Análise qualitativa de risco de um parque de turbinas eólicas offshore flutuantes para fornecimento de energia para uma unidade de produção offshore

Jairo João Mola
Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco – LabRisco, Universidade de São Paulo.

Marcelo Ramos Martins
Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco – LabRisco, Universidade de São Paulo.
E-mail: mrmartin@usp.br

ABSTRACT

A qualitative risk analysis of a wind farm formed by Floating Offshore Wind Turbines (often referred to as FOWT) with 15 MW each one is presented that will provide power to Offshore Production Units.

It is initially described each type of specific subsystem of a FOWT, identifying and analyzing its most significant risks. An analysis of failure rates for wind turbines is performed by comparing different references and determining a failure rate value for each turbine subsystem. The procedure adopted allows to define the frequency of a given event and provides subsidies for a risk analysis of a single turbine.

Subsequently, the complete wind farm is studied, particularly the safe distances between the park and the production unit. A preliminary risk analysis for the entire park system is then started considering the frequency and severity of potential hazard events. The evaluation of the frequency of occurrence was based on the frequency of failures associated with each identified hazard event. Severity of asset risk was based on relative values of each affected system. The severities regarding personal and environmental risks were initially evaluated through the opinion of experts.

It should be noted that risk analyses of floating offshore platforms are requested in some classification societies, as is the case of Bureau Veritas in the NI-502 specification, reference [1], in appendix 5, paragraph 1.2.

1. INTRODUÇÃO

Este artigo apresenta uma análise qualitativa de risco de um parque eólico formado por turbinas offshore flutuantes (muitas vezes mencionadas como FOWT, do inglês Floating Offshore Wind Turbine) de 15 MW cada uma, que fornecerá energia para unidades de produção offshore.

Descreve-se inicialmente cada tipo de subsistema específico de uma FOWT, identificando e analisando seus riscos mais significativos. É feita uma análise das taxas de falhas para turbinas eólicas através da comparação de diferentes referências e determina-se um valor de taxa de falha para cada subsistema da turbina. O procedimento adotado permite definir a frequência de um determinado evento e fornece subsídios para uma análise de risco de uma única turbina.

Posteriormente é estudado o parque eólico completo, particularmente as distâncias seguras entre o parque e a unidade de produção. Inicia-se então uma análise preliminar de risco para todo o sistema do parque considerando a frequência e a severidade de potenciais eventos de perigo. A avaliação da frequência da ocorrência foi baseada na frequência das falhas associadas a cada evento de perigo identificado. A severidade com relação ao risco patrimonial foi baseada nos valores relativos de cada sistema afetado. As severidades com relação aos riscos pessoal e ambiental foram inicialmente avaliadas através da opinião de especialistas.

Note-se que análises de risco de plataformas offshore flutuantes são solicitadas em algumas sociedades classificadoras, como é o caso do Bureau Veritas na especificação NI-502 referência [1] em seu Apêndice 5, parágrafo 1.2.

2. DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE UMA FOWT

A Figura 1 retirada da referência [17] e a Figura 2 mostram as principais partes de uma turbina eólica offshore fixa de 5 MW que é do tipo com caixa de engrenagens e um tipo bastante comum de turbina e as possíveis formas dos flutuadores e da ancoragem. A Figura 3 mostra a disposição e os principais dados da turbina de referência de 15 MW que é do tipo de acionamento direto, sem caixa de engrenagens, com gerador do tipo síncrono de imãs permanentes e offshore de base fixa.

A questão da taxionomia para as turbinas eólicas ainda é matéria de discussão. Diversas referências subdividem a turbina em uma quantidade de subsistemas diferentes e isso complica muito a execução de uma análise de risco já que fica difícil definir valores de taxas de falhas, por exemplo. Nunca se sabe a que se refere de fato, uma determinada taxa de falha informada em alguma referência.

A referência [10], por exemplo, descreve as turbinas eólicas flutuantes subdivididas em oito partes principais: estrutura de suporte, sistema hidráulico de posicionamento das pás (pitch), caixa de engrenagens, gerador, trem de transmissão, componentes eletrônicos, pás e sistema de guinada (yaw). Já a referência [4] utiliza 18 subsistemas para turbinas eólicas offshore não flutuantes: entroncamento das pás (hub), pás, caixa de engrenagens, contatores, gerador, conversor, sistema de guinada (yaw), sistema de posicionamento das pás (pitch), transformador, outros componentes, controles, componentes elétricos, sistemas de resfriamento (graxa e óleo), sistemas de aquecimento, sensores, bombas e motores, serviços, fundações e segurança. Outras referências estudadas utilizam quantidades diferentes de subsistemas. Na referência [14] a turbina eólica é dividida em 12 subsistemas. Na referência [17] a turbina é dividida em 10 subsistemas. Na referência [16] são considerados 10 subsistemas. Na referência [2] os subsistemas são 12. Para a referência [7] os subsistemas também são 12. Para a referência [15], a última estudada, os subsistemas são em número de 13.

Para o caso específico de turbinas eólicas de 15 MW não há ainda literatura disponível para a área de risco e nenhuma turbina dessas dimensões foi construída. Em 2019 entrou em operação o modelo de 12 MW da GE, a Haliade-X que utiliza um sistema de transmissão semelhante ao da turbina de referência de 15 MW em consideração neste trabalho, ou seja, transmissão direta e gerador de imãs permanentes. Em 2020 a Siemens-Gamesa lançou uma turbina de 14 MW cujo protótipo foi instalado na Dinamarca em 2021. Não existem ainda turbinas de 15 MW no mercado.

Após a análise detalhada das referências estudadas, para nosso caso os componentes da turbina foram organizados em 7 subsistemas: estrutura suporte, ancoragem, sistema hidráulico e de pitch, gerador, eixo principal com sistema de freio, componentes eletrônicos, hub e pás e sistema de yaw. O subsistema composto pela caixa de engrenagens inexiste quando se utiliza um gerador do tipo “direct drive”, com dois mancais de sustentação e eixo e hub integrados. Uma análise dos cabos de transmissão (cabo matriz e cabo de exportação) deverá ser executada posteriormente, uma vez que esses cabos poderão ser utilizados a uma profundidade de até 2.000 m, o que não é comum em uma FOWT.

Além disso, dois novos aspectos serão acrescentados em estudos posteriores para o caso dessas turbinas em estudo: o problema da ancoragem de um grupo de turbinas (doravante denominado “arranjo”) e a existência ou não de uma subestação na região do parque; preliminarmente considerou-se cada turbina ancorada individualmente e a não existência da uma subestação. Dessa forma, os subsistemas a serem considerados na análise de risco são:

- A estrutura mecânica, composta pelos flutuadores e sua interligação e pela coluna de sustentação das pás.
- O sistema de ancoragem da embarcação (ou do sistema de turbinas ancoradas em conjunto). Os principais tipos de estruturas estão apresentados na Figura 2.
- O sistema de posicionamento das pás (pitch) com relação ao vento, já que a posição das pás é controlada hidraulicamente ou através de motores elétricos, de forma a aproveitar melhor a direção e a velocidade do vento. Além disso, esse sistema é necessário para a frenagem do rotor em casos de manutenção ou falha.
- Todo o sistema de geração composto pelo gerador que converte a energia mecânica das pás em energia elétrica que para o caso da turbina de 15 MW será do tipo síncrono de imã permanente (PMSG do inglês Permanent Magnet Synchronous Generator), pelo transformador que atua em conjunto com o gerador, pelo conversor para ajuste da voltagem de saída às condições de transmissão e pelo conversor que atua em conjunto com o gerador para adaptar a corrente e a frequência de saída às condições do consumo
- O trem de transmissão composto pelo eixo ligado às pás pelo hub, seus mancais e o sistema de frenagem que controla a velocidade de rotação e, eventualmente, restringe a rotação da turbina.
- Os sistemas eletrônicos e mecânicos de controle.
- As pás da turbina, construídas em materiais compostos.
- O sistema de guinada (yaw), que posiciona todo o conjunto das pás da turbina, na direção mais apropriada do vento. Esse sistema pode ser elétrico ou hidráulico.
- O arranjo e a ancoragem de turbinas em grupos ou isolada de maneira a se obter um bom desempenho técnico, que atenda determinadas condições econômicas. Turbinas isoladas serão mais seguras em relação ao conjunto, mas é necessário um conjunto de cabos de ancoragem por turbina enquanto arranjos de três turbinas, por exemplo, necessitam de uma menor quantidade de cabos, o que é economicamente muito interessante. Esse aspecto será considerado posteriormente; neste artigo considerou-se as turbinas ancoradas isoladamente.
- A verificação da necessidade da existência de uma subestação na região das turbinas; essa subestação receberia a energia gerada nas turbinas através do cabo matriz, transformaria adequadamente essa energia (o transformador e o conversor citados anteriormente estariam posicionados nessa subestação) e a enviaria através do cabo de exportação para a plataforma. Além disso, essa subestação poderia conter sistemas convencionais de geração para aumentar a disponibilidade do sistema completo e serviria de base para manutenções. A alternativa para essa subestação é estender o cabo matriz até a unidade de produção offshore, sem a utilização do cabo de

exportação, e fazer as conversões necessárias de energia nesse local. Nas análises que seguem, não foi considerada a subestação.

Figura 1. Conjunto de uma turbina eólica com suas principais partes (referência [17])

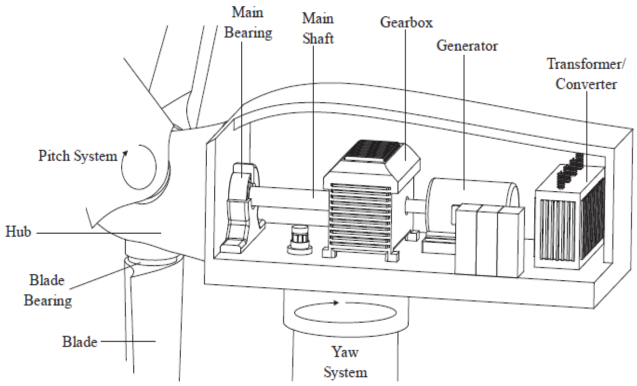
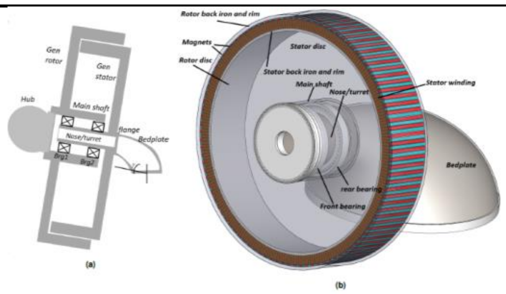


Figura 2. Tipos de turbinas eólicas flutuantes (Wikipedia - Internet)

Figura 3. Arranjo e principais dados de uma turbina eólica de acionamento direto de 15 MW e gerador PMSG (referência [9])



Parameter	Units	Value
Power rating	MW	15
Turbine class	-	IEC Class 1B
Specific rating	W/m²	332
Rotor orientation	-	Upwind
Number of blades	-	3
Control	-	Variable speed Collective pitch
Cut-in wind speed	m/s	3
Rated wind speed	m/s	10.59
Cut-out wind speed	m/s	25
Design tip-speed ratio	-	9.0
Minimum rotor speed	rpm	5.0
Maximum rotor speed	rpm	7.56
Maximum tip speed	m/s	95
Rotor diameter	m	240
Airfoil series	-	FFA-W3
Hub height	m	150
Hub diameter	m	7.94
Hub overhang	m	11.35
Rotor precone angle	deg	-4.0
Blade prebend	m	4
Blade mass	t	65
Drivetrain	-	Direct drive
Shaft tilt angle	deg	6
Rotor nacelle assembly mass	t	1,017
Transition piece height	m	15
Monopile embedment depth	m	45
Monopile base diameter	m	10
Tower mass	t	860
Monopile mass	t	1,318

3. TAXAS DE FALHAS PARA CADA SUBSISTEMAS DA TURBINA

Conforme discutido anteriormente, não há ainda uma normatização, diretriz ou até mesmo um consenso, de como se subdividir o sistema completo de uma turbina eólica flutuante. Neste trabalho foi executada uma análise comparativa entre as diversas referências utilizadas para se definir os 7 subsistemas que compõem a turbina e que estão resumidamente apresentados neste parágrafo.

Foi considerada a seguinte turbina como base para a execução da análise preliminar de risco:

Turbina flutuante com acionamento direto, sem caixa de engrenagens, gerador do tipo PMSG, sistema hidráulico de pitch, sistema elétrico de yaw e ancorada de forma "isolada".

Foram levantados os riscos mais significativos para o caso de uma turbina eólica offshore. Isso foi feito considerando-se cada subsistema individualmente conforme discutido nos itens seguintes. Também foram determinadas as taxas de falhas mais apropriadas para esses subsistemas porque elas serão importantes na avaliação da frequência de ocorrência de cada evento de risco. Essas taxas de falhas foram levantadas principalmente nas referências [16, 7, 2, 15, 4, 10, 5]. As Figura 4 e 5 mostram os resultados de algumas comparações dos valores apresentados. De maneira geral, a referência [4] apresenta as maiores taxas de falhas para cada subsistema.

Dessa forma as taxas de falhas foram adotadas principalmente conforme as referências [5, 4, 10] porque as primeiras são as mais conservadoras por apresentarem maiores taxas de falhas com relação às demais e a terceira também é a mais detalhada em comparação com as demais referências estudadas pois apresenta taxas de falhas individuais para cada componente de cada sistema. Além disso, a referência [10] é a única dentre as estudadas, que apresenta valores de taxas de falhas para o sistema de ancoragem uma vez que é específica para turbinas eólicas offshore flutuantes.

Também foram utilizadas para determinação das frequências de ocorrência, as referências [20 e 21] que tratam de incêndios em nacelles (denominação corrente da "barquinha" que concentra a maioria dos subsistemas posicionada no alto da coluna).

Figura 4. Valores de taxas de falhas comparativos entre as referências [16] e [4]

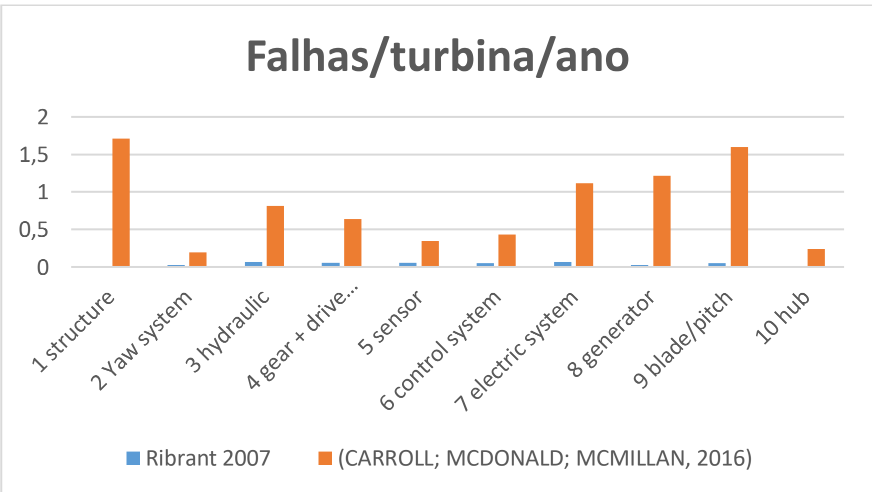
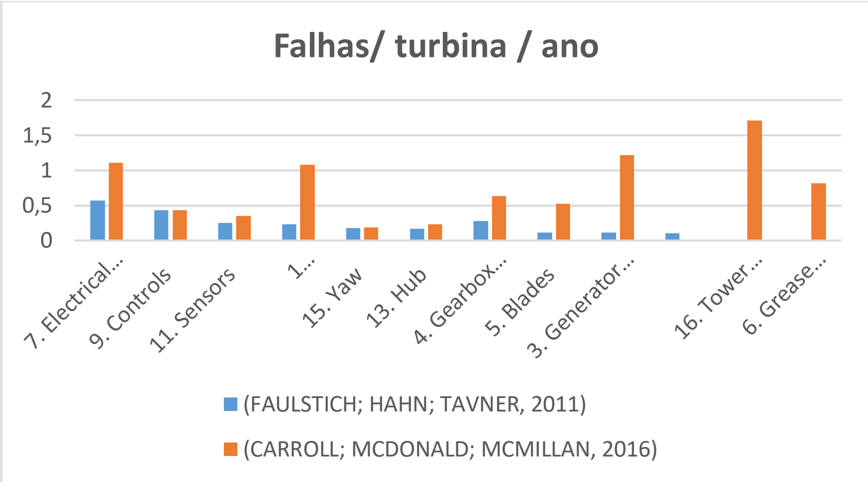


Figura 5. Valores de taxas de falhas comparativos entre as referências [7] e [4]



De maneira geral, para os subsistemas da estrutura e ancoragem aplicaram-se os valores de taxas de falhas definidos em [10]; para o subsistema do gerador e conversor a referência [4], para os subsistemas de pitch, para o subsistema de transmissão e freios e para os componentes eletrônico, aplicaram-se os valores da referência [4] também e para os subsistemas das pás e yaw, os valores da referência [5]. Os valores das taxas de falha adotados nas análises seguintes encontram-se resumidos na Tabela 1.

Tabela 1. Resumo dos valores de taxas de falhas utilizados nas análises de risco

Subsistema	**Referência**	**Taxa de falha (falha por hora ou h^{-1})**	**Observações**
Estrutura suporte	(KANG; SUN; SOARES, 2019)	$13,5 \times 10^{-5}$	Notas 1 e 4
Sistema hidráulico de pitch	(CARROLL; MCDONALD; MCMILLAN, 2016)	$21,6 \times 10^{-5}$	Nota 4
Gerador, Conversor, Transf.	(CARROLL; MCDONALD; MCMILLAN, 2014)	$13,8 \times 10^{-5}$	Notas 3 e 4
Trem de transmissão e freio	(CARROLL; MCDONALD; MCMILLAN, 2016)	$7,23 \times 10^{-5}$	Nota 4
Componentes eletrônicos	(CARROLL; MCDONALD; MCMILLAN, 2016)	$18,6 \times 10^{-5}$	Notas 2 e 4
Pás e hub	(DAO; KAZEMTABRIZI; CRABTREE, 2019)	$8,56 \times 10^{-5}$	
Sistema de guinada (yaw)	(DAO; KAZEMTABRIZI; CRABTREE, 2019)	$8,45 \times 10^{-5}$	Nota 4
Sistema de ancoragem	(KANG; SUN; SOARES, 2019)	$27,6 \times 10^{-5}$	Nota 1

Nota 1: Na referência [10] são apresentadas taxas de falhas para cada componente principal do subsistema considerado, o que permite uma melhor análise de cada evento de perigo motivada pela falha de um determinado componente individual do subsistema.

Nota 2: Neste caso o valor apresentado na tabela é a soma dos valores das falhas no sistema de controle, em relays e contatores, no sistema de segurança e em sensores. A referência [4] fornece valores individuais para cada um desses componentes.

Nota 3: Para completar o subsistema elétrico são necessárias taxas de falhas do conversor, do transformador e dos cabos. O transformador e o conversor deverão estar posicionados na subestação, se ela existir, na própria plataforma ou em cada turbina.

Nota 4: Também foram utilizadas para determinação das frequências de ocorrência, as referências [20] e [21] que tratam de incêndios em nacelles.

4. DISTÂNCIA SEGURA ENTRE O PARQUE E O PONTO DE DEMANDA

Não foram encontradas referências que tratem exatamente das distâncias seguras entre um parque eólico composta de FOWT e uma unidade flutuante de produção. Dessa forma, foram consultadas referências relativas a distâncias recomendadas entre turbinas onshore e residências e para parques offshore com relação a rotas marítimas. Essas distâncias são aplicáveis a turbinas de menor potência e, evidentemente, devem ser adaptadas ao caso de turbinas de 15 MW que podem, por exemplo, lançar estilhaços a uma distância maior. Considerando-se esses aspectos, recomenda-se que a distância segura adotada para o posicionamento do parque eólico com relação ao ponto de demanda deva ser tomada como a distância máxima recomendada por normas ou legislação entre turbinas e habitações ou entre turbinas offshore e rotas de navegação uma vez que a plataforma é habitada e há um grande fluxo de embarcações em seus arredores.

Conforme a referência [22] a distância mínima entre uma turbina eólica onshore e qualquer moradia, varia bastante conforme cada legislação ou recomendação de fabricante. A Figura 6 mostra uma distância mínima de 1,1 H (onde H é a altura da nacelle) conforme a legislação de Cleveland, Ohio (USA) até 2 milhas (3,2 km) conforme a legislação de Riverside Country, Califórnia (USA).

Figura 6. Distâncias entre turbinas eólicas e moradias conforme diversas legislações e recomendações (referência [22])

Source	Distance [ft]
Manufacturer's recommendation	1,300
General Electric (GE) Energy Company	1.5 H, from property lines, H = turbine nacelle height
Cleveland, Ohio	1.1 H, from nearest property line, H = turbine nacelle height
Protection from ice shedding and blade throw	1,750
USA National Research Council	2,500
Shadow and strobe flicker effect	3,300-5,000
Germany	1 mile
France	1 mile
French Academy of Science	1.5 km, from residences
Canada, rural Manitoba	6,500
Riverside County, California, USA	2 miles
Michigan, USA	1,000
Wisconsin, USA	1,000
Illinois, USA	1,500
Ontario, Canada	550 m, residences, 120 m, roads, railway, property lot lines.
Conservation, planning and zoning commission, Woodford County, near Eureka, Illinois, USA	1,800 from residences

Com relação à distância entre fazendas eólicas e rotas de navegação, a referência [19], um estudo do Ministério da Infraestrutura da Holanda sobre a utilização de suas águas territoriais, estabelece a distância segura entre uma fazenda eólica offshore e linhas de navegação como sendo de duas milhas náuticas (3,7 km) conforme apresentado na Figura 9. Esse valor é próximo do maior valor apresentado na Figura 6. Na referência [8], peritos alemães propõem um mínimo de 2 milhas náuticas mais 500 m (4,2 km) para a distância entre uma fazenda eólica e linhas regulares de navegação conforme apresentado na Figura 8.

Conforme as referências citadas e devido ao desconhecimento parcial sobre riscos específicos para turbinas de 15 MW, recomenda-se neste artigo que a distância entre a fazenda e a plataforma seja de, no mínimo, 4,2 km que é o maior valor encontrado nas referências consultadas. Note-se que distâncias muito maiores do que essa não serão econômicas e, além disso, podem aumentar os riscos com relação aos cabos de transmissão, por exemplo.

Figura 7. Distância segura entre uma fazenda offshore e linhas regulares de navegação (referência [19])

In the designation of wind energy areas, provision is to be made for a safety zone of two nautical miles from the internationally (IMO-) defined shipping lanes, anchoring areas and nationally defined clearways. This point of departure reflects practical experience and the policy principles derived from the safe shipping risk analysis. At the detailed planning stage and in the light of practical experience, the application of this requirement may be adapted to particular circumstances.

Policy Document on the North Sea: section 6

Distance to shipping lanes

Following adoption of the National Water Plan, ways of adapting the safety zone principles for application in the context of the North Sea were investigated in consultation with the shipping sector. This led to definition of a Framework for Defining Safe Separation Distances between Shipping Lanes and Offshore Wind Farms.

The framework is intended as a means of establishing how much space is required for shipping to move safely and efficiently. On the basis of the Framework, the separation distances necessary for safe shipping are as follows:

- For ships 400m in length: 1.87 NM to starboard and 1.57 NM to port;
- For ships 300m in length: 1.54 NM to starboard and 1.24 NM to port.

Where clearways (routes connecting formal shipping lanes) are concerned, the safe separation distances are incorporated into the width of the clearway. Where anchoring areas and precautionary areas are concerned, the same safe separation distances can be applied as in a traffic management system.

The Framework has been applied to the Holland Coast area and the area north of the Wadden Islands. Further application of the Framework will be included in the revision of the National Water Plan and the associated Policy Document on the North Sea.

Subsection 2.3.2

Figura 8. Distância segura entre uma fazenda eólica e linhas de navegação regulares (referência [8])

The group of experts in Germany (Bundesministerium für Verkehr-, Bau und Wohnungswesen, 2005) gave also orientation values for different assumptions made for the calculations. The German risk acceptance criteria presented above are valid only in combination with these orientation values. This includes a minimum distance from shipping lanes to a wind park of 2 nautical miles plus the 500 meter safety zone (safety zone according to UN law of the sea convention article 60). Other values specified by the experts are as follows (for more values, see Bundesministerium für Verkehr-, Bau und Wohnungswesen, (2005)):

Para o caso dos riscos associados à deriva de uma FOWT e sua colisão com uma estrutura flutuante, a referência [18] propõem uma definição de área de restrição para sondas de perfuração operando próximas a unidades de produção. Essa referência considera os seguintes aspectos:

- A sonda DP (Dynamic Positioning) estudada utiliza um sistema de posicionamento dinâmico e não é ancorada como a FOWT em análise.
- Foram executados ensaios com modelos para verificação dos dados de deriva, o que também poderá ser feito para o caso da FOWT em análise.
- Os resultados dos modelos numéricos foram comparados com derivas reais, realizadas de forma controlada pela Petrobras (veja a referência [18] parágrafos 3.1, 3.3, 4); isso não será possível no caso em análise.
- Os dados obtidos com os modelos foram comparados com aqueles obtidos através do programa Dynasim que é um simulador numérico capaz de integrar os fatores que afetam o comportamento de uma embarcação em condições reais de operação, tais como carregamento, arranjo do conjunto de amarração e condições ambientais, considerando a incidência de onda, vento e correnteza. Isso pode ser feito para a FOWT em análise considerando-se apenas os dados do modelo, já que não existem equipamentos reais ainda.
- Os dados probabilísticos aplicados foram baseados em dados históricos para os casos da probabilidade de perda total (blackout) do sistema de posicionamento dinâmico ($Pblack$) e para a probabilidade do tempo de duração do blackout ($PTdur(t)$), e em dados históricos e simulações para o caso da probabilidade de choque da sonda com algum obstáculo durante um tempo de blackout definido como ($Pchoque\ (t,\ \phi,\ s)$) que representa a probabilidade de, em um evento de deriva por blackout com duração t, ocorrer o choque com o obstáculo quando a sonda deriva em uma direção ϕ e em uma distância s. Esses valores podem ser obtidos para a FOWT em análise.
- A referência original em seus itens 5.1.1 e 5.2.4 comenta que as probabilidades alvo definidas pela Petrobras (no caso 0,02 para obstáculos de superfície e 0,1 para obstáculos de subsuperfície) carecem de fundamentação científica e, baseada em dados mais concretos define o valor da probabilidade alvo em 10^{-3} (1 colisão a cada 1.000 anos) para obstáculos de superfície ou de subsuperfície. As probabilidades alvo consideradas para o caso da FOWT serão essas últimas.
- A formulação desenvolvida na referência para a determinação dos limites do diagrama de restrição foi: $P\ (\phi,\ s) = Pblack \int PTdur(t).\ Pchoque\ (t,\ \phi,\ s).\ dt$ ou $P(\phi,\ s) = Pblack\ \Sigma PTdur(t).\ Pchoque\ (t,\ \phi,\ s).\ \Delta t$, para t variando de 1 a N (tempo de duração do evento) com $\Delta t = 5$ minutos (valor típico adotado).

Em nosso caso, considerando-se uma FOWT dentro do parque como sendo a sonda DP e a estrutura flutuante como um obstáculo fixo, o diagrama de restrição representará a probabilidade de choque entre a turbina à deriva e a estrutura flutuante. Para melhor entendimento foi mantida a mesma denominação do trabalho original, ainda que não tenhamos um blackout e sim a perda de ancoragem da turbina em nosso estudo.

É necessária na análise a aplicação das metodologias denominadas MIRO (Mapas de Iso Risco de Operação) e MIL (Mapas de Iso Localização) ambos desenvolvidos pelo LABRISCO da USP (Tannuri et al., 2020).

O MIL é um mapa que apresenta as linhas de iso-localização de uma determinada estrutura flutuante, em nosso caso a turbina, estar em uma determinada posição qualquer em um instante determinado, em caso de perda da ancoragem, independentemente de obstáculos. O MIRO é um mapa de iso-risco que considera as condições de operação e as características dos obstáculos. Nesse caso, as probabilidades de choque e dano serão de acordo com as características dos obstáculos.

O MIRO é mais adequado ao nosso caso porque considera as dimensões reais da FOWT e do obstáculo para a obtenção da probabilidade de choque $Pchoque\ (t, \phi, s)$ nas condições ambientais existentes no local de implantação do parque eólico e conforme os dados de navegabilidade e carregamento da FOWT. Esses valores poderão ser comparados com valores do modelo que está sendo desenvolvido para essa FOWT.

O tempo de deriva da FOWT ($PTdur(t)$), é determinado pelo tempo de chegada de uma embarcação de manutenção especial para atendimento desse tipo de falha; uma análise para isso está sendo desenvolvida em paralelo a este relatório.

A probabilidade de falha da ancoragem ($Pblack$) pode ser determinada através da taxa de falha da ancoragem definida na Tabela 1 (27,6 x 10^{-5} falhas por hora) e conforme a referência [4] onde encontra-se definida a taxa para "substituição" (1,61 x 10^{-7} falhas por hora) da ancoragem; somente essa parte da taxa de falha geral será considerada como perda de ancoragem já que as demais estão relacionadas a pequenos e grandes reparos e não implicam na perda total da ancoragem.

Dessa forma, considerando-se uma distribuição exponencial de falha e λt = 1,61 x 10^{-7} x 24 x 365 = 0,0014 falhas por ano, a probabilidade de ocorrência da perda de ancoragem de uma FOWT durante um ano de operação é de:

$$(P_{black}) = (1 - \exp(-\lambda t)) = 0{,}0014$$

A equação a ser resolvida fica então:

$$P\ (\phi, s) = 0{,}0014. \int PTdur(t).\ Pchoque\ (t, \phi, s)\ dt \leq 0{,}001$$

O diagrama MIL indicará que a probabilidade alvo sugerida na referência [18] será garantida mesmo para uma distância muito próxima à turbina. No entanto, como enfatizado na mesma referência, a utilização do diagrama MIRO deve ser priorizada para a consideração adequada do risco e, portanto, no próximo período, deverá ser avaliado a possibilidade de elaboração do diagrama MIRO considerando uma unidade de produção hipotética com suas respectivas linhas e risers como obstáculo. Enfatiza-se ainda que, outras referências serão estudadas com relação à perda de ancoragem de plataformas flutuantes.

5. AVALIAÇÃO DA DISTÂNCIA SEGURA ENTRE AS TURBINAS DENTRO DA FAZENDA

Em uma primeira aproximação, as distâncias e a disposição das turbinas dentro do parque eólico são determinadas pela densidade de potência desejada e possíveis interferências aerodinâmicas entre as turbinas. Os requisitos de manutenção também são importantes; é necessário acessar as turbinas individualmente para reparos e até para substituição das pás, por exemplo, quando embarcações de grande porte serão necessárias nas proximidades de uma turbina. A referência [12] faz uma análise considerando densidades de potência para fazendas eólicas com turbinas existentes de 8 MW e extrapolando para fazendas projetadas com turbinas de 10 MW, 12 MW e 15 MW. Nessa referência, a menor distância considerada entre as turbinas, baseados nos valores médios de 27 fazendas eólicas offshore europeias, foi de 7,5 D (na direção do vento) e 5,9 D (na direção transversal ao vento), ou seja, para o diâmetro de 240 m da turbina de referência de 15 MW, 1,8 km e 1,4 km. Note-se que, nessa mesma referência é feita uma extrapolação com relação a turbinas existentes e sua produção energética real e, nessa extrapolação, a turbina de 15 MW teria apenas 217 m de diâmetro e não os 240 m da turbina referência utilizada neste relatório.

Em relação à segurança, a referência [6] da empresa de consultoria Energinet da Dinamarca, recomenda uma distância máxima entre as turbinas de 0,9 km para a iluminação de alerta para a aviação, por exemplo. Caso essa distância seja maior, é necessário seguir normatização específica.

Com relação aos prováveis estilhaços lançados pela turbina em casos de quebra de pás ou blocos de gelo, o que é mais comumente encontrado na literatura ainda que não seja o caso atual, a referência [11] apresenta a fórmula empírica da distância máxima para pedaços de gelo lançados pelas pás da turbina em operação, que é 1,5 x (D + H) onde D é o diâmetro das pás e H a altura da coluna; no caso da turbina de referência de 15 MW esse valor é de 1,5 x (240 + 150) = 585 m, aproximadamente 0,6 km.

Em termos de risco e considerando-se as referências citadas, a melhor distância entre as turbinas dentro do parque é de cerca de 0,9 km. Essa distância também é confortável para manobras de navios com até 150 m de comprimento, necessários para o transporte das pás em casos de necessidade de sua substituição.

6. ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCO

Uma análise preliminar de risco (APR) foi iniciada baseada nos dados de falhas discutidos anteriormente neste relatório; os principais tipos de falhas de cada sistema e sua frequência, foram usados para a definição dos principais riscos para o conjunto da turbina eólica. Apenas a fase de operação foi considerada até o momento; as fases de fabricação, posicionamento, manutenção e descomissionamento serão analisadas posteriormente.

A Tabela 2 apresenta o critério utilizado para definição da frequência de ocorrência de um determinado evento de perigo. As faixas de probabilidades de ocorrência para a classificação das categorias A, B, C, D ou E foram definidas por um grupo especializado de análise de risco. A Tabela 3 mostra a classificação aplicada no caso da severidade para a análise de risco e a Tabela 4 apresenta o custo para as partes de uma turbina de 10 MW conforme definição da referência [3].

Tabela 2. Definição da categoria de frequência em função da probabilidade de ocorrência de um determinado risco (baseado em taxas de falhas)

CATEGORIA DE FREQUÊNCIA	DESCRIÇÃO	TAXA DE FALHA CONSTANTE (FALHAS / HORA)
EXTREMAMENTE REMOTA (A)	Possível de ocorrer, mas sem referências em turbinas semelhantes	
REMOTA (B)	Probabilidade de até 1% de ocorrência de falha durante um ano	$\lambda < 1{,}2 \times 10^{-6}$
POUCO PROVÁVEL (C)	Probabilidade de ocorrência de falha durante 1 ano entre 1% e 10%	$1{,}2 \times 10^{-6} \leq \lambda < 1{,}2 \times 10^{-5}$
PROVÁVEL (D)	Probabilidade de ocorrência de falha durante 1 ano entre 10% e 65%	$1{,}2 \times 10^{-5} \leq \lambda < 1{,}2 \times 10^{-4}$
FREQUENTE (E)	Probabilidade de ocorrência de falha durante 1 ano maior do que 65%	$\lambda > 1{,}2 \times 10^{-4}$

Com relação à severidade, para o aspecto patrimonial foram considerados os custos relativos entre as partes da turbina conforme a Tabela 4; quanto mais dispendiosa a parte afetada, maior a severidade do dano. A severidade dos danos pessoais foi determinada em cada caso pelos integrantes do grupo especializado de análise de risco. No decorrer dos estudos, essas avaliações deverão ser submetidas à análise de outros especialistas.

Ainda no caso da severidade, para o caso do meio ambiente, utilizou-se na criação da Tabela 3 o critério da norma PETROBRAS N-2782, referência [13], para os casos que envolvam vazamentos de óleo. Para outros problemas ambientais, tais como colisões com aves e mamíferos marinhos, danos ao leito marinho devido às âncoras e cabos, efeitos em rotas migratórias, e outros, a classificação da categoria de severidade foi inicialmente definida pelo grupo especializado de análise de risco.

Tabela 3. Definição da severidade para o patrimônio, a vida e o meio ambiente

CATEGORIA DE SEVERIDADE	DANO A PESSOAS	PATRIMÔNIO/ CONTINUIDADE OPERACIONAL	MEIO AMBIENTE
CATASTRÓFICA (V)	Múltiplas fatalidades intramuros ou fatalidade extramuros.	Danos catastróficos, podendo levar à perda da instalação portuária ou do navio.	Danos catastróficos com emissões diretas de óleo maiores do que 200 m^3, no mar
CRÍTICA (IV)	Fatalidades intramuros ou lesões graves extramuros.	Danos severos a sistemas/equipamentos (reparação lenta)	Danos severos com emissões diretas de óleo maiores do que 50 m^3 e menores do que 200 m^3, no mar
MÉDIA (III)	Lesões graves intramuros ou lesões leves extramuros.	Danos moderados a sistemas/equipamentos e/ou atraso significativo na operação	Danos moderados com emissões diretas de óleo maiores do que 8 m^3 e menores do que 50 m^3, no mar
MARGINAL (II)	Lesões leves.	Danos leves a sistemas/equipamentos e/ou atraso pequeno na operação	Danos leves com emissões diretas de óleo de até 8 m^3, no mar
DESPREZÍVEL (I)	Sem lesões ou, no máximo, casos de primeiros socorros.	Danos leves a equipamentos, sem comprometimento da continuidade operacional.	Danos insignificantes

A matriz de risco adotada, segue a referência [13], norma N-2782, e está apresentada em nossa Figura 9.

Uma planilha EXCEL está sendo desenvolvida para a execução da APR. Ela abrange apenas a parte de operação do conjunto e, ainda assim, parcialmente. Essa planilha está representada na Figura 10 até a Figura 14 apenas para uma vista geral (a Figura 14 não é muito clara devido às dimensões da planilha real). Esta planilha ainda se encontra em elaboração.

Tabela 4. Valores relativos às partes da turbina baseados na referência (BVG, 2018)

ÁREA	ESCLARECIMENTOS	VALOR	OBSERVAÇÕES
TURBINA	O custo de uma turbina eólica de 10MW é de cerca de £10 milhões (R$72 milhões). Isso inclui componentes, bem como aspectos de montagem, instalação e comissionamento.	R$79.200.000,00	Os valores indicados referem-se a turbinas eólicas offshore fixas e não flutuantes. Turbinas offshore flutuantes devem custar mais caro. Além disso, o valor é para turbinas de 10MW. Turbinas de 15 MW devem apresentar valores mais elevados.
INSTALAÇÃO, MONTAGEM, COMISSIONAMENTO, TESTES, AJUSTES E PARTIDA	Custos de instalação e comissionamento referem-se principalmente aos custos de logística e pessoal na fábrica, no porto de construção, no navio de instalação e na própria turbina (custos relacionados à conclusão mecânica e elétrica, testes, ajustes e partida	R$ 25.070.000,00	
NACELLE	**O nacelle suporta o rotor e converte a energia rotacional do rotor em energia elétrica CA trifásica.**		
PLACA BASE	A placa de base suporta o trem de acionamento e o resto dos componentes da nacelle e transfere cargas do rotor para a torre.	R$ 1.400.000,00	
ROLAMENTO PRINCIPAL	O rolamento principal suporta o rotor e transfere parte do rotor carregando para a placa de base da nacelle [T1.1].	R$ 1.400.000,00	
EIXO PRINCIPAL	O eixo principal transfere o torque do rotor para a caixa de engrenagens ou, em projetos de acionamento direto, para o gerador. Ele é suportado na extremidade do rotor pelo rolamento do eixo principal e na outra extremidade, pela caixa de engrenagens, pelo gerador ou por um rolamento montado separadamente	R$ 1.400.000,00	
GERADOR	O gerador converte energia mecânica em energia elétrica	R$ 14.400.000,00	O custo do gerador de acionamento direto para uma turbina eólica de 10MW é de mais de R$14,4 milhões.
SAÍDA DE ENERGIA	A saída de energia recebe energia elétrica do gerador e ajusta tensão e frequência para transferência contínua para o sistema de distribuição de parques eólicos	R$ 5.000.000,00	Sistema composto por conversor, transformador, chaves e cabeamento
SISTEMA DE CONTROLE	O sistema de controle fornece controle de supervisão (incluindo monitoramento de saúde) e controle ativo de energia e carga, a fim de otimizar a vida das turbinas eólicas e a geração de receita, atendendo às exigências externamente impostas	R$ 1.800.000,00	

SISTEMA DE GUINADA (YAW)	O sistema de guinada orienta a nacelle na direção do vento durante a operação	R$ 1.200.000,00	
ROLAMENTO DO SISTEMA DE GUINADA (YAW)	O rolamento da guinada conecta a nacelle e a torre, permitindo que o sistema de guinada oriente a nacelle em qualquer direção de vento durante a operação	R$ 500.000,00	
SISTEMAS AUXILIARES DA NACELLE	Uma série de sistemas auxiliares facilitam a operação contínua e autônoma da turbina eólica durante a maior parte do tempo, e suportam a manutenção planejada, que normalmente deve ser apenas anualmente	R$ 500.000,00	Freio de travamento do rotor. Sistema de resfriamento. Anemômetro. Proteção anti-incêndio. Guindaste de serviço interno
CARENAGEM DA NACELLE	A carenagem fornece proteção à prova de intempéries para os componentes da nacelle, além de suporte e acesso a componentes externos, como refrigeradores, equipamentos de medição de vento e dispositivos de proteção como iluminação	R$ 700.000,00	
PEQUENOS COMPONENTES DE ENGENHARIA	Uma gama de componentes de engenharia, frequentemente padronizados, compõe o resto da montagem de nacelle	R$ 1.800.000,00	Guarda-corpos, pisos, bandejas de gotejamento, sistemas de cabos e mangueiras e outros componentes auxiliares de manutenção. Suportes antivibração Condutores e iluminação. Pequenos fixadores e outros acessórios e consumíveis usados durante a montagem de nacelle
FIXADORES ESTRUTURAIS DIVERSOS	Os fixadores (parafusos ou vigas) são usados em uma gama de juntas aparafusadas críticas, por exemplo, conectando o rotor ao eixo principal, os rolamentos da placa de base da nacelle e o rolamento do sistema de guinada.	R$ 500.000,00	
SISTEMA DE "MONITORAMENTO DE CONDIÇÃO"	Os sistemas de "monitoramento de condição" fornecem capacidade adicional de verificação da condição do componente e uma previsão de falha.		O trabalho original não fornece valores para este sistema. Ele é composto por sensores e pelo hardware e software de controle e comunicação
ROTOR	**O rotor extrai energia cinética do vento e a converte em energia rotacional no trem de acionamento.**		
PÁS	As pás captam a energia do vento e transferem o torque para o trem de acionamento e o resto da turbina	R$ 9.400.000,00	Composta por materiais estruturais compostos, região de transição entre os materiais para fixação no rolamento do hub e proteção ambiental (iluminação, proteção na ponta das pás, revestimento contra erosão)
HUB FUNDIDO	O hub conecta as pás ao eixo principal	R$ 1.100.000,00	

ROLAMENTOS DAS PÁS	Os rolamentos das pás permitem o ajuste do ângulo de passo da lâmina para controlar a saída de energia da turbina, minimizar cargas e iniciar/parar a turbina conforme necessário	R$ 1.400.000,00	
SISTEMA DE PITCH	O sistema de pitch ajusta o ângulo das pás para controlar a saída de energia da turbina, minimizar cargas e iniciar/parar a turbina conforme necessário	R$ 700.000,00	O sistema pode ser hidráulico com os seguintes componentes: Motor; Atuadores hidráulicos; Uniões rotativas; Coletores (manifold); Mangueiras e Sensores de posicionamento. O sistema pode ser elétrico com os seguintes componentes: Motor; Painel elétrico; Baterias; Carregador de bateria; caixa de engrenagens e Sensores de posicionamento.
SPINNER	O “spinner” fornece proteção ambiental para a montagem do hub e acesso ao hub e pás para o pessoal de manutenção	R$ 150.000,00	
SISTEMAS AUXILIARES DO ROTOR	Sistemas auxiliares podem ser incorporados para lubrificar rolamentos e fornecer monitoramento de condições de controle	R$ 300.000,00	
FABRICAÇÕES ESPECIAIS EM AÇO	As fabricações especiais são frequentemente necessárias para enrijecer o suporte de rolamento das pás e para fornecer uma conexão para os atuadores do sistema hidráulico. Outros itens são necessários para proteção do pessoal, para facilitar as atividades de acesso e manutenção e para fornecer um caminho rápido das pás para o nacelle	R$ 580.000,00	
COLUNA	**A torre é tipicamente uma estrutura de aço tubular que suporta a nacelle. Também fornece acesso à nacelle e abriga equipamentos elétricos e de controle. Além disso, fornece abrigo e armazenamento para equipamentos de segurança**		
AÇO	Aço é o material mais comumente utilizado na fabricação de colunas eólicas	R$ 4.400.000,00	
INTERNOS DA COLUNA	Os internos da coluna fornecem meios de acesso, iluminação e segurança para o pessoal de manutenção e serviço, além de meios de transferência de ferramentas manuais e componentes para a nacelle. Fornecem também suportes para controles e cabos elétricos, para equipamentos, transformadores e outros elementos de entrega de energia. Os internos da torre também servem para armazenamento de equipamentos de sobrevivência. Um amortecedor pode estar instalado no topo da torre para auxiliar o amortecimento de ressonâncias da coluna e da estrutura	R$ 500.000,00	Fazem parte dos internos, escadas, plataformas, elevadores, estruturas suporte, damping líquido, vasos para líquidos, iluminação interna. Ar-condicionado, bandejas para cabos, luminárias, sistemas de emergência, elementos de revestimento (tintas, sprays, etc.)

Figura 9. Matriz de risco

		Categorias de consequência				
		Desprezível (I)	Marginal (II)	Média (III)	Crítica (IV)	Catastrófica (V)
Categoria de frequência	Frequente (E)	M	M	NT	NT	NT
	Provável (D)	T	M	M	NT	NT
	Pouco provável (C)	T	T	M	M	NT
	Remota (B)	T	T	T	M	M
	Extremamente remota (A)	T	T	T	T	M

Figura 10. Apresentação geral da APR em desenvolvimento

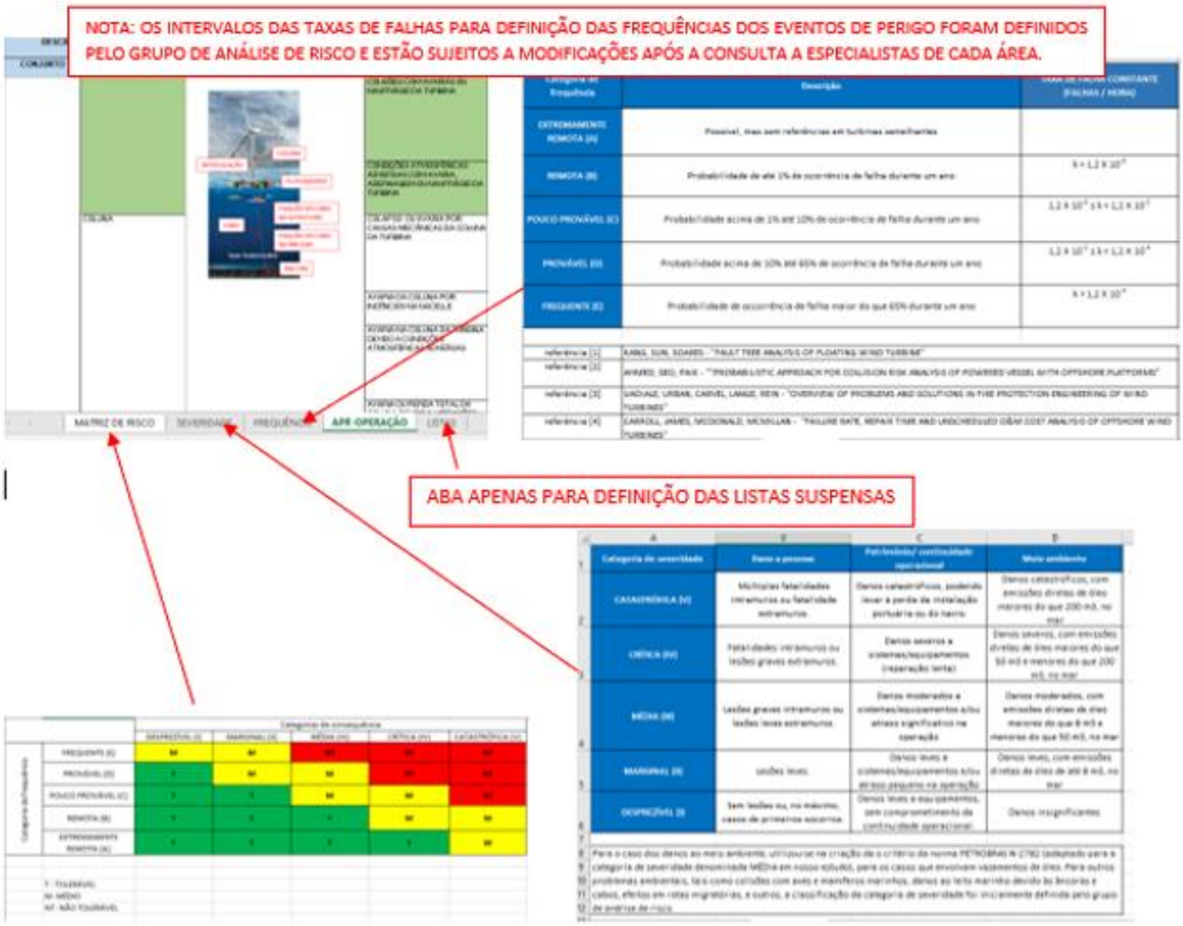


Figura 11. Detalhamento da APR – Parte 1

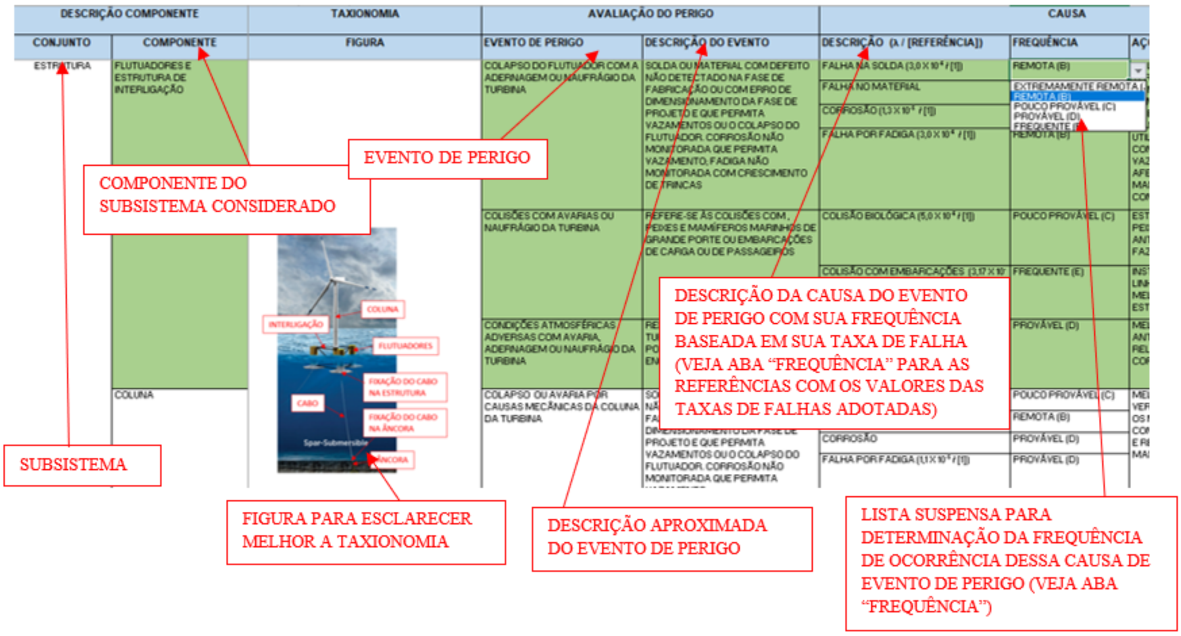


Figura 12. Detalhamento da APR - Parte 2

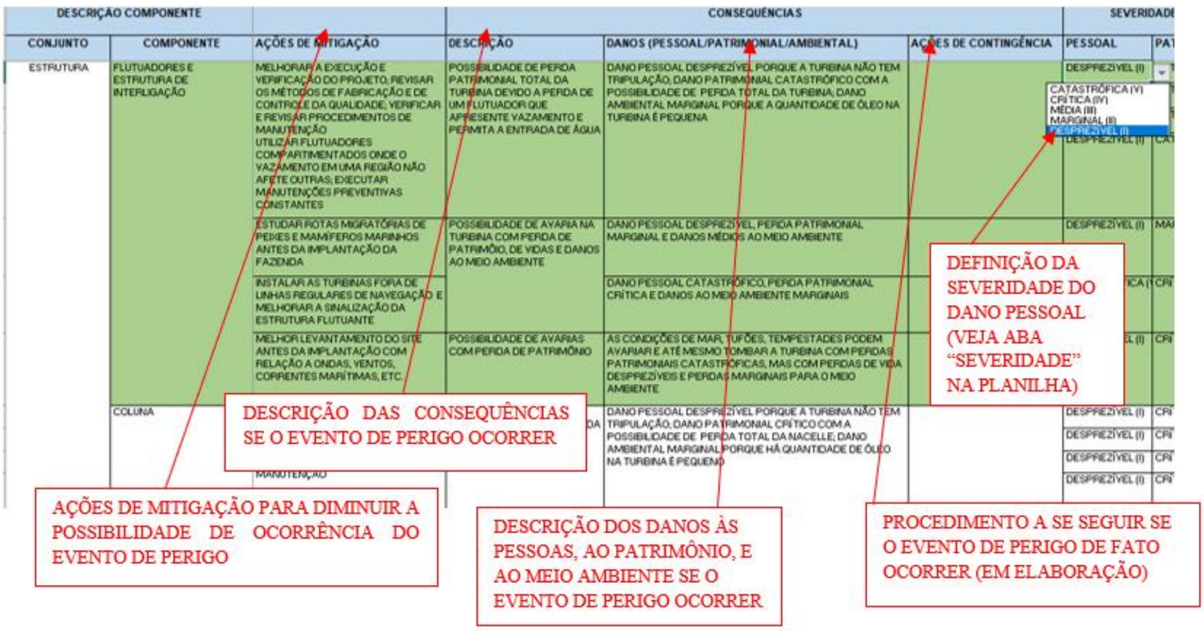


Figura 13. Detalhamento da APR - Parte 3

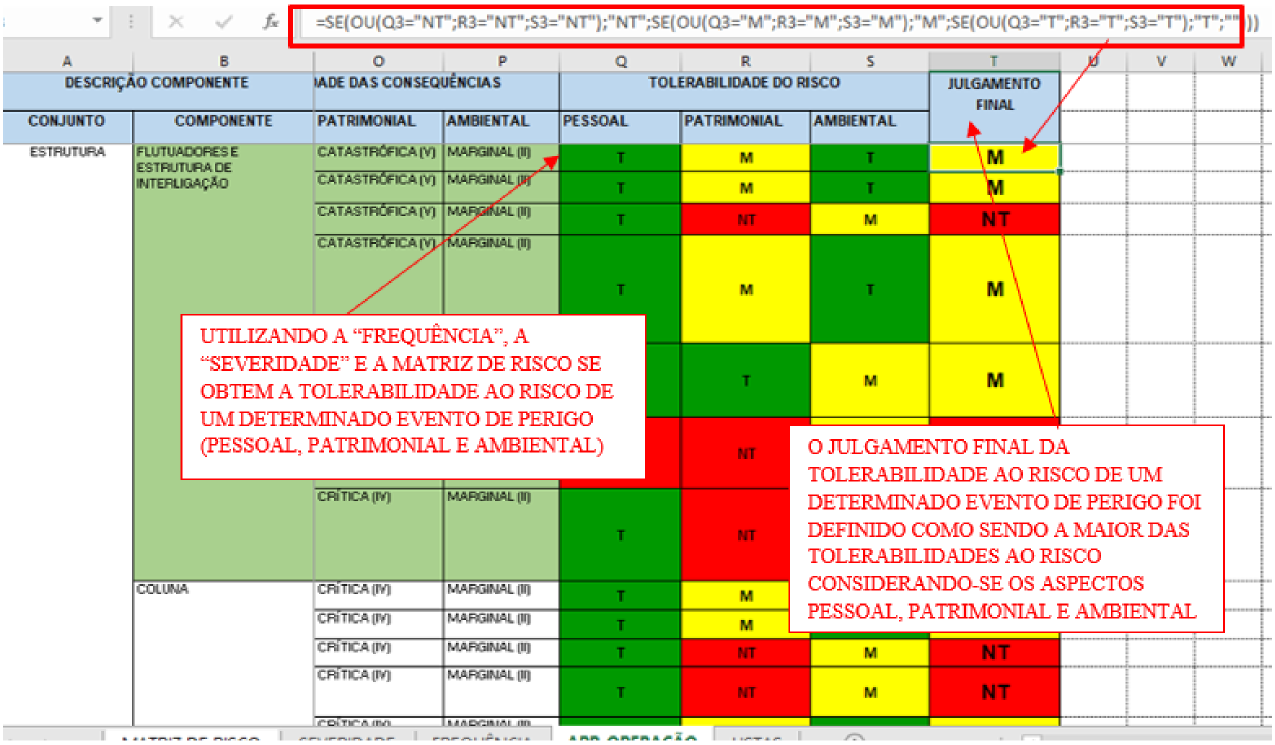
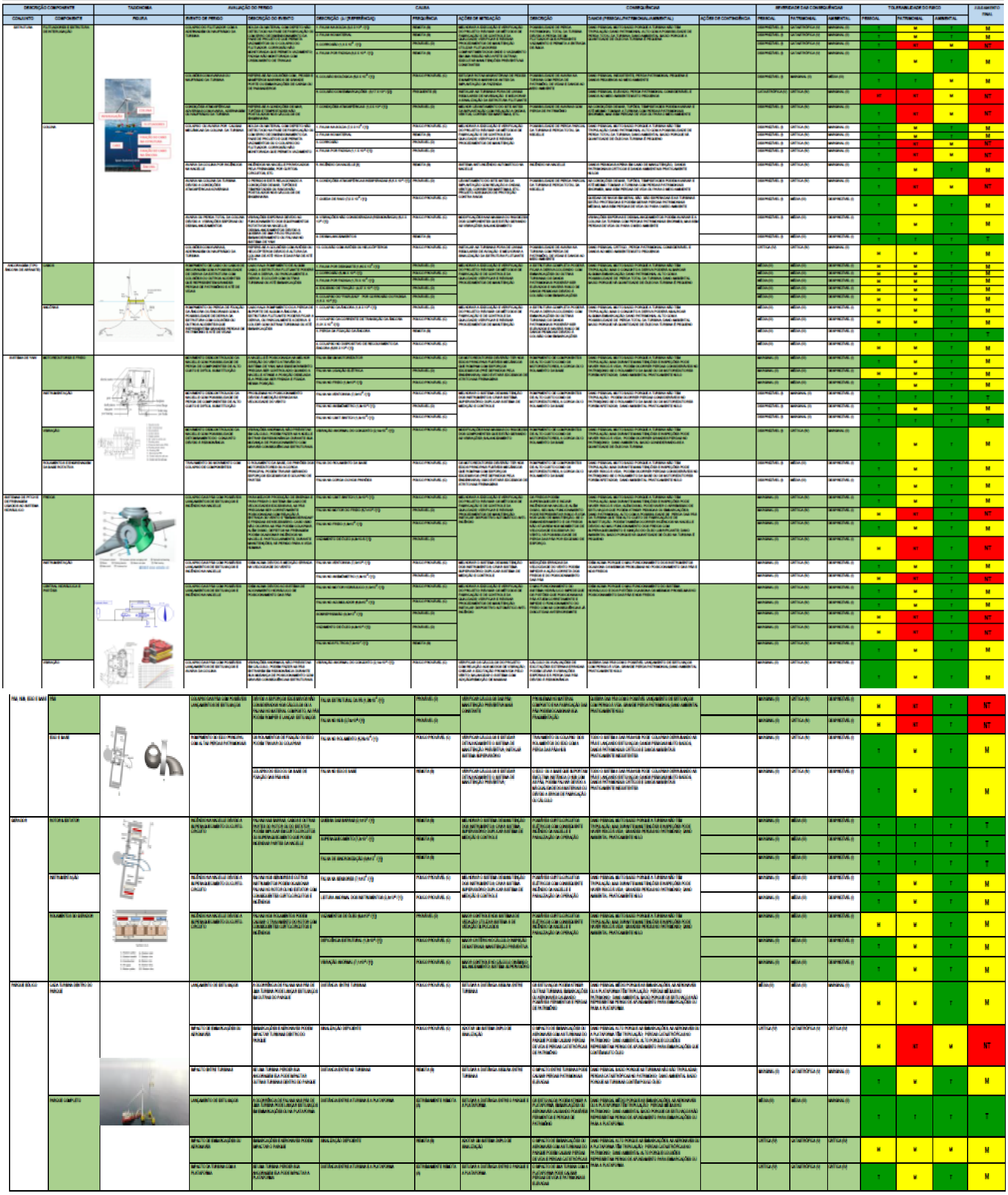


Figura 14. Planilha geral para a Análise Preliminar de Risco (APR)



7. CONCLUSÕES

Conforme as pesquisas e levantamentos já executados, pode-se concluir que:

- A análise preliminar de risco (APR) foi executada considerando-se a taxa de falha de um componente para determinar a frequência de um determinado evento, o custo para determinar sua severidade com relação ao aspecto patrimonial, a sua ação no meio ambiente conforme a Tabela 3 para determinar sua severidade com relação ao aspecto ambiental e a severidade dos danos pessoais foi determinada em cada caso pelos integrantes do grupo especializado de análise de risco.
- A análise preliminar de risco (APR)mostra que a estrutura flutuante, a coluna, as pás e o sistema de pitch são os componentes que apresentam as piores tolerabilidades aos riscos. Para o caso da estrutura flutuante, da coluna e das pás esse resultado se verifica em função dos altos custos desses componentes e da grande dificuldade para sua manutenção. Para o caso do sistema de pitch, o grande problema é a possibilidade de incêndio devido aos freios e ao sistema hidráulico; esses incêndios podem levar à perda total da FOWT. Em estudos futuros serão apresentadas recomendações para diminuir os riscos de incêndios.
- A taxonomia de uma FOWT estudada na literatura, mostrou uma grande variedade de classificações dependendo de cada referência estudada, com até 19 subsistemas para a composição da turbina. Para este relatório, foram agrupados os subsistemas por função e, dessa forma, foram considerados 7 subsistemas apenas e estimadas suas taxas de falhas.
- Em geral, os riscos ambientais são muito baixos para todos os sistemas. Isso ocorre porque não existem grandes quantidades de fluidos nocivos ao meio ambiente.
- Os riscos pessoais também são muito baixos. Não há tripulação e os maiores riscos nesse sentido são relativos a impactos em caso de deriva, impactos com estruturas tripuladas devido a problemas com a sinalização ou riscos durante a manutenção.
- A distância mais adequada entre a FOWT e uma estrutura flutuante fixa deverá ser de, no mínimo, 4,2 km, mas esse valor será melhor estudado considerando-se a possibilidade de choque entre a FOWT e a estrutura flutuante de produção.
- O risco de impacto entre a FOWT e uma estrutura flutuante qualquer devido à perda de ancoragem é muito baixo. Pelo estudado até o momento esse valor é de aproximadamente uma ocorrência a cada 750 anos ($P\ (\phi,\ s) \leq 0{,}0014$) conforme discutido no artigo, devido à baixa taxa de falha encontrada para o sistema de ancoragem. Serão realizados mais estudos nessa área utilizando-se mapas MIL e MIRO.
- A distância adequada entre as turbinas dentro do parque é de aproximadamente 0,9 km. Esse valor deverá ser estudado com relação à manutenção já que embarcações de grande porte deverão ser utilizadas durante a manutenção das turbinas. Além disso, essa distância implica na produtividade do conjunto de turbinas.

8. REFERENCIAS:

[1] Bureau Veritas. 2019. *Guidance Note NI 572 - Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbines*. Vol. 33.

[2] Van Bussel, G. J. W., and M. B. Zaaijer. 2001. *Reliability , Availability and Maintenance Aspects of Large-Scale Offshore Wind Farms , a Concepts Study*. Vol. 113.

[3] BVG. 2018. *A Guide to an Offshore Wind Farm*.

[4] Carroll, James, Alasdair McDonald, and David McMillan. 2016. “Failure Rate, Repair Time and Unscheduled O&M Cost Analysis of Offshore Wind Turbines.” *Wind Energy*.

[5] Dao, Cuong, Behzad Kazemtabrizi, and Christopher Crabtree. 2019. “Wind Turbine Reliability Data Review and Impacts on Levelised Cost of Energy.” *Wind Energy*.

[6] Energinet.dk. 2015. *Technical Project Description for Offshore Wind Farms (200 MW)*.

[7] Faulstich, S., B. Hahn, and P. J. Tavner. 2011. “Wind Turbine Downtime and Its Importance for Offshore Deployment.” *Wind Energy* 14(3):327–37.

[8] Forsman, Björn, Göran Loman, Joanne Ellis, Johannes Hüffmeier, and Jessica Johansson. 2008. *Methodology for Assessing Risks to Ship Traffic from Offshore Wind Farms VINDPILOT-Report To*.

[9] Gaertner, Evan, Jennifer Rinker, Latha Sethuraman, Benjamin Anderson, Frederik Zahle, and Garrett Barter. 2020. *Definition of the IEA 15 MW Offshore Reference Wind Turbine*.

[10] Kang, Jichuan, Liping Sun, and C. Guedes Soares. 2019. “Fault Tree Analysis of Floating Offshore Wind Turbines.” *Renewable Energy* 133:1455–67.

[11] Mustafa, Albara M., Abbas Barabadi, and Tore Markeset. 2019. “Risk Assessment of Wind Farm Development in Ice Proven Area.” in *Proceedings of the International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions, POAC*. Vols. 2019-June.

[12] Nyserda. 2018. *Analysis of Turbine Layouts and Spacing Between Wind Farms for Potential New York State Offshore Wind Development*.

[13] PETROBRAS. 2005. *N-2782 - Petrobras - Critérios Para Aplicação de Técnicas de Avaliação de Riscos*.

[14] Pfaffel, Sebastian, Stefan Faulstich, and Kurt Rohrig. 2017. “Performance and Reliability of Wind Turbines: A Review.” *Energies* 10(11).

[15] Pinar Pérez, Jesús María, Fausto Pedro García Márquez, Andrew Tobias, and Mayorkinos Papaelias. 2013. “Wind Turbine Reliability Analysis.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 23:463–72.

[16] Ribrant, J., and L. Bertling. 2007. “Survey of Failures in Wind Power Systems with Focus on Swedish Wind Power Plants during 1997-2005.” *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*.

[17] Scheu, Matti Niclas, Lorena Tremps, Ursula Smolka, Athanasios Kolios, and Feargal Brennan. 2019. “A Systematic Failure Mode Effects and Criticality Analysis for Offshore Wind Turbine Systems towards Integrated Condition Based Maintenance Strategies.” *Ocean Engineering* 176:118–33.

[18] Tannuri, E., M. Martins, C. Mello, R. Dotta, M. Schleder, M. Maturana, M. Pestana, V. Mesa, and V. Souza. 2020. *Reavaliação de Metodologia de Geração Do Diagrama de Restrição*.

[19] The Ministry of Infrastructure and the Environment. 2014. *White Paper on Offshore Wind Energy: Partial Review of the National Water Plan, Holland Coast and Area North of the Wadden Islands*. Holanda.

[20] Uadiale, Solomon, Évi Urbán, Ricky Carvel, David Lange, and Guillermo Rein. 2014. “Overview of Problems and Solutions in Fire Protection Engineering of Wind Turbines.” *Fire Safety Science* 11:983–95.

[21] Zhenhua, Wang, You Fei, Guillermo Rein, Jiang Juncheng, Han Xuefeng, Han Junhua, and Sun Wei. 2018. *Flammability Hazards of Typical Fuels Used in Wind Turbine Nacelle*. Vol. 42.

[22] Ragheb, M. 2019. *Safety of Wind Systems*. Course Hero-NPRE 475.