figura 3.20 Representação de correntes assimétricas no Vetor de Park com seus parâmetros.

Fonte: Bilal et al., 2022

O comportamento da corrente do estator é deformado em relação ao ideal, essa deformação pode ser definida pelo fator Distorção Harmônica Total (THD), na presença dos curtos-circuitos entre espiras o fator THD também sofrerá uma intensificação expressiva, como comprovado por Bilal et al. (2021). Assim além dos

fatores de amplitude das correntes direta e de quadratura, ângulo de rotação ϕ , a THD esperada também pode ser utilizada para identificar a existência dos curtos-circuitos entre espiras.

$$THD_i(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (3-26)$$

, com I_h sendo a raiz média quadrada da magnitude correspondente a harmônica de ordem h e I_1 a primeira harmônica. (Bilal et al., 2021)

O método proposto busca através das equações modeladas com as características construtivas do gerador identificar quais seriam os valores característicos das correntes no Vetor de Park para diversas quantidades diferentes de espiras curto circuitadas, assim com os parâmetros para cada taxa de curto-circuito definida é possível com a medição das correntes de cada uma das fases definir se os enrolamentos estão com falha ou não.

Além do comparativo entre as distorções que ocorrem no sinal do tempo, e no Vetor de Park para corrente, outra maneira de avaliar esse tipo de falha é através do espectro da corrente de Park, segundo Cruz e Cardoso (2001), o espectro equivalente a duas vezes a frequência fundamental é indicativo da presença desse tipo de falha por fase, embora já exista uma componente natural devido aos aspectos construtivos não simétricos, quando a presença de um curto circuito entre espiras está presente o espectro é ampliado em intensidade de sinal de acordo com a quantidade de espiras em curto.

3.4.1.2. Análise de corrente de sequência negativa

Essa metodologia proposta por Kato, Inoue e Yoshida (2014) propõe além de detectar faltas nos enrolamentos, analisar falhas presentes em mais de um enrolamento simultaneamente, lembrando que os curtos estão nas espiras de suas próprias fases de forma independente, e não entre os enrolamentos das fases. As modelagens para assimetrias podem ser resolvidas, porém não são efetivas para curtos presentes em dois enrolamentos simultaneamente, diante desse desafio, o

estudo propôs realizar uma análise numérica ou analítica do problema e uma vez a simulação dos comportamentos definidas, a aplicação do Vetor de Park para cálculo das admitâncias de assimetria, o Vetor de Park é calculado para a tensão de sequência positiva do estator e para a corrente de sequência negativa resultante da assimetria entre os enrolamentos, uma vez identificados os valores foi proposto a simulação das faltas e medição dos seus respectivos níveis de admitância complexos, com isso se obteve o mapeamento de falhas da Figura 3.21, que para qualquer tipo de assimetrias entre fases analisando as fases duas a duas está representado na figura. O método demonstrou como única limitação o caso em que existam os curtos-circuitos entre a mesma quantidade de espiras em todas as fases, em nesse caso, o balanceamento entre as fases ocorre, não permitindo a identificação da falta.

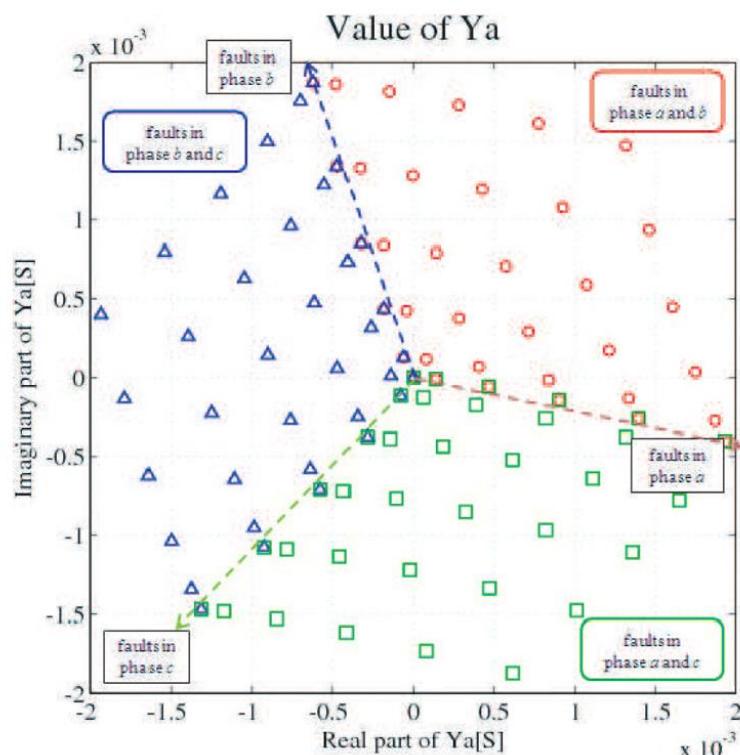


Figura 3.21 Coordenadas para curtos entre espiras em cada uma das fases do motor/generator.
(Simulado)

Fonte: Kato, Inoue e Yoshida, 2014.

3.4.1.3. Assinatura de corrente do motor

Assinatura de corrente elétrica do motor (MCSA) é um dos métodos mais extensivamente aplicados na análise de falhas do motor, basicamente, através das medidas de corrente no estator, e aplicação de transformadas seja de Fourier ou Wavelet busca-se identificar nos espectros frequência e tempo, características de falhas, para o caso dos curtos-circuitos entre espiras, segundo Douglas, Pillay e Barendse (2005) apud Benbouzid (2000), a frequência de falha dos curtos entre espiras é representado pela equação (3-27):

$$f_{sc} = f_1 * \left[\frac{n}{p} * (1 - s) \pm k \right] \quad (3-27)$$

f_{sc} representa a frequência de falha de curto-circuito entre espiras, f_1 representa a frequência fundamental da corrente no estator, n é uma sequência de números inteiros com a seguinte variação [1,2,3,], p é o número de pares de polos da máquina analisada, s é o escorregamento da máquina analisada e, k é uma sequência de números inteiros ímpares [1,3,5, ...].

A equação depende do escorregamento da máquina que varia muito durante regimes transitórios, o que torna difícil a identificação das frequências de interesse, conforme Douglas, Pillay e Barendse (2005) apontam:

“...A frequência de falha de curto-circuito entre espiras é dependente do escorregamento. Durante regime transitório existem mudanças de velocidade. As frequências componentes das faltas estão, portanto, em constante mudança e identificá-las se torna uma tarefa extremamente árdua.”

Para os DFIGs estudados não é interessante depender de um regime de operação estacionário, apesar do aerogerador em condição nominal de operação não alterar a velocidade de seu eixo constantemente devido aos ajustes de controle de energia absorvida pelo eixo através do sistema de *pitch*, os períodos de análise podem ser restritos inviabilizando as análises.

Para contornar a situação, foi aplicado algumas transformadas wavelets da família Debauchie para buscar uma faixa de frequências de falha que pudesse chegar

próxima a calculada, como a transformada ainda estava sujeita aos regimes de transientes, foi necessária a aplicação de métodos estatísticos para estudar como se comportavam os coeficientes da transformada na faixa de frequência definida, e desta forma foi possível identificar que motores em regime transitório possuem uma distribuição gaussiana, enquanto que motores com falhas possuem uma distribuição de coeficientes bimodal, desta forma essa análise provou-se extremamente útil na caracterização de falhas em regimes transitórios. (Douglas, Pillay e Barendse, 2005)

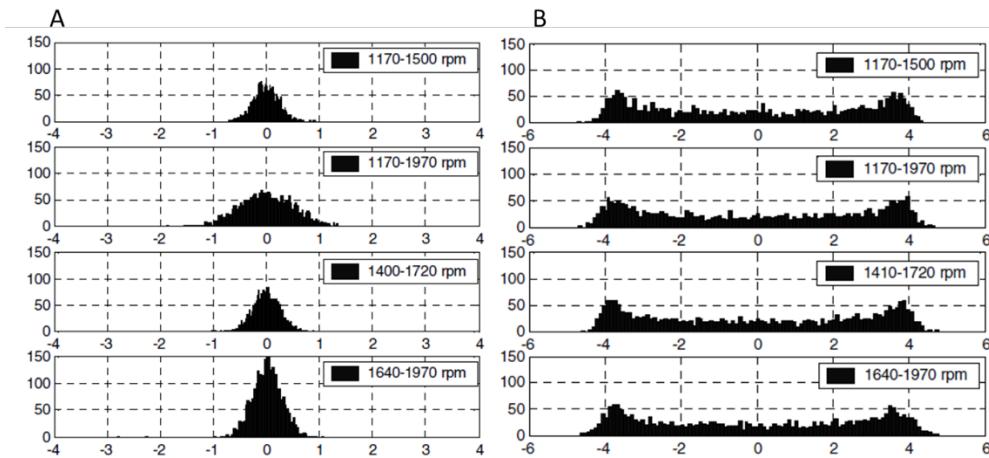


Figura 3.22 Distribuição dos coeficientes para faixa de frequência de interesse definida. A: Motor sem falhas com distribuição gaussiana; B: Motor com curto-círcuito entre espiras em uma das fases com distribuição de coeficientes bimodal.

Fonte: (Douglas, Pillay e Barendse, 2005)

3.4.1.4. Análise de Elementos Finitos com Modelagem Multicircuitos

Nesta metodologia a proposição é modelar através de elementos finitos a densidade de fluxo magnético presente no espaço de ar entre o rotor e o estator, além disso medidas de corrente do estator e rotor são também avaliadas buscando reconhecer a características de um curto entre espiras em uma única fase, o resultado atingido foi a constatação de que os a densidade de fluxo magnético na presença do curto apresenta mais harmônicas do que as esperadas, nos sistemas com falhas, harmônicas de diversas ordens aparecem na composição da grandeza, assim como nos outros estudos a relação com a corrente do estator também foi validada

mostrando que quanto maior as quantidades de espiras envolvidas na falha mais intensa é a deformação da intensidade na fase com a falha, além disso também constatou-se que a falta produz um afastamento entre as fases maior do que 120º conforme o sistema simétrico. (Li et al., 2015).

A constatação de o ângulo entre a fase com falha e as saudáveis se torna maior que 120º advém da ideia de que com o aumento da intensidade de corrente na fase danificada, o sistema tenta equilibrar o sistema, e, portanto, reage de forma a ajustar os ângulos das fases para igualar a intensidade da fase faltosa e equilibrar os vetores novamente.

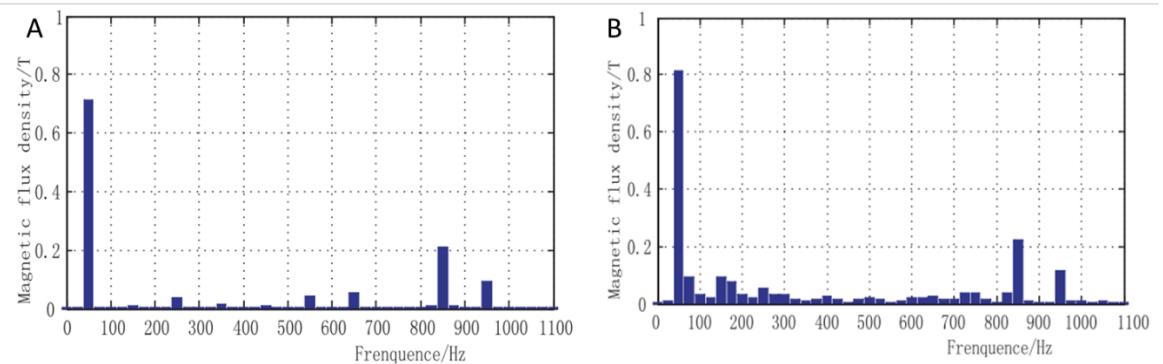


Figura 3.23 Intensidade do fluxo magnético distribuído pelas frequências de sinal presentes no espaço de ar entre rotor e estator. A: Motor saudável B:Motor com curto-círcuito entre espiras na fase C.

Fonte: (Li et al., 2015)

3.4.2. Falhas no Rotor

3.4.2.1. Circuito Magnético Equivalente

A metodologia utilizada propôs a modelagem completa do sistema DFIG, iniciando pela definição das equações do circuito magnético equivalente, que representa de maneira simplificada uma análise de elementos finitos com menor precisão, porém com maior agilidade de resposta, o gerador modelado foi acoplado a um conversor Back-to-Back de forma a aproximar do cenário real aplicado, e por fim, um sistema de controle similar ao utilizado nos aerogeradores também foi colocado em prática para avaliar as variações do modelo visando identificar a falhas de curto-

círcuito entre espiras presentes no rotor, desta forma concluindo o estudo do comportamento real esperado, também verificou-se a possibilidade de avaliar a falha a partir dos sinais de controle, uma vez que é comprovado uma boa relação entre esses sinais e o desbalanço das resistências do rotor.

O resultado encontrado por Faiz e Moosavi et al. (2016) indica que o sistema simulado e o experimentado se comportarem de maneira equivalente, e, portanto, foi possível observar que as correntes do estator são bons indicadores da presença dos curtos-circuitos entre espiras do rotor, ao contrário do que se esperava, os parâmetros de controle avaliados que sensibilizam quando existe a presença de desbalanço entre as resistências do rotor, não foram conclusivos para a identificação da falha estudada.

3.4.2.2. Transformadas de Fourier e Wavelet

Os métodos utilizando as transformadas de Fourier e Wavelet são diversos, a maioria deles levam em consideração os espectros de potência ou corrente do estator para identificar as falhas de curto-circuito entre espiras no rotor.

Apesar do métodos serem os mesmos é constante as otimizações e melhorias com novas maneiras de avaliar os parâmetros que facilitam a interpretação das análises, por exemplo, segundo Sabir, Ouassaid e Ngote, 2019, os espectros de potência utilizados para identificar esse modo de falha não são adequados, os autores chegaram a conclusão de que realizando primeiramente um tratamento utilizando a técnica TSA (Time Synchronous Averaging) era possível separar as correntes totais do estator visando isolar a corrente residual resultado único e exclusivo da interação mecânica do rotor e de ruídos, utilizando essa corrente para se obter o espectro de potência do gerador foi possível perceber o quanto claro é a diferença entre um gerador saudável de um com uma falha. Apesar da identificação da falha essa metodologia não conseguiu avaliar maneira de relacionar o espectro a severidade dos danos, na Figura 3.24 é possível observar o que no espectro da potência através da corrente total existe uma variação pequena na presença da falha, porém para a corrente residual o espectro fica muito mais claro, e deixando explícito ainda as frequências de falha esperadas para esse tipo de falha, que é representado pela equação (3-28).

$$f_{scr} = (1 \pm 2 * s) * f_1 \quad (3-28)$$

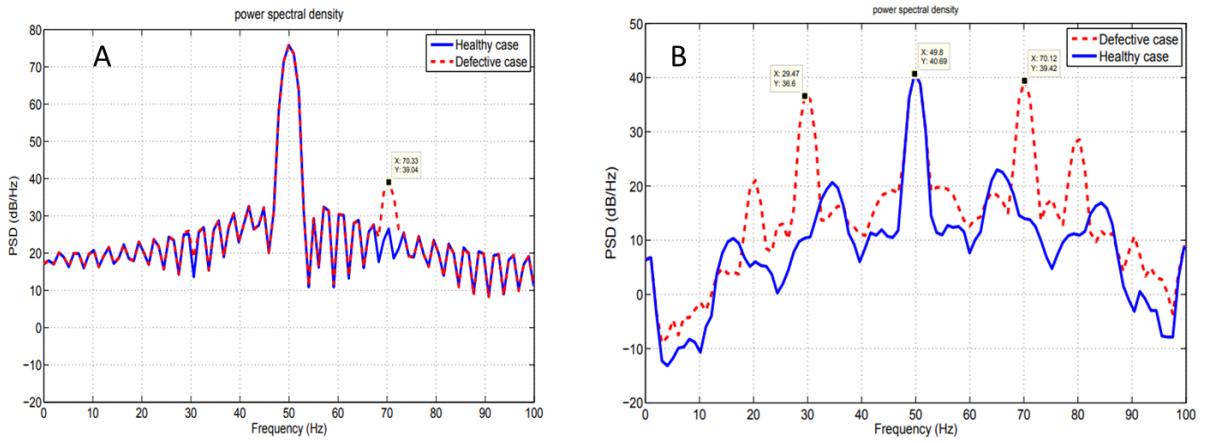


Figura 3.24 Espectro de potência A: Corrente Total; B: Corrente Residual.

Fonte: Adaptado de Sabir, Ouassaid e Ngote, 2019

3.4.2.3. Observador de Luenberger

Uma maneira pouco ortodoxa de avaliar a presença de uma falha no rotor é a utilização de um observador, basicamente observadores são controles implementados para ao receber o feedback de alguns sinais prever o comportamento que o sistema onde ele está conectado terá no próximo ciclo, segundo Dinkhauser e Fuchs (2008), a parcela real dos polos do observador devem ser mais negativas que as partes reais do sistema, porém isso precisa ser dimensionado com cuidado para que o sistema não fique muito sensível a ruídos, o observador apresenta bons resultados para identificação das falhas à medida que apresenta em suas correntes residuais as oscilações consequências do problema.

3.4.3. Falhas Mecânicas

3.4.3.1. Análise de espectro de corrente

Falhas de excentricidade do eixo do rotor são uma das primeiras identificadas através das análises de corrente do estator, uma vez que acabam existindo variações das distâncias do espaço de ar entre o rotor e o estator, o que resulta em uma variação do fluxo magnético dependendo da posição do rotor, as frequências associadas a esse tipo de falha nas bandas laterais dos nichos do rotor são descritas pela equação (3-29).

$$f_{slot+ecc} = f_f * [(k * R \pm n_d) * \left(\frac{1-s}{p}\right) \pm n_\omega] \quad (3-29)$$

$f_{slot+ecc}$ é a frequência de falha por excentricidade do eixo, f_f é a frequência da fonte de alimentação, R é a quantidade de nichos no rotor, n_d é ordem da excentricidade de rotação, s é o escorregamento, p é o número de pares de polos e n_ω é a ordem harmônica da força magnemotriz do estator.

Outra maneira de identificar as frequências de falha é através das bandas laterais da frequência de fornecimento de corrente, que nesse caso são representadas pela equação (3-30).

$$f_{ecc} = f_f * [(1 \pm m) * \left(\frac{1-s}{p}\right)] \quad (3-30)$$

f_{ecc} é a frequência de falha por excentricidade do eixo, f_f é a frequência da fonte de alimentação, s é o escorregamento, p é o número de pares de polos e n_ω é a ordem harmônica da força magnemotriz do estator, m é uma série de números inteiros da seguinte forma [1,2,3, ...].

Segundo Benbouzid(2000), a equação (3-29) para monitoramento traz o benefício de distinguir as frequências de falha de excentricidade das frequências de falha de barras do rotor quebradas, ao mesmo tempo que exige um conhecimento construtivo da máquina.

Da mesma maneira que se detecta falha na excentricidade do eixo, falhas nos rolamentos geram diferenças na excentricidade radial, o que novamente irá alterar a densidade de fluxo magnético no espaço entre o rotor e estator na posição do rolamento danificado, assim essas falhas podem ser caracterizadas pela presença de correntes no estator com frequências ditas pela equação (3-31).

$$f_{brg} = |f_f \pm m * f_{i,o}| \quad (3-31)$$

F_{brg} é a frequência de falha dos rolamentos, $f_{i,o}$ é frequência característica do rolamento definida pela equação (3-32) que depende de suas características físicas e m é uma série de números inteiros da seguinte forma [1,2,3, ...].

$$f_{i,o} = \frac{n}{2} * f_r * [1 \pm \frac{bd}{pd} * \cos(\beta)] \quad (3-32)$$

$F_{i,o}$ é frequência característica do rolamento, n é o número de elementos rolantes, f_r é a velocidade mecânica do rotor em Hertz, bd é o diâmetro do elemento rolante, pd é o diâmetro do pitch do rolamento, β é o ângulo de contato dos elementos rolantes com as pistas.

A quebra das barras do rotor pode ser identificada monitorando o espectro de corrente produzido pelo campo magnético anômalo das barras quebradas, as frequências de falha são dadas pela equação (3-33). Mesmo que as frequências previstas para a quebra do barramentos sejam as mesmas que para a identificação de excentricidade, as duas podem ser distinguidas uma vez que suas harmônicas possuem números diferentes. (Benbouzid, 2000)

$$f_{brb} = f_f * [k * \left(\frac{1-s}{p} \right) \pm s] \quad (3-33)$$

4. Desenvolvimento

O estudo se propõe a criar um sistema para medição das variáveis de corrente, tensão de cada um dos enrolamentos de um DFIG, que está ligado diretamente a rede elétrica no estator, e através de um anel coletor, a um conversor back-to-back no rotor, tal circuito pode ser simplificado pelo esquema na Figura 4.1.

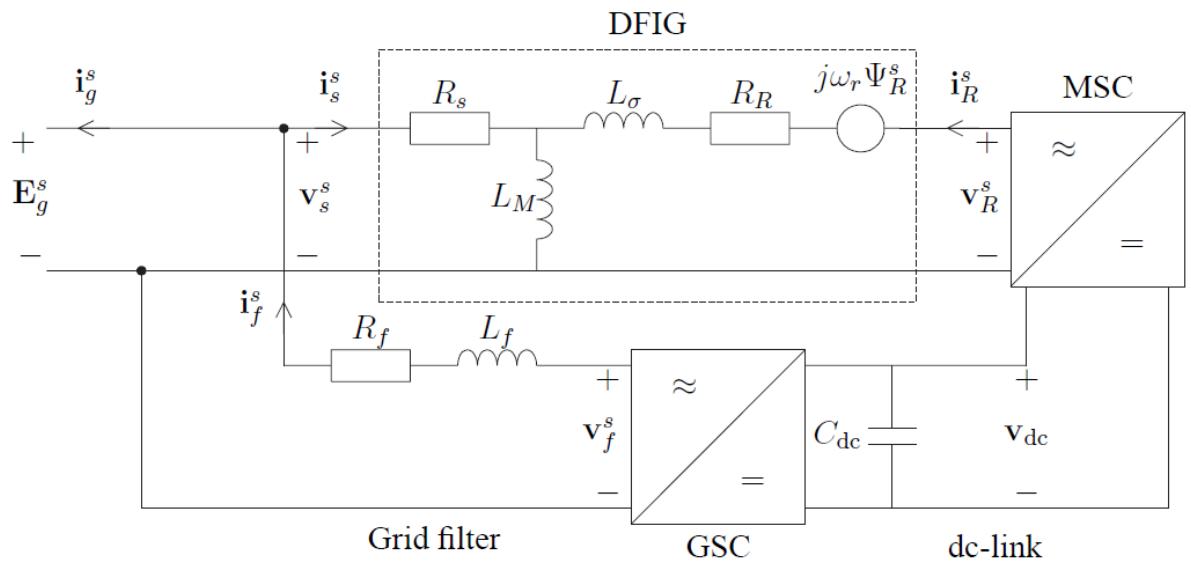


Figura 4.1 Esquema elétrico do gerador DFIG conectado com o conversor back-to-back.

Fonte: Petersson, 2005

Para que seja possível executar as análises descritas na seção 2.4 serão necessários instalar sensores adequados e em posições estratégicas para permitir a coleta de dados em um aerogerador em pleno funcionamento sem que impeça ou ocupe muito espaço e fique organizado de forma a facilitar a manutenção do sistema. Muitos aerogeradores já possuem transformadores de corrente e potencial posicionados que fazem leituras de corrente e tensão das fases e enviam esses dados através do sistema SCADA, porém para esse sistema espera-se que não exista qualquer dado disponível das variáveis elétricas da máquina e que será necessário instalar um sistema completamente novo com sensores que possam ser instalados com facilidade sem demandar muitas alterações no aerogerador.

Para as análises descritas no item 2.4 será preciso coletar informações de tensão e corrente por fase tanto do rotor quanto do estator, deve-se definir então as melhores especificações para um sistema que consiga avaliar e registrar esses dados da maneira correta. Os DFIGs utilizados no Brasil possuem especificações conforme as referências Dimitrije (2023) e Kumar e Chatterjee (2016), na Figura 4.2 pode-se observar as especificações de um DFIG modelado pela Mathworks, e na Figura 4.3 os parâmetros modelados pela Dimitrije, empresa envolvida com controladores para diversas aplicações.

Parameter	Value
Rated power	9 MW
Electrical frequency	60 Hz
Rated speed	1500 rpm
Rated line-to-line voltage	575 V
Number of poles	6
Base power	10 MVA
Base voltage	470 V
Stator resistance	0.00706 pu
Stator leakage inductance	0.171 pu
Rotor resistance	0.005 pu
Rotor leakage inductance	0.156
Magnetizing inductance	2.9 pu
Lumped inertia constant	5.04 sec
Viscous friction	0.01 pu
Converter maximum power	0.5 pu
DC-link capacitor	60 mF
DC-link rated voltage	1200 V
Base wind speed	9 m/sec
Air density	1.225 kg/m ³
Radius of blade	39 m
Optimal tip speed ratio	8.1
Optimal power coefficient	0.48
Gear ratio	1:1

Figura 4.2 Parâmetros de modelagem para um gerador DFIG e um aerogerador disponibilizado no MatLab.

Fonte: Kumar e Chatterjee, 2016

Grid line voltage	690 V
DFIG nominal power	2250 kW
Adequate wind speed	3 - 25 m/s
Nominal rotor speed	105.56 rad/s
Nominal stator current	2241 A
Back-to-back DC link range	950 - 2000 V
Back-to-back inverter carrier frequency	4000 Hz

Figura 4.3 Parâmetros nominais de modelagem para um gerador DFIG com conversor Back to Back

Fonte: Dimitrije, acessado em 2023

Para o sistema sugerido utilizou-se as informações do DFIG conectado ao conversor Back to Back disponíveis na Tabela 4.1

Tabela 4.1 Parâmetros do DFIG que será sensoreado.

Parâmetros	Valor
Potência	2200 kW
Tensão de pico no Rotor	1800 V
Tensão de pico no Estator	600 V
Corrente de pico no Rotor	650 A
Corrente de pico no Estator	2000 A
Frequência Estator	60 Hz
Frequência Rotor	20 Hz

Fonte: Autor

O sistema de medição proposto utiliza um dispositivo de aquisição de dados DAQ com 12 canais, sendo 6 para medição das correntes e tensões do estator e 6 para medições das mesmas grandezas do rotor, com as medições e registros adequados é possível tratar, filtrar e calcular diversos espectros utilizando um computador. Os DAQs especificados possuem isolamento galvânico em cada canal para garantir que o sinal lido não será afetado por nenhum ruído de interferência eletromagnética uma vez que os cabos das fases podem estar próximos a diversos outros cabos no espaço limitado do aerogerador. Cada canal do sistema DAQ deverá respeitar no mínimo uma frequência amostral de 10x a frequência de operação das grandezas medidas, bem além da frequência de Nyquist para garantir uma boa representação dos sinais, além disso, o sistema terá 16 bits, faixa padrão para um sistema DAQ atual, com isso os cálculos que representam as frequências mínimas de amostragem para o rotor e estator são:

$$f_{mins} = 10 * f_s = 10 * 60 = 600 \text{ Hz} \quad (4-1)$$

$$f_{mins} = 10 * f_s = 10 * 20 = 200 \text{ Hz} \quad (4-2)$$

Apesar desses cálculos para os sinais de frequência de operação, nos exemplos apresentados no item 2.4 vemos que as faltas aparecem muitas vezes em

suas harmônicas de alta frequência, desta maneira utilizando uma frequência tão baixa quanto 600Hz essas harmônicas não seriam observadas, assim iremos considerar a frequência de falha para curto no estator, por exemplo, em que uma das frequências de harmônicos chegou a atingir valores de 1000Hz, para alcançar essa medida de forma adequada a frequência amostral deve ser no mínimo 10x essa frequência, portanto, 10kHz.

Para um sistema como esse o monitoramento em tempo real exige bastante espaço de armazenagem de dados, desta maneira para o funcionamento do sistema, serão gravados dados no Hard Disk Drive (HDD) do DAQ em tempo real, esses dados serão coletados diariamente por uma rotina de acesso através de protocolo File Transmission Protocol (FTP), os dados serão salvos em um servidor na nuvem garantindo acesso de todos os responsáveis por analisar os sinais do equipamento, toda semana os dados deverão ser avaliados e os que estiverem dentro dos padrões para um equipamento bom serão inicialmente coletados para melhorar o modelo comparativo de dados, e uma vez definido serão descartados para liberar espaço de armazenagem, os que possuírem observações importantes poderão ser salvos separadamente para registro de evolução das falhas e histórico de falhas.

Além do DAQ precisa-se dos sensores que farão as leituras de sinais, esses precisam resistir as tensões e correntes de trabalho no aerogerador, desta maneira devem respeitar a faixa de tensão de pico máxima especificada na Tabela 4.1, para as tensões acima de 1000V, os equipamentos de medição costumam contar com o auxílio de um transformador de potencial (TP) para reduzir os níveis de tensão até a faixa possível de suportabilidade, sendo que o DAQ pode ser configurado para multiplicar um ganho a medida, de forma a corrigir a medição para a escala correta, as correntes da mesma maneira precisam de transformador de corrente (TC) com o mesmo intuito quando são muito altas. Na seção anexos, é possível encontrar o datasheet dos equipamentos que estão sendo sugeridos para realizar as devidas medições, considerando todas essas condições de trabalho.

5. Conclusão

Com o presente estudo foi possível revisar as diversas maneiras de modelar as máquinas rotativas de indução duplamente alimentadas, além de observar que de todos os estudos realizados para falhas no estator a maioria foram em ambientes controlados com regime estacionário e que permitem simplificações de muitos cálculos além de poucas alterações nos espectros de frequência, existem proposições de técnicas que buscam realizar análises complementares e que simulam condições que fogem do regime estacionário esperado, esses tornam possível as identificações de falhas em geradores eólicos uma vez que a dependência do recurso eólico resulta em variações no regime de operação que são operacionalizados através do conversor do lado do rotor que altera o escorregamento da máquina conforme a necessidade.

Os estudos das falhas no rotor por sua vez já consideram o cenário de turbinas eólicas, o que auxilia muito na validação técnica das soluções para execução do monitoramento.

Foi possível determinar e dimensionar um sistema de medição adequado com as principais formas de medição para utilização da maior parte das metodologias de identificação de falhas comentadas, assim é possível realizar uma checagem de pelo menos 80% das metodologias que podem trazer algum retorno de previsibilidade antes das falhas ocorrerem e que utilizam os sensores mais comuns para medição das grandezas. Em um cenário real novas avaliações de período de coleta podem, dependendo de condições específicas de carga no aerogerador, ser implementadas para realizar as análises o mais próximo de um cenário de regime estacionário e fugir das adversidades das alterações de escorregamento e velocidade do rotor.

6. Próximos passos

Com a revisão do estado da arte da aplicação de análise de assinaturas elétricas existem bons parâmetros já comprovados que respaldam uma avaliação dos diversos tipos de falhas que podem afetar os geradores eólicos. O dimensionamento do sistema de aquisição de dados com a especificação técnica de cada um de seus

elementos dá uma base para definição de equipamentos iguais ou similares para uma medição assertiva e que permita análise compreensiva dos dados.

Para os próximos passos sugere-se a aplicação da modelagem matemática desenvolvida no item 2.1.2 para geradores eólicos em funcionamento para parametrização das variáveis de falha, o documento deve servir como respaldo técnico suficiente para que um protótipo possa ser implementado e cada uma das técnicas seja avaliada para identificar as que melhor se aplicam no caso dos DFIGs instalados nos aerogeradores. Uma vez um critério prático sendo definido para a importância de cada uma das análises, um software com inteligência artificial poderá ser treinado para realizar as atividades de análise e comparação com os modelos calculados e informar sempre que um problema for identificado, desta forma permitindo que as análises sejam realizadas em tempo real e em grande escala.

Existe uma boa margem para otimizar os custos dos equipamentos de medição caso as condições mínimas para coleta dos sinais sejam atendidas, a alternativa com DAQs é conservadora por ser um equipamento amplamente aplicado com esse intuito, a utilização de Controladores Lógicos Programáveis (CLPs) que possuam médias freqüências de registros (10kHz – 30kHz) em suas entradas, somados a conversores analógicos digitais com boas resoluções e arranjos de medição adequados pode ser uma tendência para alcançar esse resultado.

Referências Bibliográficas

2013 9TH IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON DIAGNOSTICS FOR ELECTRIC MACHINES, POWER ELECTRONICS AND DRIVES (SDEMPED), 2013, Valencia, Espanha. **Detection of stator slot magnetic wedge failures for induction motors without disassembly [...]**. [S. l.]: IEEE, 2013. DOI 10.1109/DEMPED.2013.6645715. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6645715>. Acesso em: 13 jun. 2023.

ANÁLISE DE FALHAS EM ROLAMENTOS. [S. l.], 21 nov. 2019. Disponível em: https://www.timken.com/resources/rolamento-analises-de-dano_impressao_7352/. Acesso em: 30 jun. 2023.

ARAUJO, Ruy Esteves. Induction Motors. In: INDUCTION Motors – Modelling and Control. Croatia: InTech, 2012.

ARAÚJO, Ruy Esteves et al. **Induction Motors – Modelling and Control**. 9. ed. Croácia: InTech, 2012. 557 p. DOI <http://dx.doi.org/10.5772/2498>. Disponível em: www.intechopen.com. Acesso em: 16 maio 2023.

ARTIGAO, Estefania; HONRUBIA-ESCRIBANO, Andres; GOMEZ-LAZARO, Emilio. Current signature analysis to monitor DFIG wind turbine generators: A case study. Renewable Energy, [S. l.], v. 116, n. B, p. 5-14, 1 fev. 2018. DOI <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.016>. Disponível em: <https://ruidera.uclm.es/xmlui/bitstream/handle/10578/14892/elsarticle-CM-plain.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 21 fev. 2023.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2022. [S. l.]: EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 1970-2022. Anual. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>. Acesso em: 21 fev. 2023.

BALSALOBRE, Ricardo. **Primarização: o futuro dos serviços de operação e manutenção de parques eólicos no Brasil**. [S. l.], 26 set. 2022. Disponível em: <https://www.headenergia.net/post/primariza%C3%A7%C3%A3o-o-futuro-dos-servi%C3%A7os-de-oper%C3%A7%C3%A3o-e-manuten%C3%A7%C3%A3o-de-parques-e%C3%B3licos-no-brasil>. Acesso em: 11 jun. 2023.

BEARING damage and failure analysis. [S. l.], 21 jun. 2017. Disponível em: https://www.skf.com/binaries/pub12/Images/0901d1968064c148-Bearing-failures--14219_2-EN_tcm_12-297619.pdf. Acesso em: 10 maio 2023.

BEARING failure: Causes and cures. [S. l.], 21 jun. 2017. Disponível em: https://www.schaeffler.com/remotemedien/media/_shared_media/08_media_library/01_publications/barden/brochure_2/downloads_24/barden_bearing_failures_us_en.pdf. Acesso em: 24 jun. 2023.

BEBARS, Abdelwahab D.; ELADI, Abdelfattah A.; ABDULSALAM, Gabr M.; BADRAN, Ebrahim A. Internal electrical fault detection techniques in DFIG-based wind turbines: a review. **Protection and Control of Modern Power Systems**, [S. l.], p. 1-22, 11 nov. 2011. DOI <https://doi.org/10.1186/s41601-022-00236-z>. Disponível em: <https://pcmp.springeropen.com/articles/10.1186/s41601-022-00236-z>. Acesso em: 15 maio 2023.

BENBOUZID, Mohamed El Hachemi. A Review of Induction Motors Signature Analysis as a Medium for Faults Detection. **IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS**, [S. l.], p. 984-993, 5 out. 2000. DOI DOI: 10.1109/41.873206. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/873206>. Acesso em: 15 jun. 2023.

BILAL, Habachi; HERAUD, Nicolas; SAMBATRA, Eric Jean Roy. An Experimental Approach for Detection and Quantification of Short-Circuit on a Doubly Fed Induction Machine (DFIM) Windings. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, [S. l.], p. 1-8, 27 abr. 2021. DOI <https://doi.org/10.1007/s40313-021-00733-w>. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40313-021-00733-w>. Acesso em: 25 maio 2023.

BOLETIM DE GERAÇÃO EÓLICA 2021. [S. l.]: ABEEÓLICA, 2012-2021. Anual. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>. Acesso em: 21 fev. 2023.

BONALDI, E.L.; OLIVEIRA, L.E.L.; DA SILVA, J.G.B.; LAMBERT-TORRESM, G.; DA SILVA, L.E.B. Predictive Maintenance by Electrical Signature Analysis to Induction Motors. In: RENEWABLE and Sustainable Energy Reviews. [S. l.: s. n.], 2012. cap. 20, p. 487-520. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/279854639>. Acesso em: 14 jun. 2023.

CEVASCO, Debora; KOUKOURA, S.; KOLIOS, A.J. Reliability, availability, maintainability data review for the identification of trends in offshore wind energy applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], n. 136, p. 1-21, 9 out. 2020. Disponível em: <http://www.elsevier.com/locate/rser>. Acesso em: 5 jun. 2023.

CHABU, I.E. Motores e Geradores Eólicos. In: MOREIRA, J.R.S. et al. **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021. cap. 5.

CRUZ, Sérgio M. A.; CARDOSO, J. Marques. Stator Winding Fault Diagnosis in Three-Phase Synchronous and Asynchronous Motors, by the Extended Park's Vector Approach. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, [s. l.], v. 37, n. 5, p. 1227-1233, 9 set. 2001. DOI <https://doi.org/10.1109/28.952496>. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/952496>. Acesso em: 25 jun. 2023.

DAMASCENO, Vitor Silva; ABREU, Yolanda Vieira de. Avaliação da energia eólica no Brasil utilizando a análise SWOT e PESTEL. **INTERAÇÕES**, [s. l.], v. 19, ed. 3, p. 503-514, 7 ago. 2018. DOI <http://dx.doi.org/10.20435/inter.v19i3.1649>. Disponível em: <https://interacoesucdb.emnuvens.com.br/interacoes/article/view/1649>. Acesso em: 1 maio 2023.

DANOS por localização de falha em rolamentos. [s. l.], 10 jan. 2023. Disponível em: https://www.nsk.com.br/buscar.htm?q=falhas%20de%20rolamentos&fq=pageCategory_str%22Danos%20por%20localiza%C3%A7%C3%A3o%20da%20falha%22. Acesso em: 5 jun. 2023

DAO, Cuong; KAZEMTABRIZI, Behzad; CRABTREE, Christopher. Wind turbine reliability data review and impacts on levelised cost of energy. **Wind Energy**, [s. l.], ed. 22, p. 1848-1871, 22 jul. 2019. DOI <https://doi.org/10.1002/we.2404>. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/journal/10991824?journalRedirectCheck=true>. Acesso em: 6 mar. 2023.

DINIZ, Tiago Barbosa. EXPANSÃO DA INDÚSTRIA DE GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL: UMA ANÁLISE À LUZ DA NOVA ECONOMIA DAS INSTITUIÇÕES. **Planejamento e políticas públicas**, [s. l.], ed. 50, p. 233-255, 7 jan. 2018.

DINKHAUSER, Vincenz; FUCHS, Friedrich W. Rotor Turn-to-Turn Faults of doubly-fed Induction Generators in Wind Energy Plants – Modelling, Simulation and Detection. International (EPE-PEMC) Power Electronics and Motion Control Conference, [s. l.], p. 1-8, 30 set. 2008. DOI [10.1109/EPEPEMC.2008.4635530](https://doi.org/10.1109/EPEPEMC.2008.4635530). Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4635530>. Acesso em: 15 jun. 2023.

DOUGLAS, H.; PILLAY, P.; BARENDESE, P. The detection of interturn stator faults in doubly-fed induction generators. In: FOURTIETH IAS ANNUAL MEETING. CONFERENCE RECORD OF THE 2005 INDUSTRY APPLICATIONS CONFERENCE, 2005., 2005, Hong Kong, China. **The detection of interturn stator faults in doubly-**

fed induction generators [...]. [S. l.: s. n.], 2013. DOI 10.1109/IAS.2005.1518493. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1518493>. Acesso em: 25 jun. 2023.

FADIGAS, E.A.F.A.; ZACHARIADIS, D.C. Energia Eólica. In: MOREIRA, J.R.S. et al. **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021. cap. 8.

FAIZ, Jawad; MOOSAVI, Seyed M.M.; ABADI, Mohsen B.; CRUZ, Sérgio M.A. Magnetic equivalent circuit modelling of doubly-fed induction generator with assessment of rotor inter-turn short-circuit fault indices. IET Renewable Power Generation, [S. l.], v. 10, n. 9, p. 1431-1440, 29 maio 2016. DOI <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0189>. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2016.0189>. Acesso em: 3 jun. 2023.

GE RENEWABLES ENERGY. GE Renewable Energy Launches Cypress Onshore Wind Platform, Designed to Grow, Adapt, Thrive and Lower the Cost of Electricity for Customers. [S. l.], 24 set. 2018. Disponível em: <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-renewable-energy-launches-cypress-onshore-wind-platform-designed-to-grow-adapt>. Acesso em: 4 jun. 2023.

GJELSTRUP, Søren Linnet. **FFT Analysis (Fast Fourier Transform): The Ultimate Guide to Frequency Analysis**. [S. l.]: Dewesoft, 4 out. 2021. Disponível em: <https://dewesoft.com/blog/guide-to-fft-analysis>. Acesso em: 18 jun. 2023.

GRACIA, Felipe. **Primarização: o futuro dos serviços de operação e manutenção de parques eólicos no Brasil**. 1. ed. [S. l.: s. n.], 2021. E-book.

GUIMARÃES, Leonam dos Santos. O CUSTO NIVELADO DA ELETRICIDADE E SEU IMPACTO NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA. **BOLETIM ENERGÉTICO**, [s. l.], 2019. Disponível em: fgv.br/energia. Acesso em: 6 mar. 2023.

HONGZHONG, Ma; CHEN, Taotao; ZHANG, Yan; JU, Ping; CHEN, Zhenfei. Research on the fault diagnosis method for slip ring device in doubly-fed induction generators based on vibration. IET Renewable Power Generation, [S. l.], v. 11, n. 2, p. 289-295, 11 dez. 2017. DOI <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0288>. Disponível em: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/iet-rpg.2016.0288>. Acesso em: 12 jun. 2023.

JELIC, Dimitrije. **Wind Turbine with Doubly-fed Induction Generator**. [S. l.], 20-- 21-. Disponível em: https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-application-notes/References/back_to_back_dfig_wind.html. Acesso em: 25 jun. 2023.

KATO, Toshiji; INOUE, Kaoru; YOSHIDA, Keisuke. Diagnosis of Stator-Winding-Turn Faults of Induction Motor by Direct Detection of Negative Sequence Currents. **Electrical Engineering in Japan**, [S. l.], ano 2014, v. 186, n. 3, p. 1346-1353, 11 nov. 2011. DOI <https://doi.org/10.1002/eej.22350>. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/eej.22350>. Acesso em: 15 maio 2023.

KELLER, J.; SHENG, S.; COTRELL, J. Wind Turbine Drivetrain Reliability Collaborative Workshop. WIND AND WATER POWER PROGRAM, [s. l.], 16 fev. 2016. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66593.pdf>. Acesso em: 21 fev. 2023.

KUMAR, Dipesh; CHATTERJEE, Kalyan. Design and Analysis of Artificial Bee Colony based MPPT Algorithm for DFIG based Wind Energy Conversion Systems. International Journal of Green Energy, [S. l.], p. 416-429, 22 nov. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1080/15435075.2016.1261709>. Acesso em: 15 jun. 2023.

LI, J.; WANG, D.; WANG, X.; ZHANG, L. Fault Features Study of Doubly Fed Induction Generators on the Stator Windings Turn-to-Turn Short Circuit. In: PROCEEDINGS OF THE SECOND INTERNATIONAL CONFERENCE ON MECHATRONICS AND AUTOMATIC CONTROL, LECTURE NOTES IN ELECTRICAL ENGINEERING, 2014, Beijing, China. **Fault Features Study of Doubly Fed Induction Generators on the Stator Windings Turn-to-Turn Short Circuit** [...]. [S. l.: s. n.], 2015. DOI 10.1007/978-3-319-13707-0_4. Disponível em: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-13707-0>. Acesso em: 25 jun. 2023.

LIMA, Paulo Cupertino. Wavelets: Uma Introdução. Matemática Universitária, [S. l.], p. 13-44, 11 dez. 2002. Disponível em: https://rmu.sbm.org.br/wp-content/uploads/sites/27/2018/03/n33_Artigo02.pdf. Acesso em: 3 jun. 2023.

MALOY SMITH, Grant. Medidas de Aquisição de Tensão. [S. l.], 22 set. 2022. Disponível em: <https://dewesoft.com/pt/blog/medio-de-tenso-em-aplicaes-daq>. Acesso em: 5 jun. 2023.

NORDEX ACCIONA. N175/6.X - NORDEX SE. In: NORDEX ACCIONA. N175/6.X - NORDEX SE. [S. l.], OUT 2022. Disponível em: <https://www.nordex-online.com/en/product/n175-6-x/>. Acesso em: 4 jun. 2023.

OKUNDAMIYA, M.S. Power Electronics for Grid Integration of Wind Power Generation System. **Journal of Communications Technology, Electronics and Computer Science**, [S. l.], n. 9, p. 10-16, 12 dez. 2016.

OLIVEIRA, H.C.R.; VIEIRA, M.A.C. **TRANSFORMADA WAVELET E SUAS APLICAÇÕES NO PROCESSAMENTO DE IMAGENS**. [S. l.], 2013. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/mod/resource/view.php?id=2590310>. Acesso em: 18 jun. 2023.

PETERSSON, ANDREAS. **Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines**. 2005. 176 f. Tese (Doutorado em filosofia) - Chalmers University of Technology, [S. l.], 2005.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2031. [S. l.]: EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2005-2021. Anual. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>. Acesso em: 21 fev. 2023.

QUEIROZ, J.M. **Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines**. 2021. 88 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, [S. l.], 2021.

REDER, M. D.; GONZALEZ, E.; MELERO, J. J. Wind Turbine Failures - Tackling current Problems in Failure Data Analysis. *Journal of Physics*, [S. l.], v. 753, p. 1-11, 3 mar. 2016. DOI doi:10.1088/1742-6596/753/7/072027. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/753/7/072027/pdf>. Acesso em: 21 fev. 2023

RENEWABLES 2022 GLOBAL STATUS REPORT. [S. l.]: REN21, 2005-2022. Anual. Disponível em: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>. Acesso em: 21 fev. 2023.

RESENDE, Sebastião Antônio Azevedo; RESENDE JÚNIOR, Joaquim Carlos de. INTERFERÊNCIA DOS VENTOS NO CULTIVO DE PLANTAS: EFEITOS PREJUDICIAIS E PRÁTICAS PREVENTIVAS. **ENCICLOPÉDIA BIOSFERA**, [s. l.], v. 7, ed. 12, 2011.

SABIR, Hamza; OUASSAID, Mohammed; NGOTE, Nabil. Rotor winding failure diagnosis in Wind Turbine Based on DFIG using the PSD-TSA method. *Proceedings of the 8th International Conference on Systems and Control*, [S. l.], p. 366-371, 23 out. 2019. DOI <https://doi.org/10.1109/ICSC47195.2019.8950520>. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8950520>. Acesso em: 3 jun. 2023.

SÉRIES de Fourier. [S. l.], 1 jan. 2022. Disponível em: <https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/mcap03.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2023.

SHIPURKAR, U. Wind Turbine Generator Systems Failures - Probabilities and Mechanisms. **WP 1 : Deliverable 1.1**, [S. l.], n. 9, p. 1-16, 28 jan. 2015.

SIEMENS GAMESA. OnShore Technological Solutions. maio 2023. 1 brochura. Disponível em: <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/onshore/wind-turbine-sg-5-8-155>. Acesso em: 4 jun. 2023.

STEHLY, Tyler; DUFFY, Patrick; U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (EUA). NREL. **2021 Cost of Wind Energy Review**. [S. l.], 2022. Disponível em: www.nrel.gov. Acesso em: 6 jun. 2023.

TUBELIS, A. & NASCIMENTO, F. J. L. **Meteorologia descritiva**: fundamentos e aplicações brasileiras. São Paulo: Livraria Nobel, 1980. 374p.

VESTAS WIND SYSTEMS A/S. EnVentus Platform. 2023. 1 brochura. Disponível em: <https://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/enventus/enventus-platform-brochure/?page=1>. Acesso em: 4 jun. 2023