

Revisão de Falhas e Tendências na Geração Eólica

Thiago Naufal Santelo ** José Roberto B. A. Monteiro ***

Universidade de São Paulo - USP, São Carlos, SP, Brasil

** thiago.naufal@gmail.com

*** jrm@sc.usp.br

Abstract: This paper presents analysis of wind turbine failures of the main technologies classified in the literature, identifies critical components and trends for the most modern wind farm facilities, which seek greater efficiency, robustness and reliability. By Pareto's rule, a set of components has been identified, although they have little fault contribution, accounting for almost all downtime when they occur. Wind turbines fail around 2 times a year with an average downtime of 100h per failure. Gearbox is the most critical component being constantly technically evaluated.

Resumo: Este artigo apresenta análise de falhas em turbinas eólicas das principais tecnologias classificadas na literatura e aponta componentes críticos e tendências nas instalações de parques eólicos mais modernos, onde se busca maior eficiência, robustez e confiabilidade. Usando a regra de Pareto identificou um conjunto de componentes, que apesar de falharem pouco, representam quase a totalidade de inatividade por falha/ano quando ocorrem. Turbinas eólicas falham ao redor de 2 vezes ao ano com uma inatividade média de 100h por falha. A caixa de engrenagens é o componente mais crítico sendo constantemente avaliado tecnicamente.

Keywords: Failures; Reliability; Wind turbine; Gearbox; Generator; Frequency converter; Yaw system; Pitch system; Drive train; Rotor hub.

Palavras-chaves: Falhas; Confiabilidade; Turbina eólica; Caixa de engrenagens; Gerador; Conversor de frequência; Sistema de guinada; Sistema de passo das pás; Trem de acionamento; Cubo do rotor.

1. INTRODUÇÃO

A geração eólica, comparada as opções de geração a combustíveis fósseis, é uma fonte de energia limpa, renovável, permanentemente disponível, sem emissão de gases de efeito estufa e como alternativa a geração concentrada requer menos terreno nas suas instalações. Por causa dessas características é uma das fontes de energia de menor impacto ambiental e vem se tornando a energia renovável de maior representação na matriz energética de países com alta demanda e disponibilidade de ventos de médio (5m/s) a alta velocidade (10m/s) (Vazquez Hernandez et al., 2017; Dinler and Akdag, 2009).

A principal barreira que ainda impede maiores investimentos neste tipo de geração são os custos, que apesar de decrescerem ao longo dos últimos anos, ainda possuem barreiras técnicas que torna o kWh da geração eólica superior ao da geração térmica (Lishan, 2011; Huenteler et al., 2018).

Uma das barreiras técnicas é a baixa confiabilidade devido a falhas em turbinas eólicas (TEs), responsáveis por perdas de receitas, elevação de custos operacionais e de manutenção, logo se torna fundamental análise de modo de falhas dos componentes que compõem o sistema, através levantamento de banco de falhas de gestão da manutenção e monitoramento de predição para adequar cronogramas de manutenção, reduzir danos, aumentar a confiabilidade

e diminuir o tempo de inatividade (Qiao and Lu, 2015; Bruce et al., 2015).

Prevenção e monitoramento de falhas são importantes técnicas da gestão de manutenção que antecipam reconhecimento de falhas e desligam o sistema para reduzir danos que podem ser catastróficos, com a perda total da TE (Lu et al., 2009; Lin et al., 2016; Liton Hossain et al., 2018; Hatzigryriou and Kanellos, 2009).

Dada a imprevisibilidade da geração eólica, atribuída as condições climáticas e a baixa robustez que causam desligamentos de turbinas isoladas e as vezes a desconexão do parque eólico inteiro do Sistema Elétrico de Potência (SEP), o objetivo das análises é destinar esforços de pesquisa e desenvolvimento nos componentes mais críticos e identificar oportunidades de melhoria em sistemas de proteção.

Diferentemente dos parques eólicos dos anos 80, quando possuíam muitas TEs com geradores de potência média de até 500kW, hoje os novos parques eólicos são construídos com quantidades reduzidas de TEs, e potência média dos geradores entre 2 a 5MW (Sammy Roth, 2018; Pinar Pérez et al., 2013).

Fabricantes de TEs investem pesquisa e desenvolvido para aumentar a capacidade das turbinas, com o tamanho geral dos componentes aumentados, como pás e torres,

turbinas ficam numa região de ventos mais constantes, mais intensos, com turbulências reduzidas, representando maior velocidade e menos transitórios eletromagnéticos no gerador. Essa vantagem física, aumenta a eficiência e a potência gerada por unidade de TE. Quanto maior a potência das TEs, menores espaços físicos ocupam, aumentam a densidade de potência instalada e reduzem áreas ocupadas nas instalações eólicas.

Na proporção do aumento de capacidade das TEs, aumentam também a complexidade eletromecânica de uma TE. Dessa forma, as TEs de maior capacidade falham com maior frequência (Ribrant and Bertling, 2007). Em contrapartida, as TEs de menor capacidade e vida útil de mais de vinte anos começaram a ser descomissionadas, pois seus contratos de operação e manutenção não são mais viáveis.

Comparando os parques eólicos antigos, compostos de muitas TEs de baixa capacidade, quando individualmente uma TE falha e desliga, não há uma representatividade substancial de alterar o estado da barra (tensão complexa deste nó) do SEP ao qual está ligado. Atualmente, quando TEs falham, há uma relevância maior, pois os parques eólicos modernos são compostos por uma quantidade menor de geradores, quando individualmente desligam, o controle integrado do parque eólico coordena outras TEs a realizarem a compensação de reativo, diminuindo ainda mais a potência ativa gerada (Muljadi and Ellis, 2008; Ellis et al., 2011).

Estudo de falhas visa reduzir desligamentos em TEs não programados e as falhas podem ser classificadas em primárias e secundárias: primária, quando o evento perde a capacidade total de geração, exemplo: curto circuito no gerador, ou no conversor; e secundária quando o evento produz mau funcionamento e reduz a eficiência da TE, exemplo: desempenho inadequado do controle devido a falha no sensor de posição do rotor (El-Metwally et al., 2018).

Outro quesito do estudo de falhas em TEs visa aumentar a disponibilidade. Uma comparação do deficit de eficiência dos parques eólicos chineses em relação aos estadunidenses, anuncia que hoje a China possui disponibilidade entre 37% e 45%, enquanto os Estados Unidos possuem disponibilidade entre 54% e 61%. Causas do deficit dos parques eólicos chineses se explicam por escolhas inadequadas da altura das torres, falhas em componentes devido a tecnologias não apropriadas ao clima e atrasos no comissionamento de conexões de rede, pois a estrutura existente não absorve picos de geração (Huenteler et al., 2018).

Na China a partir de 2030 a energia eólica será desenvolvida para aplicações *offshore* a distância, o desenvolvimento concentra esforços para elevar a disponibilidade para taxas acima de 60%, visto que, os custos de operação e manutenção *offshore* são muito maiores e o gerador mais indicado para esta aplicação são os geradores síncronos de ímãs permanentes, pois não possuem circuitos ligados a escovas, que tem a degradação acelerada por intempéries (Huenteler et al., 2018; Lishan, 2011).

Nesse sentido análise de falhas de TEs além da sua importância no que tange previsibilidade para operação e manutenção, são fontes de entrada de demais estudos ligados

a geração, como: análises de contingências, de conexão, de sistemas de controle e proteção de TEs e integrado ao parque eólico, de compensação de energia reativa, de compensação de inércia sintética, de proteção do gerador via controle do conversor, previsão de demandas geradas e de receitas anuais.

2. CLASSIFICAÇÃO TECNOLÓGICA DAS TES

Com a finalidade de contextualizar e apontar tendências das tecnologias de TEs, esta seção unifica as quatro principais configurações existentes de TEs de acordo com a conexão do gerador a rede por (Yaramasu et al., 2015; Hatzigiargyriou and Kanellos, 2009; Ribrant and Bertling, 2007; Ackermann, 2005).

O setor de energia eólica foi estruturado nos anos 80 e 90 por uma primeira geração de geradores predominantes de velocidade fixa, por essa característica, possuem baixa eficiência aerodinâmica, composto por TEs de baixa capacidade, na escala de kW, utilizando um conversor eletrônico como um gradador de tensão para suavizar a conexão com a rede, compostos principalmente por máquinas de indução, *Squirrel Cage Induction Generator* (SCIG) e *Wound Rotor Induction Generator* (WRIG). Uma segunda geração se inicia no fim dos anos 90 e início do ano 2000, com predominância de geradores que permitem um grau maior de variação de velocidade, que permitiu junto com o aumento de capacidade um melhor aproveitamento do vento, aumentando a eficiência das TEs compostos principalmente por geradores de indução duplamente alimentado, *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG), alimentados por conversores CA-CC-CA de carga parcial, geradores síncronos do tipo *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG) e *Wound Rotor Synchronous Generator* (WRSG) alimentados por conversores de carga total e SCIG alimentado também por conversor de carga total, porém sem banco adicional de capacitores, evoluindo para geradores com potência acima de 2MW e projeção de desenvolvimento até 2020 de geradores com potência acima de 15MW.

Tipo 1 - Está configuração é caracterizada pela existência de um conversor eletrônico CA-CA para suavizar o transitório da conexão com a rede, após transitório o gerador é conectado diretamente a rede. A máquina típica dessa configuração é a SCIG, de velocidade fixa. O sistema possui controle aerodinâmico do cubo das pás de passo e freio - *pitch/stall*, uso de caixa de engrenagens, *gearbox*, para elevar a velocidade do gerador e banco de capacitores para compensação de reativos e excitação do gerador, Fig. 1.

Tipo 2 - Também caracterizada por possuir um conversor CA-CA para suavizar a conexão do gerador a rede, porém adicionalmente possui resistências variáveis ao circuito do rotor para controle de velocidade do gerador, a máquina típica dessa configuração é a WRIG, possui pouca variação de velocidade, uso de controle do cubo das pás *pitch/stall*, caixa de engrenagens e banco de capacitores para excitação do gerador, Fig. 2.

As configurações tipo 1 e tipo 2 ficaram restritas as instalações de TEs na faixa de potência de 500kW, pois não possuíam uma boa capacidade de rastreamento do ponto ótimo

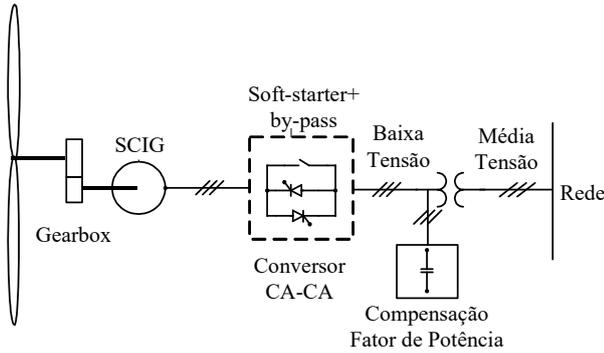


Figura 1. Configuração TE tipo 1.

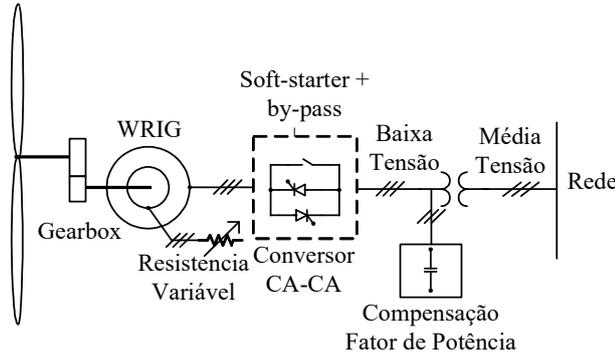


Figura 2. Configuração TE tipo 2.

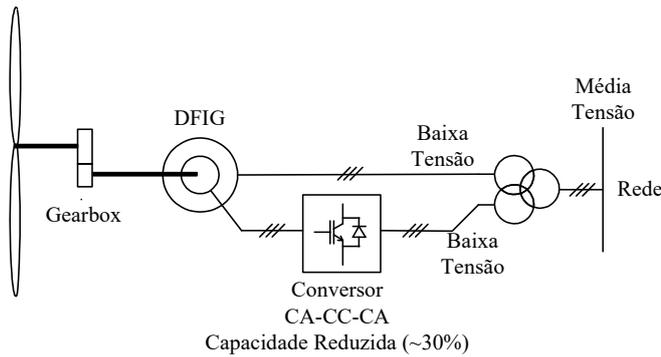


Figura 3. Configuração TE tipo 3.

de máxima potência gerada, que só foi possível com o uso de conversores CA-CC-CA com controle de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). As TEs modernas são basicamente dos tipos 3 e 4, que diferenciam entre si, pelo processamento parcial ou total da geração pelo conversor eletrônico CA-CC-CA.

Tipo 3 - Nesta configuração o circuito do rotor converte 30% da potência do gerador à rede, o restante da potência gerada é conectado diretamente à rede pelo circuito estator, a máquina típica dessa configuração é a DFIG, possui controle de variação de velocidade mediana. Ainda tem controle do cubo das pás *pitch/stall* e uso de *gearbox*, Fig. 3;

Tipo 4 - Está configuração é caracterizada pela existência de um conversor eletrônico de carga total ligado ao estator do gerador. Os geradores mais típicos que compõem essa configuração são as máquinas síncronas, PMSG e WRSG, e a SCIG. De todas as configurações esta é a que permite a maior variação da velocidade de geração, podendo também ter controle do cubo das pás do tipo

pitch, *pitch* fixo e uso facultativo de *gearbox* de acordo com a quantidade de polos do gerador, Fig. 4.

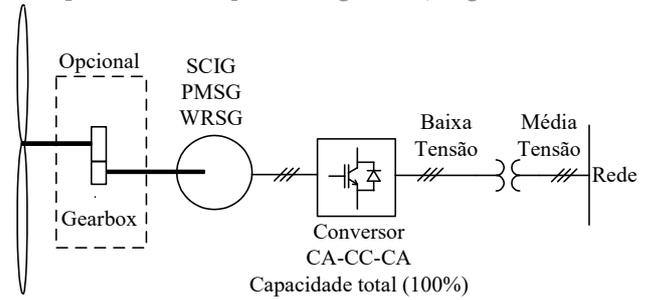


Figura 4. Configuração TE tipo 4.

As fazendas eólicas são compostas por centenas de TEs com geradores de potência média entre 1 e 5MW, possuem os quatro tipos de configurações de TEs classificadas. Logo um modelo composto por um único gerador equivalente reduz a complexidade, e tem relevância para planejamentos e estudos de interconexão com a rede de transmissão, pois facilita previsões de comportamento do parque eólico (Muljadi and Ellis, 2008). A energia reativa é gerenciada no nível do ponto de acoplamento comum da planta através de um controle coordenado de TEs. Tipo 1 e 2 possuem banco de capacitor para realizar a correção do fator de potência e a excitação do gerador, porém com uma resposta dinâmica ruim, para uma melhor resposta, compensadores do tipo STATCOM são apropriados na aplicação. Quanto a compensação reativa de TEs do tipo 3 e 4 não há necessidade de bancos de capacitores adicionais, pois já possuem a compensação automática pelo conversor que as conectam na rede (Ellis et al., 2011).

Em Chen and Li (2008) apresenta a distribuição global de TEs por tipo de gerador até 2004, Fig. 5, que demonstra uma penetração maior da tecnologia DFIG, redução substancial dos geradores SCIG e WRIG, e se mantendo constante ao longo dos anos as instalações de geradores síncronos.

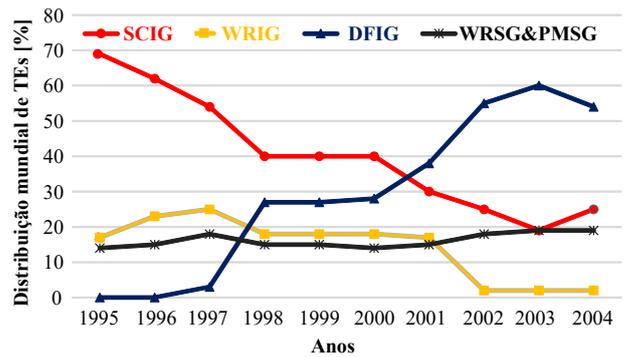


Figura 5. Distribuição mundial de tipos de geradores eólicos.

3. IDENTIFICAÇÃO DE COMPONENTES CRÍTICOS DAS TES POR PARETO

A universidade de Durham promoveu um fórum (Tavner, 2011) com o objetivo de avaliar taxas de falhas e tempo de inatividade de TEs da União Europeias de 1 a 6 anos após seus comissionamentos, todas de grande porte, com regulagem *pitch* instaladas *onshore* por mais de 13 anos contabilizando 1.400 TEs em 35.000 eventos de falhas para

mapear componentes críticos para discussão de melhorias em tecnologias de componentes para expansão da geração eólica em aplicações *offshore*. Nesta avaliação todos os componentes foram divididos em 7 módulos, mostrados na Fig. 6 a distribuição de falhas e inatividade por subsistema.

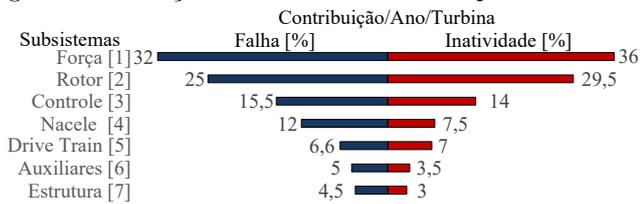


Figura 6. Subsistemas da TE classificados pela universidade de Durham.

Com o objetivo de classificar as falhas que representam o maior custo, foram ordenadas as falhas dos componentes da TE por taxas de *downtime* do maior para o menor, criando uma de escala de *downtime* acumulada, outra escala, foi adicionada as taxas de falhas individuais dos componentes.

Essa estruturação de dados facilita a gestão de custo de manutenção, pois foca nos componentes mais críticos ao ponto de vista de disponibilidade. Essa ferramenta é conhecida na economia por regra de Pareto (20/80), muito usada para levantamento de custos e inventários, quando existe um pequeno grupo de itens que representam majoritariamente os custos, ou os patrimônios. No caso em análise, 20% das taxas de falhas são responsáveis por 80% das taxas de *downtime* e 80% das taxas de falhas são responsáveis por 20% das taxas de *downtime*. Como resultado do ordenamento, Fig.7, obteve 25% das falhas causam 95% de inatividade e 75% das falhas causam 5% de inatividade.

4. FALHAS NOS COMPONENTES DAS TES

Uma análise realizada por Ribrant and Bertling (2007) classifica 13 principais componentes críticos das TEs avaliados em mais de 600 unidades majoritariamente do tipo DFIG entre os anos de 2000 a 2004 em instalações suecas. A principal descoberta desta avaliação está resumida no gráfico da Fig. 8 onde as TEs falham 0,402 vezes por ano e o tempo médio de inatividade por ano/falha/turbina é de 130 horas. Os componentes mais críticos são o trem de acionamento (*drive-train*), que são os componentes ligados ao sistema de rotação como eixos, rolamentos e o cubo das pás, a caixa de engrenagens e o sistema de guinadas, que levam entre 250–290h para reparar.

Outra análise de falhas feita por Spinato et al. (2009) e Qiao and Lu (2015), onde são avaliadas TEs da Alemanha e da Dinamarca com o objetivo de identificar onze principais componentes críticos em instalações onshore para uma abordagem de robustez nas aplicações *offshore*. Os bancos de dados deste estudo são das publicações de *Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein* (LWK) de 1993 a 2006 de mais de 650 TEs e aproximadamente 5800 eventos de falha e *Wissenschaftliches Messund Evaluierungsprogramm* (WMEP), de 1989 a 2006, de 1500 TEs e aproximadamente 15400 eventos de falhas. Nesse banco de dados existem amostras de velocidade fixa (SCIG e WRIG), de velocidade variável (DFIG, PMSG e WRSB), de acionamento

indireto, com *gearbox* e acionamento direto (*direct-drive*), sem uso de *gearbox*, abrangendo os quatro tipos de turbinas levantados na introdução.

Na amostra de LWK, Fig.9, as TEs falham 1,92 vezes por ano, o tempo médio de inatividade por falha/ano/turbina é de 131,58 horas. Os componentes mais críticos são a caixa de engrenagens, as pás e o trem de acionamento, que levam entre 260–340h para reparar.

Quanto a amostra de WMEP, Fig 10, as TEs falham 2,5 vezes por ano, o tempo médio de inatividade por falha/ano/turbina é de 69,53 horas. Os componentes mais críticos são a caixa de engrenagens, o trem de acionamento e o gerador, que levam entre 140 – 150h para reparar.

5. CONCLUSÕES

Pela análise de Pareto, entre todos os componentes que compõem uma TE, 80% de inatividade das TEs são causadas pelos componentes: sistema de passo das pás, conversor de frequência, gerador, sistema de guinada da Nacele, *gearbox*, sensores e comunicação do sistema de controle, pás e o cubo de rotação. Estes componentes são listados como críticos, pois apesar de concentrarem menos de 20% de falhas, são maiores responsáveis por redução de disponibilidade.

Turbinas eólicas falham entre 1,9 a 2,5 vezes ao ano com um tempo médio de inatividade de 69 a 131h por falha. Banco de falhas de parques eólicos mais novos e com menor quantidade de TEs tem a tendência de terem taxas de falhas menores, caso sueco de 0,402 falhas/turbina/ano, enquanto banco de falhas de parques eólicos mais antigos e com número maior de TEs tendem a ter taxas de falhas maiores, caso do banco WMEP que possui 2,51 falhas/turbina/ano, sendo mais representativo para análise o banco de maior número de TEs e maior tempo de avaliação. O tempo médio de inatividade de todos os bancos de falhas tiveram comportamento semelhante, tanto as TEs mais antigas quanto as TEs mais modernas, observando um tempo médio de reparo de 70 a 130 horas.

O *gearbox* representa menos de 10% das falhas nas TEs, porém seu tempo médio de reparo supera 150h. Como solução, fabricantes de TEs, tem a opção os geradores PMSGs sem *gearbox*, chamado de *direct-drive*, ainda em processo de avaliação e indicado a aplicações de reduzida O&M, como as instalações *offshore*.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao FPTI por viabilizar o convênio DINTER efetivado com a EESC/USP.

REFERÊNCIAS

- Ackermann, T. (2005). *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK. doi:10.1002/0470012684. URL <http://doi.wiley.com/10.1002/0470012684>.
- Bruce, T., Long, H., and Dwyer-Joyce, R.S. (2015). Dynamic modelling of wind turbine gearbox bearing loading during transient events. *IET Renewable Power Generation*, 9(7), 821–830. doi:10.1049/iet-rpg.2014.0194.

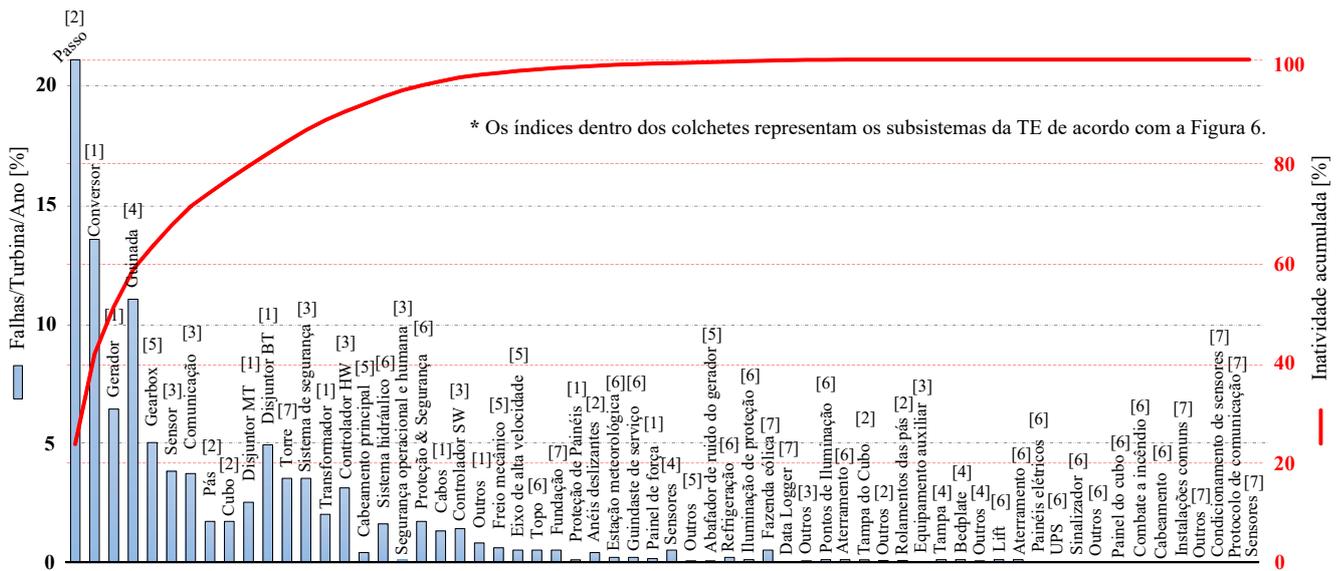


Figura 7. Downtime acumulado versus taxa de falha de todos componentes da TE classificados por subsistemas.

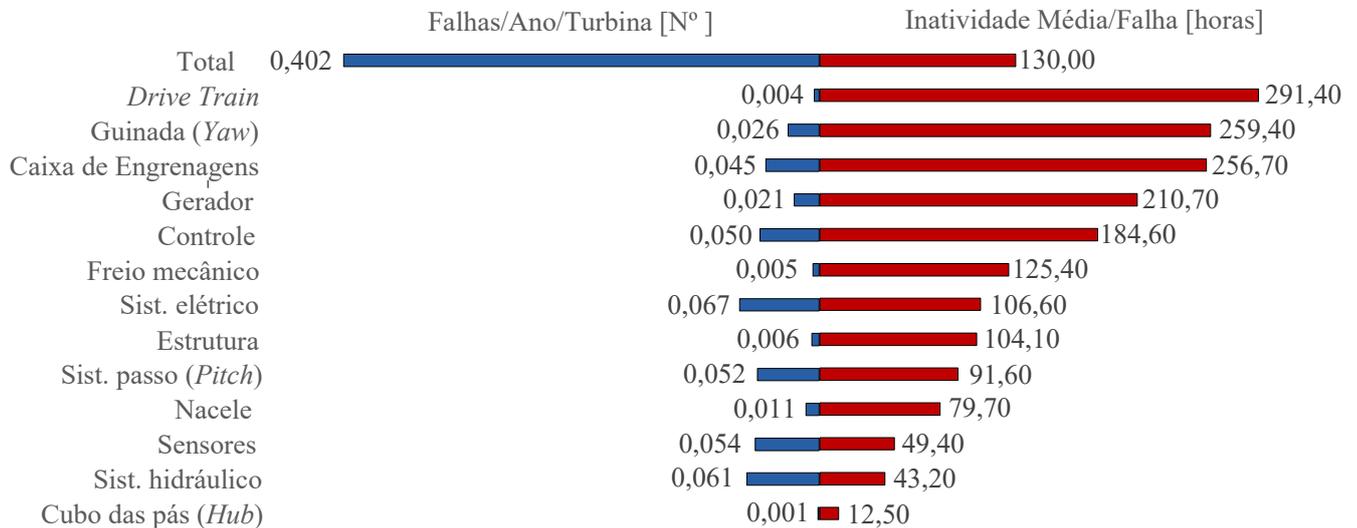


Figura 8. Distribuição de falhas e downtime em TEs suecas.

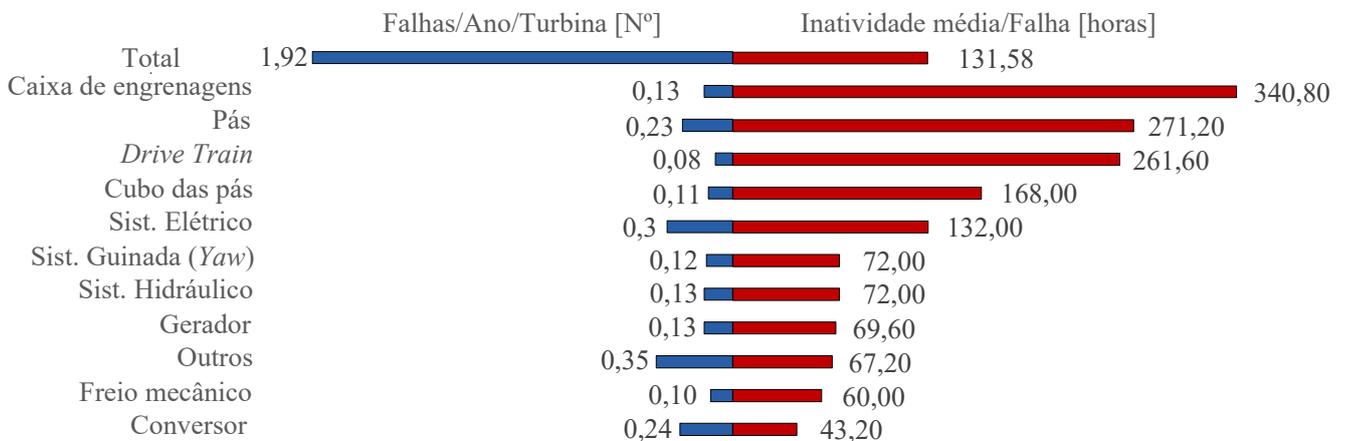


Figura 9. Amostra de 5800 eventos de falhas em TEs de LWK.

Chen, Z. and Li, H. (2008). Overview of different wind generator systems and their comparisons. *IET Renewable Power Generation*, 2(2), 123–138. doi:10.1049/iet-

rpg:20070044. URL https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg{_}20070044.

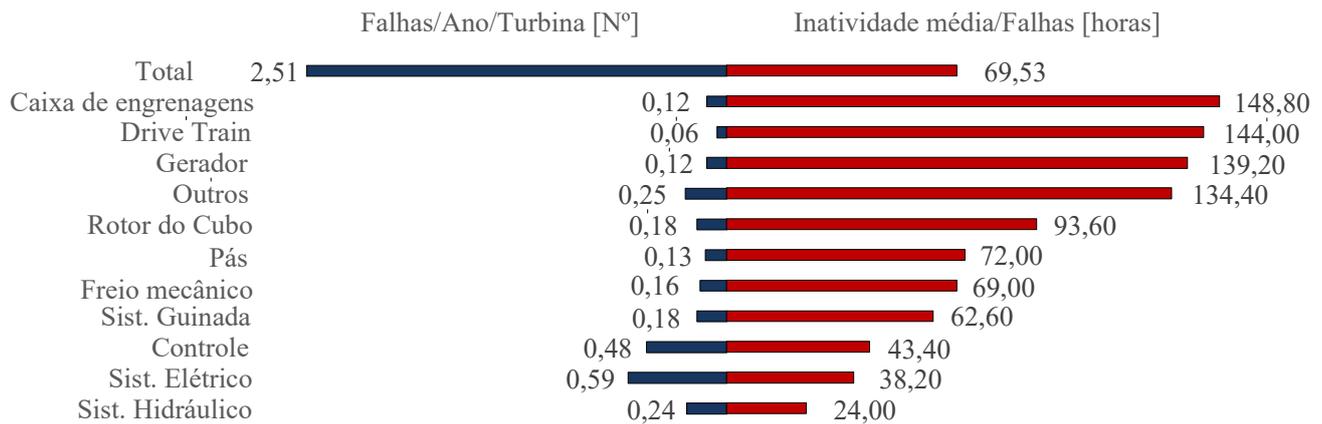


Figura 10. Amostra de 15400 eventos de falhas em TEs de WMEP.

- Dinler, A. and Akdag, S.A. (2009). A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications. *50*, 1761–1766. doi:10.1016/j.enconman.2009.03.020.
- El-Metwally, M., El-Shimy, M., Mohamed, A., Elshahed, M., and Sayed, A. (2018). Reliability assessment of wind turbine operating concepts using reliability block diagrams (RBDs). *2017 19th International Middle-East Power Systems Conference, MEPCON 2017 - Proceedings*, 2018-Febru(December), 430–436. doi:10.1109/MEPCON.2017.8301216.
- Ellis, A., Muljadi, E., Sanchez-Gasca, J., and Kazachkov, Y. (2011). Generic models for simulation of wind power plants in bulk system planning studies. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–8. doi:10.1109/PES.2011.6039844.
- Hatziargyriou, F.D. and Kanellos, N.D. (2009). Control of variable speed wind turbines equipped with synchronous or doubly fed induction generators supplying islanded power systems. *IET Renewable Power Generation*, 3(1), 96–108. doi:10.1049/iet-rpg. URL <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs/all.jsp?arnumber=4159950>.
- Huenteler, J., Tang, T., Chan, G., and Anadon, L.D. (2018). Why is China's wind power generation not living up to its potential? *Environmental Research Letters*, 13(4). doi:10.1088/1748-9326/aaadeb.
- Lin, Y., Tu, L., Liu, H., and Li, W. (2016). Fault analysis of wind turbines in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 482–490. doi:10.1016/j.rser.2015.10.149.
- Lishan, S. (2011). China Wind Energy Development Roadmap 2050.
- Liton Hossain, M., Abu-Siada, A., and Muyeen, S.M. (2018). Methods for advanced wind turbine condition monitoring and early diagnosis: A literature review. *Energies*, 11(5). doi:10.3390/en11051309.
- Lu, B., Li, Y., Wu, X., and Yang, Z. (2009). A review of recent advances in wind turbine condition monitoring and fault diagnosis. *2009 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, PEMWA 2009*, (November 2015). doi:10.1109/PEMWA.2009.5208325.
- Muljadi, E. and Ellis, A. (2008). Validation of wind power plant models. *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES*, 1–7. doi:10.1109/PES.2008.4596053.
- Pinar Pérez, J.M., García Márquez, F.P., Tobias, A., and Papaelias, M. (2013). Wind turbine reliability analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23(2013), 463–472. doi:10.1016/j.rser.2013.03.018. URL <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.018>.
- Qiao, W. and Lu, D. (2015). A Survey on Wind Turbine Condition Monitoring and Fault Diagnosis - Part I: Components and Subsystems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(10), 6536–6545. doi:10.1109/TIE.2015.2422112.
- Ribrant, J. and Bertling, L.M. (2007). Survey of failures in wind power systems with focus on Swedish wind power plants during 1997-2005. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(1), 167–173. doi:10.1109/TEC.2006.889614.
- Sammy Roth (2018). Palm Springs Desert Sun. URL <https://www.desertsun.com/story/tech/science/energy/2018/10/24/palm-springs-iconic-wind-farms-could-change-dramatically/1578515002/>.
- Spinato, F., Tavner, P.J., Van Bussel, G.J., and Koutoulakos, E. (2009). Reliability of wind turbine subassemblies. *IET Renewable Power Generation*, 3(4), 387–401. doi:10.1049/iet-rpg.2008.0060. URL <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs/all.jsp?arnumber=4159950https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2008.0060>.
- Tavner, P. (2011). How are we going to make offshore wind farms more reliable? *SUPERGEN Wind 2011 General Assembly*, (March). URL https://community.dur.ac.uk/supergen.wind/docs/presentations/2011-04-20/SUPERGEN_Wind2011GA/ReliableOffshoreWindFarms/PJT.pdf.
- Vazquez Hernandez, C., Telsnig, T., and Villalba Pradas, A. (2017). JRC Wind Energy Status Report - 2016 Edition. Technical report, Publications Office of the European Union, Luxembourg. doi:10.2760/332535.
- Yaramasu, V., Wu, B., Sen, P.C., Kouro, S., and Narimani, M. (2015). High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies. *Proceedings of the IEEE*, 103(5), 740–788. doi:10.1109/JPROC.2014.2378692.