

Análise de Falha de Turbinas Eólicas PMDD Aplicada no Contexto de Operação e Manutenção (O&M)

Wagner Barbosa dos Santos^a, Márcio das Chagas Moura^a

^aCentro de Estudos e Ensaio em Risco e Modelagem Ambiental, Departamento de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil

Enrique López Drogue^b

^bDepartamento de Engenharia Mecânica, Universidade do Chile, Santiago, Chile

1 INTRODUÇÃO

A aplicação de melhores práticas e técnicas avançadas em gestão da Operação e Manutenção (O&M) em sites eólicos é fundamental para garantir a viabilidade econômica do investimento. Sabe-se que, durante os 20 anos de vida operacional, a operação, manutenção e componentes de reposição custam entre 10-15% da receita gerada [1]. Estes valores são ainda mais significativos quando analisados os sites offshore: 15-30% [2]. Em 2011, o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) estimou o custo anual de O&M por MW em cerca de US\$ 17.000 para projetos típicos de energia eólica *onshore* e US\$ 46.000 para projetos offshore [3]. Desta forma, a busca por redução de custos é imperativa em O&M de sites eólicos.

Em se tratando especificamente de manutenção, em 2000 o custo do contrato de manutenção incluindo todas as rotinas, para máquinas de 1,5MW era da ordem de US\$ 10,000 – US\$ 15,000/ano. Tomando como referência o preço *Ex-Works*¹ da turbina, o montante referente a serviço e contrato de manutenção equivale a um percentual entre 0.8 e 1.0% por ano, reparos após período de garantia 1.0-1.5%, seguros 0.5-0.8%, arrendamento da terra 0.5-1.0%, monitoramento e administração 0.7-1.0%, resultando num custo total entre 3.5-5.3% [4].

Estes custos evidenciam a importância da análise de falha dos equipamentos eólicos, incluindo o investimento em técnicas que suportem a tomada de decisão nas rotinas de O&M que contribuem significativamente para a viabilidade na construção de sites eólicos. Deste modo, a confiabilidade é um fator crítico para o sucesso de projetos eólicos, uma vez que a baixa confiabilidade leva a baixo retorno financeiro, causando um aumento dos custos de O&M além da elevação do *downtime*, contribuindo assim para uma menor disponibilidade operacional. Note que a disponibilidade das turbinas eólicas é um fator decisivo neste contexto, uma vez que está diretamente relacionada à geração de receita do site.

O *Sandia National Laboratories* recomenda foco em dois pontos principais para uma busca da redução dos custos com O&M: melhorar a confiabilidade das turbinas e reduzir os custos de manutenção [5]. Para melhorar a confiabilidade das turbinas deve-se buscar a identificação dos componentes críticos e caracterização dos modos de falha e suas causas raízes. Já a busca da redução dos custos de manutenção está na abordagem dos seguintes pontos: desenvolver um plano logístico voltado para a eficiência da manutenção, identificar oportunidades de redundância, investir em treinamento na equipe de manutenção, melhorar a manutenibilidade das turbinas e implementar o monitoramento da condição (MC), quando possível.

O uso do monitoramento da condição tem se intensificado na indústria eólica, uma vez que ela permite detectar a falha de forma antecipada, evitando a ocorrência da falha e assim manutenção numa condição crítica para a turbina, além de melhorar o tempo de vida do componente em uso [6]. Em análises de custo-benefício da aplicação do MC concluiu-se que comparado com as técnicas convencionais, tais como: medição da vibração, da temperatura, e análise de óleo lubrificante, o uso da técnica mostrou vantagem nos aspectos: redução do custo de capital e boa habilidade em detectar falhas elétricas e mecânicas, além de ser possível aplicá-la tanto em turbinas eólicas (WT) de Drive Direto (DD) quanto caixa multiplicadora/Drive Indireto (DI), mesmo levando em conta as diferenças das duas tecnologias [7].

Neste trabalho, é apresentada uma taxonomia de falha de uma turbina especificada como 1.5MW_{PMDD}, bem como uma análise dos temas e técnicas voltadas para melhoria a gestão da O&M em

¹ Incoterms – EXW – *Ex Works*. O termo EXW ou *Ex-Works* pode ser utilizado em qualquer modalidade de transporte, seja ela terrestre, marítima ou aérea. Ao se fechar um contrato do tipo EXW, o vendedor somente tem que disponibilizar a mercadoria no local de sua unidade e na data marcada.

sites eólicos, os principais temas abordados aqui são: Confiabilidade em WT, dados de falha reportados na literatura e uso do MC dentro do contexto eólico. Para tanto, é feita uma breve apresentação das tecnologias das turbinas eólicas e mais especificamente o modelo analisado, PMDD (*Permanent Magnet Direct Drive*). Por fim, são apresentados os dados de falha de geradores de um site eólico situado no estado do Ceará – Brasil.

2 OBJETIVOS DO TRABALHO

2.1 *Objetivo Geral*

Apresentar a taxonomia de falha de uma turbina PMDD de 1.5 MW, analisando os dados de falha de geradores de um site eólico localizado no estado do Ceará-Brasil. Para um melhor compreensão do uso da tecnologia PMDD será apresentada uma análise com base nas publicações recentes no contexto da gestão da O&M em sites eólicos por meio do uso de dados de falha, uso dos conceitos de confiabilidade e MC.

2.2 *Objetivos Específicos*

- Desenvolver uma taxonomia de falha de uma turbina eólica modelo PMDD;
- Analisar os dados de falha do gerador das turbinas eólicas instaladas num site situado no litoral do CE-Brasil;
- Apresentar uma análise, com base nas publicações recentes e no contexto de O&M, dos dados de falha, confiabilidade e MC de turbinas de tecnologia PMDD;

3 TECNOLOGIAS DAS TURBINAS EÓLICAS

O aumento das turbinas eólicas tem se tornado cada vez mais intenso. Em 1990, as turbinas tinham 50kW de potência, atualmente possuem 6 MW. Nesta mesma proporção, tem ocorrido o aumento do tamanho dos seus componentes e sistemas tais como as torres e o diâmetro do rotor. Atualmente, a altura das torres e o diâmetro dos rotores comerciais são de 80-140 m, e vários motivos justificam a necessidade deste aumento de tamanho, entre eles estão: custo de instalação das turbinas diluídos em um potencial aumento de geração elétrica, o custo de arrendamento da terra pela mesma justificativa e maior potência de geração no mesmo ativo. A consequência desta evolução, aumento do peso e das dimensões leva a uma elevação na complexidade de construção, operação, manutenção e inspeção de sites eólicos [8 – 10].

Diferentes tecnologias foram agregadas nas WT ao longo das últimas décadas com o objetivo de aumentar o fator de capacidade². Atualmente, as turbinas eólicas são do tipo: Eixo horizontal, 3 pás, *up wind*³. A partir desta configuração inicial, diferentes tecnologias para aumentar a eficiência e a geração de energia surgiram, por exemplo: diferentes combinações de velocidade (síncronas e assíncronas); configurações dos *drives* (sistema de drive direto – DD, sistema de drive indireto – DI); diferentes tipos de geradores (indução de gaiola de esquilo gerador – SCIG, gerador de indução rotor bobinado – Wrig, gerador de indução duplamente alimentado - DFIG, imã permanente gerador síncrono - PMSG e gerador síncrono eletricamente excitado – EESG); sistemas de controle de rotação (sistema de *pitch*, *stall* ativo e *stall* passivo) [11].

Apesar da grande variedade de configurações de tecnologias existentes, máquinas com controle de *pitch*, e de velocidade variável (geradores síncronos) se sobrepuseram aos modelos que contam com velocidade constante (geradores assíncronos), como pode ser visto na Tabela 1. Contudo, ainda é bastante presente, no mercado, turbinas eólicas com Drive Indireto (DI), apesar de existir um consenso sobre a maior eficiência em turbinas DD, principalmente quando as WT possuem potência acima de 3MW. Apesar disto, alguns fabricantes permanecem no uso da tecnologia DI mesmo com turbinas acima de 3MW por uma decisão de menor risco, uma vez que poucos dominam de forma aceitável a tecnologia DD, como por exemplo a Enercon. A tabela abaixo apresenta os modelos de turbinas atualmente disponíveis pelos 3 (três) principais fabricantes de turbina eólica.

² Fator de capacidade: Relação entre a energia gerada por uma turbina eólica num determinado período de tempo, e a potência da turbina eólica multiplicada pelo mesmo período de tempo convertido em horas, se a potência em Watts.

³ *Upwind*: São as turbinas eólicas que possuem uma configuração em que as pás são a primeira parte da turbina a entrar em contato com o vento. As de modelo *downwind* as pás são a última parte da turbina a entrar em contato com o vento.

Tabela 1 - Classificação das turbinas eólicas dos principais fabricantes

MANUFACTURER	MODEL	POWER (MW)	ROTOR DIAMETER	CLASSE (IEC)	CONTROL	SPEED	DRIVE TRAIN (DD or DI)	GENERATOR
GAMESA	G80	2.0	80	IEC IA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFIG
	G87	2.0	87	IEC IA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFIG
	G90	2.0	90	IEC IA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFIG
	G97	2.0	97	IEC IIA/IIIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFIG
	G114	2.0	114	IEC IIA/IIIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFIG
	G106	2.5	106	IEC IA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFIG
	G114	2.5	114	IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFIG
	G126	2.5	126	IEC IIIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFIG
	G114	2.625	114	IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFIG
	G116	2.625	116	IEC IIIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFIG
	G132	3.3	132		PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFIG
	G132	3.465	132	IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFIG
	G128	5.0	128	IEC IA/IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	SÍNCRONO DE IMÃ PERMANENTE
	G132	5.0	132	IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	SÍNCRONO DE IMÃ PERMANENTE
VESTAS	V90	1.8	90	IEC IIA/IIIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFG
	V100	1.8	90	IEC IIIA/IEC S	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFG
	V90	2.0	90	IEC IIA/IIIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFG
	V100	2.0	100	IEC IIIA/IEC S	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFG
	V100	2.0	100	IEC IIB	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFG
	V110	2.0	110	IEC IIIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	DFG
	V105	3.45	105	IEC IA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	N/D ⁴
	V112	3.45	112	IEC IA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	N/D
	V117	3.45	117	IEC IB/IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	N/D
	V126	3.45	126	IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	N/D
	V126	3.45	126	IEC IIB	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	N/D
	V136	3.45	136	IEC IIIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DI	N/D
ENERCON	E-48	0.8	48	IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-53	0.8	53	IEC S	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-44	0.9	44	IEC IA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-82	2.0	82	IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-70	2.3	70	IEC IA/IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-82	2.3	82	IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-82	2.35	82	IEC IA/ICE IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-92	2.35	92	IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-103	2.35	103	IEC IIIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-82	3.0	82	IEC IA/ICE IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-115	3.0	115	IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR

⁴ N/D: Informação Não Disponível

MANUFACTURER	MODEL	POWER (MW)	ROTOR DIAMETER	CLASSE (IEC)	CONTROL	SPEED	DRIVE TRAIN (DD or DI)	GENERATOR
	E-101	3.05	101	IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-115	3.2	115	IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-101	3.5	101	IEC IA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-141	4.2	141	IEC IIIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-126	4.2	127	IEC IIA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR
	E-126	7.58	127	IEC IA	PITCH	VARIABLE SPEED	DD	ANNULAR

Fonte: [12–14]

3.1.1 Tecnologia da turbina 1.5MW_PMDD

A denominação PMDD se refere ao tipo do sistema de drive da máquina e como é gerada a corrente elétrica no gerador. Os geradores neste tipo de turbina geram corrente elétrica por meio do uso de ímãs permanentes. No caso do modelo em estudo, os ímãs utilizados eram do tipo sinterizado de neodímio-ferro-boro (NdFeB) e são instalados no rotor. Estes ímãs criam um campo magnético permanente de excitação, que geram a corrente elétrica nas bobinas estatóricas fabricadas em cobre e instaladas no estator. Na **Error! Reference source not found.**, é apresentada uma WT do tipo DD, na qual é possível perceber que existe uma ligação direta entre o rotor e o gerador, sendo desta forma um gerador síncrono e de DD, i.e., a velocidade de rotação é sincronizada com a velocidade do vento e a transmissão da rotação não passa por uma caixa multiplicadora. Quando comparado ao sistema de DI, **Error! Reference source not found.**, o rotor atua num eixo que transmite movimento de rotação para uma caixa de engrenagem responsável por ampliar a rotação para um gerador. Este tipo de tecnologia pode ser do tipo síncrono e assíncrono, i.e., sincronizado ou não com a velocidade do vento.

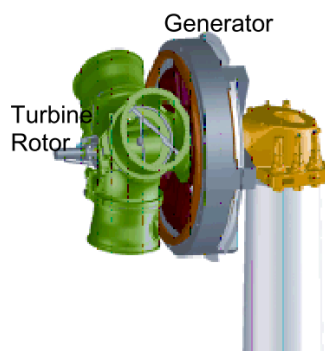


Figura 1 - Turbina eólica Drive Direto (DD)

Fonte: [15]

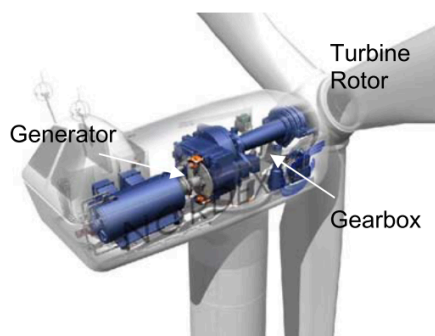


Figura 2 - Turbina eólica com caixa multiplicadora ou Drive Indireto (DI)

Fonte: [15]

Abaixo, é feita a descrição da tecnologia da turbina eólica 1.5MW_PMDD. Na **Error! Reference source not found.**, é apresentado um recorte da mesma, e na **Error! Reference source not found.** é representada a sua curva de potência⁵.

Dados gerais:

- Potência nominal: 1,5 MW;
- Velocidade de *cut in*: 3 m/s;
- Velocidade nominal: 13 m/s;
- Velocidade de *cut out*: 22 m/s;
- Velocidade de sobrevivência: 52,5 m/s
- Classe: IA, IIA e IIIA;
- Rotor:
 - Diâmetro: 70 e 77 m
 - Área de varredura: 3.886 m² (70 m) e 4.637 m² (77 m);
 - Velocidade: Variável entre 9 – 19 rpm (depende do diâmetro do rotor);
 - Quantidade de pás: 3;
 - Material da pá: Fibra de vidro, resina poliéster e madeira;
 - Perfil aerodinâmico da pá: Wortmann / Naca;
 - Controle de potencia: *Pitch*;
- Sistema de *Yaw*:
 - Tipo do sistema: Ativo;
 - Conceito do projeto: Motor elétrico;
 - Rolamento: com engrenagem exterior;
 - Quantidade de mecanismos: 3 unidades;
 - Velocidade de giro: 0,5°/s;
 - Faixa de operação: 360°;
- Gerador:
 - Tipo: Gerador Síncrono de Drive Direto;
 - Excitação: Ímã permanente;
 - Projeto do rotor: Rotor Externo;
 - Diâmetro do rotor: Maior que 5 m;
 - Potência nominal: 1580 kW;
 - Velocidade nominal: 17,3 – 19,0 rpm (depende do diâmetro do rotor);
 - Range de velocidade de operação: 8,0 – 20,8 rpm (depende do diâmetro do rotor);
 - Range de frequência de operação: 6,0 – 15,3 Hz (depende do diâmetro do rotor);
 - Tensão nominal (conexão Y): 690 V
 - Corrente nominal: 694 ou 746 A (depende do diâmetro do rotor);
 - Número de polos: 88;
 - Número de fases: 2 x 3;
 - Grau de proteção contra humidade e partículas: IP 23;
 - Classe térmica: Sistema de isolamento térmica de acordo com a classe F e operacional de acordo com a classe B;
 - Range da temperatura ambiente (sobrevivência): - 40°C a + 50°C;
 - Range de temperatura ambiente (operação): - 20°C a + 40°C
 - Tempo de vida projetado: 20 anos (175.000 h)

⁵ A curva apresenta quanto a turbina gera de potência elétrica nas diferentes velocidades de vento na altura do hub.

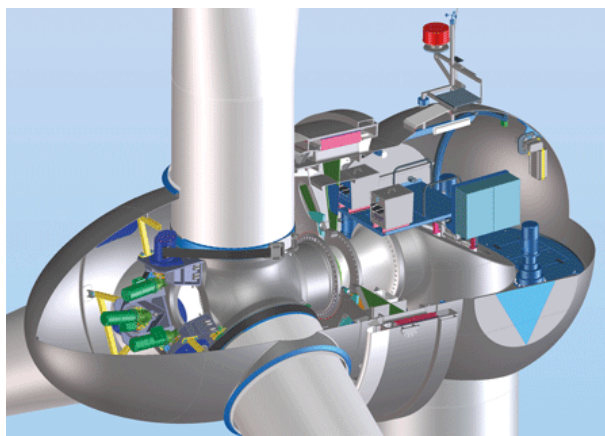


Figura 3 – Recorte da turbina eólica 1.5MW_PDMM

Fonte: [16]

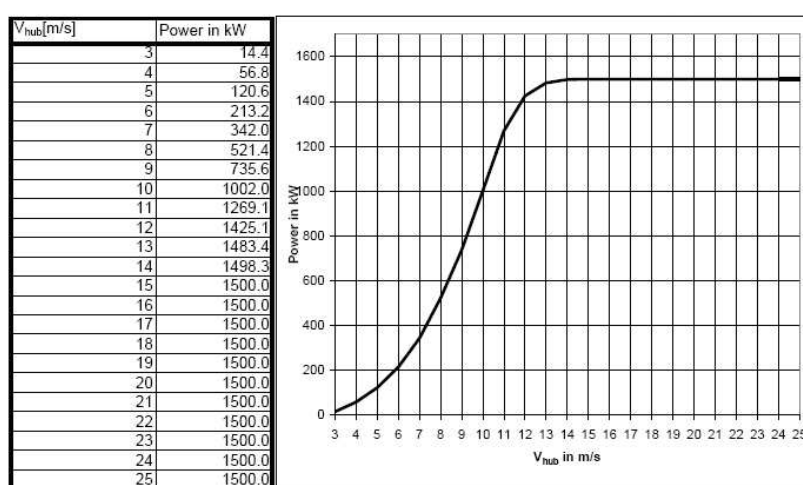


Figura 4 – Curva de potência da turbina eólica com diâmetro de 70m

Fonte: [16]

4 CONFIABILIDADE E MANUTENÇÃO DE TURBINA EÓLICA

Os projetos de WT no início do desenvolvimento da tecnologia eram puramente determinísticos. Em 1995, [17] publicou um trabalho sobre Avaliação Probabilística da Segurança (PSA) para avaliar a confiabilidade e segurança em turbina eólica. A proposta apresentada tinha por objetivo se contrapor aos métodos determinísticos da época. Atualmente, a norma IEC 61400-1 é a principal fonte de referência em projetos de turbinas eólicas; sua primeira edição é de 1994.

4.1 Confiabilidade em Turbinas Eólicas

Conforme comentado anteriormente, as análises apresentadas terão como foco WT do tipo DD, podendo inclusive ser apresentadas análises comparativas entre tecnologias, DD e DI, o que tem sido uma constante ao longo do tempo. Uma destas análises foi realizada com mais de 6.000 turbinas *onshore*, com potência variando ente 300 -1800 kW, instaladas na Dinamarca e Alemanha, os dados analisados são do ano 1993 a 2004 [15]. Demonstrou-se que as turbinas eólicas DD não têm necessariamente uma maior confiabilidade que as turbinas com DI. Porém, possuem um melhor potencial para melhorar a sua confiabilidade com o tempo, uma vez que a caixa multiplicadora pode contribuir com 13% no *downtime* em turbinas do tipo DI.

As turbinas eólicas por DD têm falhas elétricas e eletrônicas mais frequentes do que as do tipos DI. Contudo as falhas da caixa multiplicadora tem causado maior *downtime* [18]. Assim, a eliminação da caixa multiplicadora gera incremento na disponibilidade das turbinas, melhorando o desempenho de geração elétrica no site. Outro resultado indica que, à medida que as turbinas aumentam de tamanho, a taxa de falha aumenta, ver **Error! Reference source not found.**

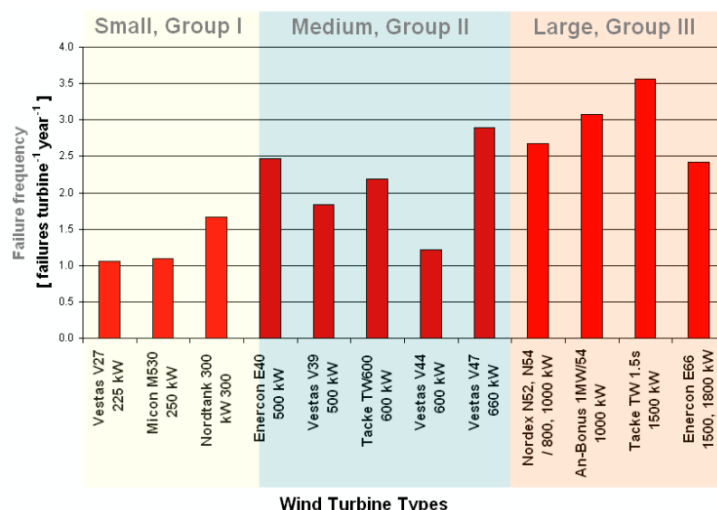


Figura 5 - Distribuição de frequências de falha entre os diferentes modelos de turbina, classificadas por tamanho da turbina

Fonte: [15]

No estudo [19], com máquinas DI, foram levantados os dados de falha com base em 57 turbinas localizadas na Alemanha pelo período de 2004 a 2008. As máquinas Vestas modelo V90-2MW apresentaram os seguintes resultados em relação à contribuição do subsistema para o *downtime* global da turbina eólica:

- Gerador e conversor, 24%;
- Sistema do rotor e hub, 20%;
- Drive train e caixa multiplicadora, 13%;
- Sistema de controle e sensores, 11%.

Com base nos números apresentados acima é possível perceber uma concentração no *downtime* nestes quatro subsistemas, os quais são responsáveis por 68% do *downtime* global das turbinas. [19] também apresenta que o programa *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm* (WMEP) revela que 75% do *downtime* anual tem como causa apenas 15% das falhas.

No trabalho apresentado em 2016 sobre máquinas em operação na China no período de 2011 e 2012, comparou-se a disponibilidade anual de três diferentes tecnologias de turbinas eólicas. Constatou-se que as máquinas síncronas do tipo DD e ímã permanente, *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG) possuem melhor disponibilidade que as máquinas do tipo DFIG, **Error! Reference source not found.** Nesta mesma análise, foi realizada uma investigação com 47 fabricantes, fornecedores e desenvolvedores de componentes eólicos, com participação em 111 sites eólicos em 2010, 560 em 2011 e 640 em 2012, para identificar quais subsistemas possuem maior frequência de falha, **Error! Reference source not found.** [20].

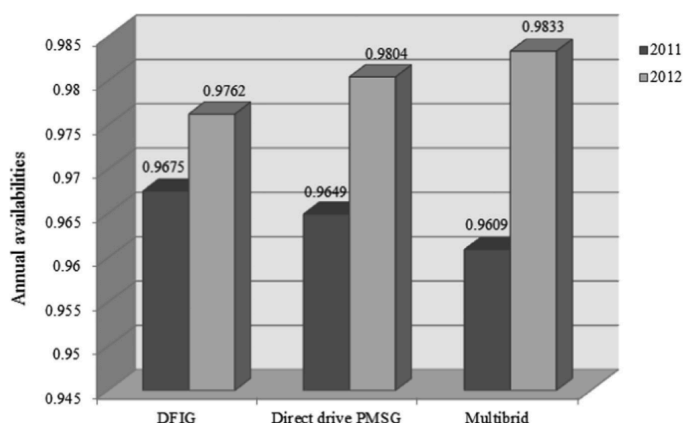


Figura 6 – Disponibilidade anual de três tipos de turbinas eólicas na China

Fonte: [20]

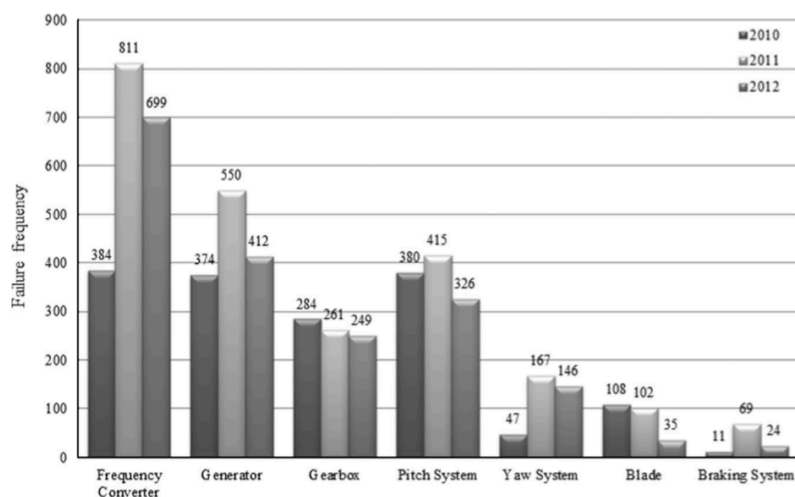


Figura 7 – Frequência de falha dos diferentes componentes para turbinas eólicas Chinesas de 2010 a 2012

Fonte: [20]

A tecnologia utilizada tem demonstrado uma certa influência na confiabilidade das WT. Porém, é percebido também uma relação do quanto a mesma foi bem projetada e fabricada dentro dos melhores padrões de qualidade. Também não se deve descartar os aspectos relacionados às condições ambientais de operação, os quais também interferem na confiabilidade. Por exemplo, como a turbina e seus componentes reagem as cargas do ambiente, tais como velocidade do vento, rajadas, turbulências [21], temperatura e umidade [22].

4.2 Operação e Manutenção (O&M) de Sites Eólicos

Diante da importância do tema O&M, a *International Energy Agency* (IEA) criou um comitê executivo para cooperação em pesquisa, desenvolvimento, e desenvolvimento de sistemas de energia [23]. Este comitê tem a participação de diferentes países detentores de tecnologia na indústria eólica. Esta cooperação possui foco no desenvolvimento de algumas áreas em eólica. Dentre os participantes, são escolhidos os responsáveis por gerenciar cada uma das áreas, sendo a área de O&M uma delas. Esta tarefa aborda o tópico - Dados de confiabilidade: padronização da coleta de dados para análise da confiabilidade e manutenção de turbinas eólicas. As atividades reportadas no último relatório são:

- Monitoramento da Condição (CM);
- Causas de falha, e;
- Estimação do tempo de serviço.

Dentro do contexto de estratégias de manutenção, alguns trabalhos tem sido desenvolvidos com este foco. Em 2016, [24] sugere estratégias de manutenção específica para cada componente de uma turbina eólica. As estratégias podem ser do tipo: agendado; baseado na condição e substituição por falha. O uso da estratégia da manutenção por oportunidade em combinação com uma manutenção imperfeita foi testada e apresentada em 2017 por [25]. Os resultados foram positivos uma vez que é esperada uma redução no número de intervenções.

A indústria eólica tem evoluído constantemente no sentido de aperfeiçoar as diferentes estratégias de manutenção e reparo adotadas para WT. Os últimos avanços estão na implantação do MC integrado com os sistemas de aquisição de dados SCADA⁶, além do uso das técnicas de Detecção de Falha e Diagnóstico (FDD) para fornecer alerta precoce de defeitos estruturais, mecânicos e elétricos, permitindo que os operadores de parques eólicos realizem manutenção preventiva e, conseqüentemente, reduzam as taxas de falha [26].

Devido aos desafios existentes na indústria eólica offshore, pode ser um caminho tomá-la como exemplo para definição de novas estratégias de manutenção de sites eólicos *onshore*, isto porque as condições de realização do O&M são mais críticas. Quando analisam-se as questões logísticas da equipe de reparo, peças de reposição e equipamento/dispositivos de intervenção, os riscos existentes que são mais

⁶ Sistema SCADA: *Supervisory Control and Data Acquisition*

elevados na realização das intervenções de manutenção, os elevados níveis de *downtime* e perda de produção em decorrência das dificuldades de acesso. Desta forma para tornar os sites offshore tão competitivos quanto os *onshore*, há a necessidade de desenvolvimento de técnicas mais avançadas para que seja possível melhorar os aspectos de confiabilidade, disponibilidade e manutenibilidade [27].

4.3 Monitoramento da Condição (MC) em Turbinas Eólicas

O uso do monitoramento da condição contribui significativamente com a redução dos custos com manutenção. Isto se dá uma vez que corrigir a falha é mais custoso que realizar uma intervenção antes da sua ocorrência. A aplicação do MC para aumentar a acurácia na previsão de falha de componentes tem sido uma tendência nos últimos anos. Diversos trabalhos têm sido aplicados nesta área; um dos mais recentes publicados foi o [28]. Nele, é utilizado o monitoramento baseado na condição (MBC) para prever o comportamento de falha de rolamentos utilizando a modulação de sinal biespectral. Ref [29] apresentou uma revisão sobre diversas técnicas de MC aplicadas em energia eólica; é possível identificar qual abordagem do MC é mais adequada para cada componente/sistema.

Uma das mais recentes publicações aplicou o MC para *drive train*⁷ realizando análise de vibrações por meio dos conceitos q-fator e probabilidade de detecção (POD) [30]. No trabalho [31], foi apresentado um método de diagnóstico de falha por excentricidade de rotor utilizando a análise de *Wavelet* por meio dos sinais elétricos.

O sistema SCADA disponível nas turbinas eólicas é uma fonte de informação útil no que se refere a sua utilização para realização do monitoramento da condição, mesmo existindo algumas restrições, tais como: intervalo de obtenção de dados; e o fato de não ser de aplicação direta para uso em manutenção; Mesmo assim, o desenvolvimento da técnica adequada, principalmente por meio da integração de outras fontes de dados, pode conduzir a uma orientação mais assertiva na detecção de falha e monitoramento da condição.

Ref [32] utilizou os dados do sistema SCADA para MC e detecção de falha utilizando análise de cointegração. O uso do sistema SCADA pode ser útil devido às fontes de dados referentes às condições ambientais que são monitoradas por meio de sensores da estação meteorológica instalada na parte superior das WT, nesta estação em geral são monitoradas, direção e velocidade de vento, podendo ser monitorados também umidade, precipitação e temperatura ambiente, logo, desenvolver modelos que integrem estas informação podem contribuir numa análise de RUL⁸, sabendo que os métodos de estimação para uso em RUL podem ser categorizados em quatro grupos: (i) Modelos baseados no conhecimento; (ii) Modelos baseados na expectativa de vida; (iii) Redes neurais artificiais; (iv) Modelos físicos.

Uma das preocupações na aplicação do MC em eólica está na relação custo benefício do uso da técnica em diferentes componentes. Numa turbina eólica, existem diversos tipos de componentes que possuem características diferentes em decorrência de uma falha, tais como: custo de aquisição; substituição/reparo; consequências em decorrência da interrupção de operação; *downtime*. Levando em consideração este aspecto, sabe-se que componentes que levam a condições mais críticas justificam o uso de MC. Contudo, não existe clareza que justifique o uso em componentes mais modestos [33].

O uso de MC é significativamente importante para a redução dos custos com manutenção e redução dos riscos de consequências catastróficas, tais como perda de pás, ou até mesmo do aerogerador por completo. Contudo, fica claro que a aplicação viável desta técnica ainda está no âmbito do monitoramento dos sistemas mecânicos e elétricos instalados dentro da *nacelle*. Porém, a aplicação em pás, fundação e torre ainda é limitada. Nestes últimos, é necessário evoluir no entendimento dos modos de falha, além de uma investigação sobre o custo-benefício de monitorá-los [34].

O estudo de técnicas de prognóstico aplicadas à manutenção tem evoluído de forma significativa nos últimos 10 anos, o que tem levado a uma condição de maior conhecimento do tema. Contudo, a aplicação das técnicas de prognóstico de falha ainda é pouco vista dentro da indústria [35]. Especificamente sobre uma análise sobre os geradores eólicos do tipo ímã permanente (PM), [36] utilizou método *Motor Current Signature Analysis* (MCSA) e Análise de vibrações (VA) na tentativa de discriminar entre duas falhas mais comuns em geradores eólicos de ímã permanente de fluxo axial: Excentricidades estáticas; e *Interturn short circuit faults*.

⁷ *Drive train*: Caixa multiplicadora + Eixos de transmissão + Gerador.

⁸ RUL: *Remaining Useful Life*

4.4 Banco de Dados de Falha de Site Eólico

O desenvolvimento de banco de dados de falha de turbinas eólicas é precedido da necessidade de estruturação de uma taxonomia da falha. Contudo, no contexto de turbinas eólicas, a principal dificuldade nesta estruturação está nas diferentes configurações e tecnologias existentes. Portanto, neste trabalho, a taxonomia será desenvolvida com base numa turbina eólica de 1,5 MW, de eixo horizontal, 3 pás, composta por *hub*, *nacelle*, torre e gerador, sendo o gerador do tipo *Permanent Magnet Direct Drive* (PMDD), e as pás controladas por sistema de controle de *pitch*; esta máquina será denominada 1.5MW_PMDD.

4.4.1 Tipos de dados de falha

Os dados de falha podem ser de diferentes tipos, quais sejam [37]:

- Dados operacionais de uma planta específica: são os dados que refletem o que pode ocorrer com o equipamento, este termo inclui instalação e modificação, e o que deve ser monitorado, incluindo dados relacionados às condições ambientais, idade do equipamento e características específicas por exemplo;
- Dados operacionais: são os dados que derivam de uma planta operacional específica, com respeito a parâmetros de um equipamento;
- Dados do equipamento: são dados que descrevem a “vida” de um equipamento específico, relacionados a falhas e manutenção;
- Dados de evento são dados que descrevem todos os eventos relacionados ao funcionamento do sistema, manutenção. Estes dados podem ser divididos em duas classes:
 - Dados de falha – informações relacionadas a todos os acidentes/incidentes, por exemplo: hora em que o evento ocorreu, site, condição, consequências, pessoas envolvidas...);
 - Dados de manutenção – informações sobre manutenção corretiva e preventiva, por exemplo: hora, duração, condição e custo...;
- Dados processados de confiabilidade: são taxa de falha na operação, probabilidade de falha na demanda, MTTR, e os intervalos de confiança...
- Dados de referência: são dados usados de um padrão ou como base para predição ou comparação com os dados observados.

A utilização de banco de dados de falha contribui para o desenvolvimento da tecnologia em diversos campos, além de conduzir a um processo redução de custos e no desenvolvimento de novas tecnologias mais adequadas ao uso. Tomando como exemplo o OREDA (Offshore Reliability Data), sua primeira edição foi publicada em 1984, i.e., a 32 anos, por meio da cooperação entre diversas empresas de 5 (cinco) diferentes países. Diversos avanços ocorreram na indústria offshore de óleo e gás por meio da sua aplicação, além da publicação de manuais de dados de confiabilidade [38]. Na indústria eólica, existem algumas iniciativas para criação e desenvolvimento de banco de dados de falha de WT. Dois que mais se destacam são [35]:

- o *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm* (WMEP) foi realizado de 1989 a 2006 e contém estatísticas de falhas de 1500 turbinas eólicas;
- *Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein* (LWK) de 1993 a 2006 que contém dados de falha de mais de 650 turbinas eólicas.

No Brasil e América Latina, não se tem percebido movimento no sentido de estruturação de um banco de dados de falha. Nesta região, reforça-se a necessidade devido à complexidade e diversidade das condições ambientais encontradas, com ventos comportados na região Norte e existência de rajadas no Sul do Brasil, gerando diferentes condições de cargas estruturais na WT, além do aspecto salinidade e umidade que são bastante heterogêneas, o que gera impacto significativo na vida principalmente de componentes elétricos e eletrônicos [22] [39] [40].

5 ANÁLISE DE FALHA NAS TURBINAS EÓLICAS PMDD DE 1.5 MW

Este trabalho apresenta um modelo baseado num site de turbinas eólicas de 1.5 MW PMDD denominada 1.5_PMDD. Para início, serão definidos os limites do sistema para o estudo apresentado:

- O gerador;
- *Hub*, incluindo sistema de *pitch*;
- *Nacelle*, incluindo o sistema de *yaw* e sistemas meteorológicos;
- Pá;

Estão fora dos limites do sistema: A torre, anel de função, a base concretada e os sistemas elétricos contidos na torre, tais como, transformador; conversor de frequência. Assim, excluem-se também todos os componentes responsáveis pela saída da potência elétrica do aerogerador até a subestação do site. Contudo, a partir do subcapítulo 5.3 FMEA – Turbina 1.5MW_PMDD, a análise se restringirá ao gerador da turbina, uma vez que se trata da parte mais importante.

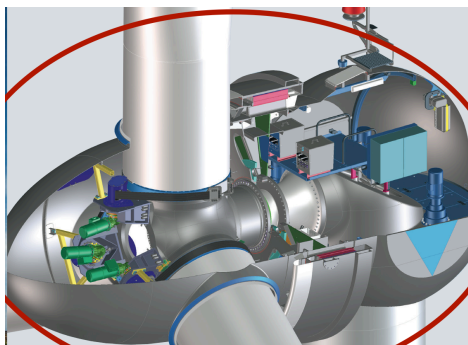


Figura 8 – Limites do sistema

Fonte: [16]

5.1 Taxonomia

A taxonomia é uma classificação sistemática dos itens dentro de grupos genéricos, baseado em fatores comuns possíveis para vários itens [41]. A taxonomia envolve 3 etapas [42]:

- Hierarquização do conjunto de equipamentos do sistema a ser analisado;
- Identificação e classificação dos possíveis modos de falha;
- Identificação dos fatores que afetam a confiabilidade dos equipamentos.

A hierarquização pode ser representada como mostrado na figura abaixo.

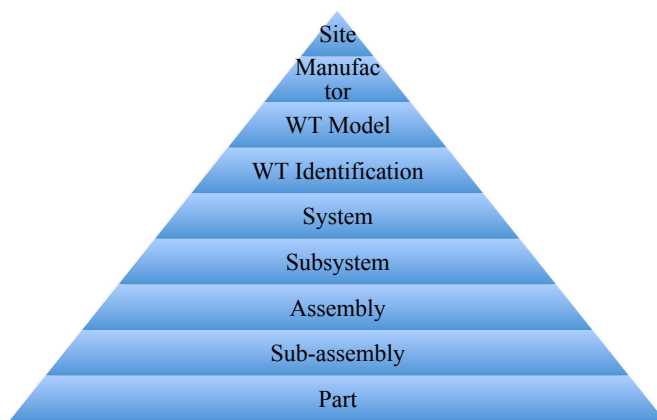


Figura 9 – Taxonomia Hierárquica

Fonte: [41] [43] modificada

Ref [43] O Reliawind é um projeto integrado da União Europeia com um orçamento global de 7,7 milhões de euros, com participação de 10 parceiros industriais e acadêmicos da indústria eólica. Este projeto é focado no desenvolvimento da confiabilidade de turbinas eólicas, identificar e compreender falhas críticas e seus mecanismos. Os resultados do Reliawind são usados para comparar a confiabilidade das WT e, em última instância melhorar a confiabilidade da máquina através do projeto voltado para confiabilidade e aplicação do MC. Nele, a taxonomia foi estruturada com uma abordagem híbrida, onde os componentes mecânicos seguem um agrupamento posicional e os elementos elétricos um agrupamento funcional. Esta estrutura híbrida faz-se necessária uma vez que a energia elétrica pode ser transmitida entre elementos em diferentes posições. Por exemplo, do gerador passando pela *nacelle* até a base da torre, enquanto a energia mecânica em geral fica restrita a elementos posicionais. Nele a proposta da taxonomia para WT é dada da seguinte forma: sistema, sub-sistema, conjunto, sub-conjunto e peças, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Exemplo da taxonomia do Reliawind

System	Sub-System	Assembly	Sub-Assembly	Part
Turbine	Rotor	Electrical pitch	Pitch motor	Brush
Turbine	Drive train	Gearbox Assembly	Gearbox	Stage 1 planetary wheel
Turbine	Power	Generator assembly	Rotor	Rotor winding

Fonte: [43]

Com base no modelo proposto por [43] foi desenvolvida a taxonomia abaixo para a turbina 1.5MW_PMDD.

Tabela 3: Taxonomia da turbina 1.5MW_PMDD

Site	Manufactor	Model	WT Id	System	Sub-System	Assembly	Sub-Assembly	Parts
Par_CE_BR	I_XXX	V_1.5_70	V_1.5_70_0001	Turbine	Rotor Blade	Pitch System	Pitch Gearbox	Eletric motor
								Gearbox
						Blade System	Blade	Blade
								Bearing blade
					Power	Generator Assembly	Rotor	Magnets stone
								Rotor Struture
							Stator	Stator coil
								Stator struture
								Laminated stator core
								Eletric cable
							Main rotor assembly	Cast Hollow Shaft
								Cast main axle
								Tapered roller Bearing
								Cylinder roller bearing
					Position	Yaw System	Yaw Brake System	Yaw brake disc
							Yaw Gearbox	Eletric motor
								Gearbox

5.2 Classificação do Modo de falha

Os modos de falha foram classificados com base na norma ISO 14224 [41] e [44], assim é apresentada estrutura híbrida para representar os diferentes tipos de falha.

▪ **Falha catastrófica:** gera uma perda do ativo levando à necessidade de substituição total do gerador, nacelle e pás, podendo incluir as torres ou não. Por exemplo: Incêndio no aerogerador causado por um curto circuito ou raio.

▪ **Falha crítica:** gera uma interrupção imediata do aerogerador desempenhar a sua função requerida, i.e., gerar energia com qualidade e segurança. Por exemplo, curto circuito na bobina estatórica.

▪ **Falha degradada:** não interrompe a função fundamental, mas compromete uma ou várias funções. Aqui, a falha pode ser do tipo gradual, parcial ou ambas. A função pode ser comprometida por diferentes combinações de output, reduzido, aumentado, erradico. Um reparo imediato pode ser adiado, mas, com o

tempo essa falha pode se tornar uma falha crítica se não forem tomadas medidas corretivas. Por exemplo, falha da biruta.

▪ **Falha incipiente:** imperfeição no estado ou condição de um item, que pode se transformar logo em uma falha degradada ou crítica. Pode (ou não) eventualmente ser um resultado esperado se ações corretivas não forem tomadas. Por exemplo, crack na superfície da pá.

▪ **Falha não crítica:** Falha de uma unidade de equipamento que não causa uma interrupção imediata da habilidade em desempenhar a sua função. Falha não crítica pode ser categorizada como degradada ou incipiente. Por exemplo: Dano superficial na carenagem.

Abaixo, serão apresentadas as tabelas para classificação das falhas com base em [44]. Contudo, algumas adaptações pela integração das classificações da norma ISO 14224 foram feitas.

Tabela 4: Escala de severidade da falha na WT

Escala	Descrição	Critério
1	Categoria V (não crítica)	Falha não interfere na segurança ou qualidade na geração de eletricidade
2	Categoria IV (incipiente)	Pode gerar eletricidade, porém um reparo urgente é requerido.
3	Categoria III (degradada)	Redução na habilidade de gerar eletricidade
4	Categoria II (crítica)	Falha gera a incapacidade de gerar energia em condições de projeto
5	Categoria I (catastrófica)	Dano total a turbina, perda do capital

Fonte: [41] [44]

A elaboração da escala de ocorrência foi feita tomando como referencia a probabilidade de ocorrência de uma única falha durante a vida de uma turbina eólica, a vida de uma WT é de 20 anos ou 175.200 horas.

Tabela 5: Escala de ocorrência da falha na WT

Escala	Descrição	Critério
1	Nível E (Extremamente improvável)	Uma falha com probabilidade (P): $P < 0,001$
2	Nível D (Remota)	Uma falha com probabilidade (P): $0,001 < P < 0,01$
3	Nível C (Ocasional)	Uma falha com probabilidade (P): $0,01 < P < 0,1$
4	Nível A (Frequente)	Uma falha com probabilidade (P): $P > 0,1$

Fonte: [44]

A escala de detecção toma como referência a facilidade de detectar uma falha durante a operação por meio de sistemas tais como SCADA ou aplicação do MC em alguns sistemas da máquina.

Tabela 6: Escala de detecção de falha da WT

Escala	Descrição	Critério
1	Na maioria das vezes certo	Método de monitoramento irá detectar
4	Alta	Boa probabilidade de detectar por método de monitoramento
7	Baixa	Baixa probabilidade de detectar por método de monitoramento
10	Na maioria das vezes impossível	Nenhum método de monitoramento disponível irá detectar

Fonte: [44] (modificado)

É possível perceber a importância do uso dos métodos de MC para identificação de falhas em turbinas em operação. Esta importância se dá principalmente para uma rápida tomada de decisão e redução dos risco de uma propagação da falha para cenários mais complexos. Os modos de falha foram categorizados em 2 dois grupos: Mecânica e Elétrica. Na Tabela 7, são apresentados exemplos de modos de falha para as duas categorias.

Tabela 7 – Exemplos de Modo de falha

Mecânica	Elétrica
Fadiga	Baixo isolamento elétrico
Fratura	Falha elétrica
Oxidação	Software
Desgaste	Geração intermitente
Dano superficial	Ruído excessivo ⁹
Desalinhamento	Geração anormal

5.3 FMEA – Turbina 1.5MW_PMDD

Para realização da análise por meio do FMEA foram tomados como referência os dados de falha de 19 turbinas eólicas instaladas num site eólico no estado do Ceará, região de Beberibe distante 103 km da capital Fortaleza. Este site possui capacidade instalada de 28,5 MW, tendo sido inaugurado dia 20/08/2009 com 100% da capacidade em operação. A análise neste trabalho se encerra no dia 22/09/2013 com retorno a condição operacional do aerogerador #5 após o seu reparo após a falha.

Como informado anteriormente a análise do FMEA será restrita ao subsistema de potência e mais especificamente ao conjunto de montagem do gerador. Para este cenário descrito, a primeira falha se deu com apenas 3.105 horas de operação, demonstrando de forma clara que existia uma divergência entre o projeto da turbina e as condições operacionais encontradas durante a operação, uma vez que a primeira falha neste site se deu com apenas 1,77% do tempo de vida esperado. Foram realizadas 49 intervenções por falha durante o período analisado, levando a situações em que numa mesma posição foram realizados reparos em até 4 vezes, sendo em todas necessário um reparo do gerador, seja ele perfeito ou imperfeito.

- **Reparo perfeito:** após a ocorrência de uma falha crítica, uma substituição completa dos seus componentes se faz necessário, levando a uma condição de “tão bom quanto novo”. Exemplo: numa falha do gerador, por isolamento baixo (curto-circuito), são retiradas todas as bobinas estatóricas, chapas estatóricas, anéis de ligação e cabos elétricos do estator, deixando somente a estrutura do estator livre para montagem com componentes novos (não reparados). Logo, nesta condição são instaladas na estrutura do estator as bobinas estatóricas, chapas estatóricas, anéis de ligação e cabos elétricos novos. Após a montagem destes componentes, o estator é protegido com uma camada de verniz com função de isolamento e proteção dos componentes.

- **Reparo imperfeito:** após a ocorrência de uma falha crítica, uma substituição parcial dos seus componentes se faz necessário, levando a uma condição intermediária entre o estado “tão bom quanto novo e” “tão ruim quanto velho”. Exemplo: numa falha do gerador, por isolamento baixo (curto-circuito), são retiradas todas as bobinas estatóricas. Porém, são mantidas as chapas estatóricas usadas, além dos anéis de ligação que serão reutilizados e os cabos elétricos.

- **Reparo mínimo:** após a ocorrência de uma falha crítica, não ocorre a substituição de nenhum componente. Neste caso, são realizados reparos trazendo o sistema à operação numa condição de “tão ruim quanto velho”. Exemplo: numa falha do gerador, por isolamento baixo (curto-circuito), são realizados *jump* de ligação excluindo do sistema a(s) bobinas que apresentam a condição do curto circuito.

A Tabela 8 apresenta o FMEA realizado no conjunto de montagem do gerador modelo 1.5MW_PMDD. A análise foi realizada num site denominado PA_CE_BR, e envolve os 19 aerogeradores instalados neste site. O NPR é denominado pelo produto da Severidade, Ocorrência e Detecção.

Os componentes analisados no conjunto de montagem foram: Imã, estrutura do rotor, bobinas estatóricas, estrutura do estator, segmento do estator, eixo oco e eixo principal.

Os Imãs possuem a função de fornecer campo magnético para geração de corrente elétrica nas bobinas estatóricas, o único modo de falha identificado foi ruído excessivo, gerando os efeitos: perda da propriedade

⁹ Podendo ser em decorrência de uma falha mecânica ou elétrica, porém para os casos estudados todas tinham uma consequência na parte elétrica.

magnética e dano ao gerador no entreferro, as causas destes modo de falha são: contato do imã com umidade e salinidade e falha da resina de colagem.

A estrutura do rotor e estrutura do estator possuem a função de servir de suporte estrutural para a montagem dos subcomponentes, o único modo de falha classificado foi oxidação, com efeito a perda da resistência estrutural e causas: baixa qualidade da proteção superficial, dano na montagem e erro de especificação da severidade do ambiente de operação.

As bobinas estatóricas possui a função de suporte eletromagnético para geração de corrente elétrica, sem fuga de corrente e curto circuito, o modo de falha presente é baixo isolamento elétrico, com efeito sendo a corrente de curto circuito entre espiras ou para massa, a causa é a falha no isolamento do fio de cobre.

O segmento do estator (chapas estatóricas) possui a função de reduzir as perdas por corrente parasita e histerese, o modo de falha é identificada por meio de uma geração de corrente elétrica fora do projetado, o efeito de falha é a ocorrência de corrente parasita e histerese, com as causas possíveis sendo: oxidação ou falha do isolamento na borda da chapa, e espessura inadequada da aplicação do verniz de isolamento dielétrico e proteção contra oxidação.

O eixo oco e principal possuem a função de servir de suporte estrutural para a montagem de subcomponentes permitindo o movimento rotacional relativo entre o estator e o rotor do gerador, os modos de falha podem ser oxidação e dano superficial, com os efeitos gerados a redução/perda da resistência estrutural ou desbalanceamento da estrutura, as causas possíveis são: baixa qualidade da proteção superficial, dano na montagem, erro na especificação da proteção superficial e baixa qualidade do processo de usinagem não garantindo a especificação.

Tabela 8 – FMEA – Conjunto de montagem do gerador – 1.5MW_PMDD

EMPRESA: N/D		FMEA - Análise do Modo de Falha e Efeitos					Data: 18/09/2017		
Site: PA CE BR	Manufacturer: I XXX	Model: V 1.5 10	WT Id: ALL (1-19)	Sistema: TURBINA	Subsistema: POWER	Assembly: GENERATOR ASSEMBLY			
Componente	Função do componente	Falha			Controle Atual	Índices			NPR
		Modo(s)	Efeito(s)	Causa(s)		O	S	D	
Imãs	Fornecer campo magnético para geração de corrente elétrica nas bobinas estáticas	Ruído Excessivo	Perda da propriedade magnética	Contato com umidade e salinidade	Nenhum	4	4	4	64
		Ruído Excessivo	Dano ao gerador, imã no entreferro	Falha da resina de colagem	Nenhum	4	4	4	64
Estrutura do rotor	Servir de suporte estrutural para montagem de subcomponentes	Oxidação	Perda da resistência estrutural	Baixa qualidade da proteção superficial	Inspeção da qualidade do componente	2	2	1	4
				Dano na montagem	Inspeção pós montagem	2	2	1	4
				Erro de especificação da severidade do ambiente de operação	Nenhum	2	2	1	4
Bobina estática + Isolamento	Suporte eletromagnético para geração de corrente elétrica, sem fuga e curto circuito	Baixo isolamento elétrico	Perda de isomaneto + Curto circuito	Falha no isolamento	Inspeção da qualidade do componente	4	4	4	64
		Baixo isolamento elétrico	Perda de isomaneto + Curto circuito	Falha no isolamento	Inspeção de qualidade pós montagem	4	4	4	64
Estrutura do estator	Servir de suporte estrutural para montagem de subcomponentes	Oxidação	Perda da resistência estrutural	Baixa qualidade da proteção superficial	Inspeção da qualidade do componente	2	2	1	4
				Dano na montagem	Inspeção pós montagem	2	2	1	4
				Erro de especificação da severidade do ambiente de operação	Nenhum	2	2	1	4
Segmento do Estator + Isolamento	Reduzir as perdas por corrente parasita e histerese	Geração anormal	Corrente parasita + histerese	Oxidação na borda da chapa	Inspeção da qualidade do componente	3	3	4	36
			Corrente parasita + histerese	Falta de isolamento na borda	Inspeção da qualidade do componente	3	3	4	36
			Corrente parasita + histerese	Espessura inadequada de isolamento	Inspeção da qualidade do componente	3	3	4	36
Eixo Oco	Servir de suporte estrutural para montagem de subcomponentes	Oxidação	Perda da resistência estrutural	Baixa qualidade da proteção superficial	Inspeção da qualidade do componente	2	2	1	4
				Dano na montagem	Inspeção pós montagem	2	2	1	4
				Erro de especificação da severidade do ambiente de operação	Nenhum	2	2	1	4
		Dano superficial	Desbalanceamento + folga do rolamento	Baixa qualidade da fabricação (usinagem)	Inspeção da qualidade do componente	4	4	1	16
Dano na montagem	Inspeção pós montagem			3	4	1	12		
Eixo principal	Servir de suporte estrutural para montagem dos rolamentos principais	Oxidação	Perda da resistência estrutural	Baixa qualidade da proteção superficial	Inspeção da qualidade do componente	2	2	1	4
				Dano na montagem	Inspeção pós montagem	2	2	1	4
				Erro de especificação da severidade do ambiente de operação	Nenhum	2	2	1	4
		Dano superficial	Desbalanceamento + folga do rolamento	Baixa qualidade da fabricação (usinagem)	Inspeção da qualidade do componente	4	4	1	16
Dano na montagem	Inspeção pós montagem			3	4	1	12		

6 RESULTADOS

Todos os resultados apresentados abaixo tomaram como referência os dados obtidos a partir da aplicação do FMEA apresentado na **Tabela 8**, no site eólico situado na região litorânea do Ceará, este site é composto por 19 WT, todas de 1.5 MW de tecnologia PMDD, este site foi inaugurado em 22/08/2009.

Nestas 19 WT, foram registradas 49 falhas críticas e os modos de falha se concentraram em basicamente dois: ruído excessivo e baixa resistência. Sendo ruído excessivo responsável por 20% das falhas e baixa resistência por 76%, **Error! Reference source not found..** Com esta informação é possível perceber que as falhas foram recorrentes: uma mesma máquina foi substituída 4 vezes pela ocorrência do mesmo modo de falha, baixa resistência e outra a baixa resistência se repetiu 3 vezes sendo a ocorrência de ruído excessivo uma.

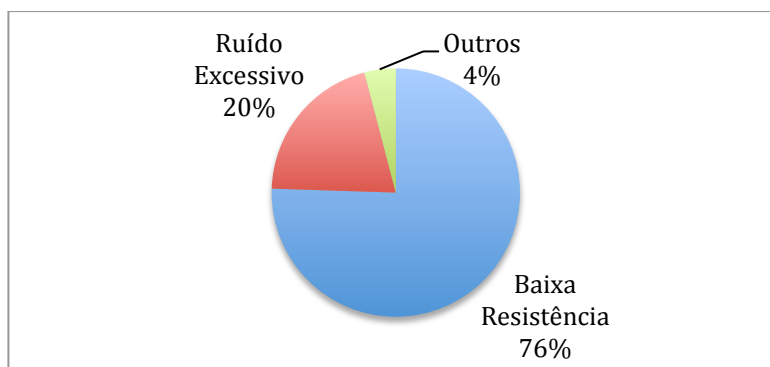


Figura 10 – Participação dos Modos de Falha

Analisando os tempos de falha na primeira troca, foi identificado que a WT que falhou com o menor tempo teve 3.105,8 horas de operação, enquanto que a maior ocorreu com 10.137,10 h, sendo a média do tempo até a primeira falha crítica de todas as 19 WT de 5.912,79 h.

Analisando os tempos de falha na segunda troca, o menor tempo foi 466,90 h de operação. A maior 15.823,70 h e a média 6.923,71 h. Estes tempos refletem a ocorrência de falha em todas as 19 WT do site. Na terceira troca, a ocorrência de falha crítica se deu em 6 WT do site, sendo o menor tempo 1.415,30 h, o maior 14.470,8 h e a média em 9.274,04 h de operação. Na quarta e última trocas, as falhas categorizadas como críticas aconteceram em 2 WT do site com menor tempo de falha a 8.509,50 h, a maior com 17.711,40 h e a média 13.110,45 h.

Analisando a frequência de falha em relação a cada troca, **Error! Reference source not found.**, percebe-se uma redução gradual, chegando a valor de $\lambda = 0,000076 \text{ h}^{-1}$. Mesmo com esta melhora, a frequência de falha desejada no contexto de não ocorrência de falha crítica ao longo da vida de 20 anos de operação, espera-se $\lambda = 0,000005 \text{ h}^{-1}$, isto é 14 vezes maior que o desejado.

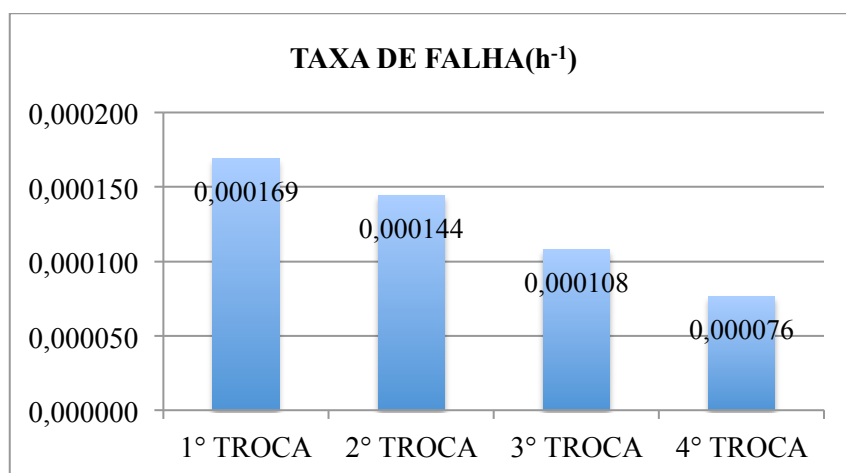


Figura 11 – Análise da taxa de falha

Analisando a frequência de falha por modo de falha percebe-se que ruído excessivo possui uma frequência de falha de $\lambda = 0,000171 \text{ h}^{-1}$ e baixa resistência com $\lambda = 0,000126 \text{ h}^{-1}$, **Error! Reference source not found.** A principal causa identificada para ocorrência do ruído excessivo foi o descolamento do ímã do costado do rotor, tendo como causa raiz a não resistência da resina de colagem ao ambiente salino, quente e úmido da região do Ceará. Em relação à baixa resistência, a principal causa estava relacionada à ocorrência de curto circuito entre espiras da bobina estatórica ou entre a bobina e a massa do estator.

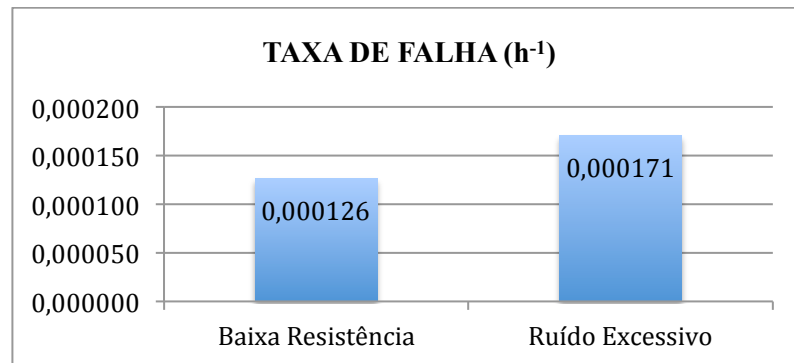


Figura 12 – Análise da taxa de falha por modo de falha

7 COMENTÁRIOS FINAIS

A criação de um banco de dados de falha e manutenção de WT é fundamental para o desenvolvimento da indústria eólica no Brasil e América Latina. Países como Alemanha já possuem o WMEP [45], e China tem seguido o mesmo caminho [20]. A estruturação de um banco de dados local produz acúmulo de conhecimento e desenvolvimento de tecnologia mais aderente às condições ambientais da região em questão. Assim, o uso de banco de dados de falha/manutenção integrada com diferentes fontes de informação. Tais como os dados obtidos pelo MC pelo SCADA e outros sistemas, além da congregação de técnicas de detecção e antecipação da falha, levam a uma gestão da O&M mais eficiente e de menor custo tornando a indústria local mais competitiva frente aos fabricantes Europeus e Americanos.

REFERÊNCIAS

- [1] A. Kusiak and W. Li, "The prediction and diagnosis of wind turbine faults," *Renew. Energy*, vol. 36, no. 1, pp. 16–23, (2011).
- [2] W. Engels, T. Obdam, and F. Savenije, "Current developments in wind-2009," 2009.
- [3] S. S. Sheng, "Report on Wind Turbine Subsystem Reliability - A Survey of Various Databases," (2013).
- [4] E. Hau, *Wind Turbine: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, 2nd edição. Germany: Springer, (2006).
- [5] C. a; Walford, "Wind turbine reliability: understanding and minimizing wind turbine operation and maintenance costs," (2006).
- [6] B. Kerres, K. Fischer, and R. Madlener, "Economic Evaluation of Maintenance Strategies for Wind Turbines: A Stochastic Analysis," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 9, no. 3, pp. 766–774, (2014).
- [7] W. Yang, P. J. Tavner, C. J. Crabtree, and M. Wilkinson, "Cost-effective condition monitoring for wind turbines," *IEEE Transitions Ind. Electron.*, vol. 57, no. 1, pp. 263–271, (2010).
- [8] T. Ackermann and L. Söder, "Wind energy technology and current status: a review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 4, no. 4, pp. 315–374, (2000).
- [9] M. Martinez-Luengo, A. Kolios, and L. Wang, "Structural health monitoring of offshore wind turbines: A review through the Statistical Pattern Recognition Paradigm," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 91–105, (2016).
- [10] G. M. Joselin Herbert, S. Iniyan, E. Sreevalsan, and S. Rajapandian, "A review of wind energy technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 11, no. 6, pp. 1117–1145, (2007).
- [11] A. D. Hansen and L. H. Hansen, "Wind turbine concept market penetration over 10 years (1995-2004)," *Wind Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 81–97, (2007).
- [12] "GAMESA - 2.0 - 5.0 PLATAFORMAS," 2016. [Online]. Available: www.gamesa.com. [Accessed: 16-Aug-2017].
- [13] "VESTAS - 2 MW PLATFORM," 2015. [Online]. Available: www.vestas.com. [Accessed: 16-Aug-2017].
- [14] "VESTAS - 3MW PLATAFORM," 2017. [Online]. Available: www.vestas.com. [Accessed: 16-Aug-2017].
- [15] P. J. T. F. S. G. J. W. van B. E. Koutoulakos, "Reliability of Different Wind Turbine Concepts with Relevance to Offshore Application," in *European Wind Energy Conference*, 2008, no. April, p. 9.
- [16] "VENSYS ENERGY AG," 2010. [Online]. Available: www.vensys.de. [Accessed: 16-Aug-2017].
- [17] a. J. Seebregts, L. W. M. M. Rademakers, and B. a. van den Horn, "Reliability analysis in wind turbine engineering," *Microelectron. Reliab.*, vol. 35, pp. 1285–1307, (1995).

- [18] J. M. Pinar Pérez, F. P. García Márquez, A. Tobias, and M. Papaelias, "Wind turbine reliability analysis," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 23, pp. 463–472, (2013).
- [19] K. Fischer, F. Besnard, and L. Bertling, "Reliability-centered maintenance for wind turbines based on statistical analysis and practical experience," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 27, no. 1, pp. 184–195, (2012).
- [20] Y. Lin, L. Tu, H. Liu, and W. Li, "Fault analysis of wind turbines in China," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 55, pp. 482–490, (2016).
- [21] P. Tavner, C. Edwards, A. Brinkman, and F. Spinato, "Influence of Wind Speed on Wind Turbine Reliability," *Wind Eng.*, vol. 30, no. 1, pp. 55–72, (2006).
- [22] P. J. Tavner, M. W. G. Whittle, and D. M. Greenwood, "Study of Effects of Weather & Location on Wind Turbine Failure Rates," *Eur. Wind Energy Conf.*, no. Ewec, (2010).
- [23] "IEA WIND: 2015 Annual Report," (2016).
- [24] D. Chan and J. Mo, "Life cycle reliability and maintenance analyses of wind turbines," *Energy Procedia*, vol. 110, no. December 2016, pp. 328–333, (2017).
- [25] C. Zhang, W. Gao, S. Guo, Y. Li, and T. Yang, "Opportunistic maintenance for wind turbines considering imperfect , reliability-based maintenance," *Renew. Energy*, vol. 103, pp. 606–612, (2017).
- [26] F. P. García Márquez, A. M. Tobias, J. M. Pinar Pérez, and M. Papaelias, "Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods," *Renew. Energy*, vol. 46, pp. 169–178, (2012).
- [27] M. Shafiee, "Maintenance logistics organization for offshore wind energy: Current progress and future perspectives," *Renew. Energy*, vol. 77, no. 1, pp. 182–193, (2015).
- [28] X. Tian, J. Xi, I. Rehab, G. M. Abdalla, F. Gu, and A. D. Ball, "A robust detector for rolling element bearing condition monitoring based on the modulation signal bispectrum and its performance evaluation against the Kurtogram," *Mech. Syst. Signal Process.*, vol. 100, pp. 167–187, (2018).
- [29] A. Kusiak, Z. Zhang, and A. Verma, "Prediction , operations , and condition monitoring in wind energy," *Energy*, vol. 60, pp. 1–12, (2013).
- [30] A. Romero, S. Soua, T. Gan, B. Wang, S. Soua, T. Gan, and B. Wang, "Condition Monitoring of a wind turbine drive train based on its power dependant vibrations," *Renew. Energy*, (2017).
- [31] R. Dahiya, "Condition monitoring of wind turbine for rotor fault detection under non stationary conditions," *Ain Shams Eng. J.*, (2017).
- [32] P. B. Dao, W. J. Staszewski, T. Barszcz, and T. Uhl, "Condition monitoring and fault detection in wind turbines based on cointegration analysis of SCADA data," *Renew. Energy*, pp. 1–16, (2017).
- [33] D. Ault and M. G.W., "Condition monitoring benefit for onshore wind turbines: sensitivity to operational parameters," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 2, no. 1, pp. 60–72, (2008).
- [34] M. L. Wymore, J. E. Van Dam, H. Ceylan, and D. Qiao, "A survey of health monitoring systems for wind turbines," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, no. 1069283, pp. 976–990, (2015).

- [35] G. De Novaes, P. Leite, A. Maurício, P. André, and C. Rosas, “Prognostic techniques applied to maintenance of wind turbines : a concise and specific review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, no. June, (2017).
- [36] O. O. Ogidi, P. S. Barendse, and M. A. Khan, “Fault diagnosis and condition monitoring of axial-flux permanent magnet wind generators,” *Electr. Power Syst. Res. J.*, vol. 136, pp. 1–7, (2016).
- [37] F. M. Akhmedjanov, *Reliability databases: state-of-the-art and perspectives*, vol. 1235, no. August. 2001.
- [38] Z. Hameed, J. Vatn, and J. Heggset, “Challenges in the reliability and maintainability data collection for offshore wind turbines,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 2154–2165, (2011).
- [39] M. Niclas, A. Kolios, T. Fischer, and F. Brennan, “Influence of statistical uncertainty of component reliability estimations on offshore wind farm availability,” *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 0, pp. 1–12, (2017).
- [40] I. Abdallah, A. Natarajan, and J. D. Sørensen, “Influence of the control system on wind turbine loads during power production in extreme turbulence : Structural reliability,” *Renew. Energy*, vol. 87, pp. 464–477, (2016).
- [41] ABNT NBR ISO 14224:2011, “Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment,” vol. 2011. ISO, p. 178, (2011).
- [42] A. Nonato and E. L. Droguet, “Taxonomia de Banco de Dados de Confiabilidade para a Distribuição de Gás Natural,” *An. do XXIII Encontro Nac. Eng. Produção*, pp. 1–8, 2003.
- [43] M. Wilkinson, B. Hendriks, F. Spinato, E. Gomez, H. Bulacio, P. Tavner, Y. Feng, and H. Long, “Methodology and Results of the Reliawind Reliability Field Study,” *Eur. Wind Energy Conf. (EWEC 2010)*, no. Ewec, p. 7, 2010.
- [44] H. Arabian-Hoseynabadi, H. Oraee, and P. J. Tavner, “Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) for wind turbines,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 7, pp. 817–824, (2010).
- [45] S. Faulstich, S. Pfaffel, P. Kühn, and P. Lyding, “Monitoring Offshore Wind Energy Use in Europe–Offshore~WMEP,” *Energy Procedia*, vol. 24, no. January, pp. 322–327, (2012).