

Estudo de viabilidade para a reutilização de plataformas offshore fixa como subestrutura de torres eólica

Feasibility study for the reuse of a fixed offshore platform as a substructure for wind towers

Estudio de viabilidad para la reutilización de plataformas marina fija como subestructura de torres eólica

Recebido: 20/09/2020 | Revisado: 21/09/2020 | Aceito: 22/09/2020 | Publicado: 24/09/2020

Vencislau Manuel Quissanga

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4746-1974>

Universidade Federal Fluminense, Brasil

E-mail: venmanquissan@gmail.com

Elson Antonio do Nascimento

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9054-9571>

Universidade Federal Fluminense, Brasil

E-mail: elsonn@id.uff.br

Nelson Szilard Galgoul

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1273-3311>

Universidade Federal Fluminense, Brasil

E-mail: nelson.galgoul@nsg.eng.br

Resumo

Com o objetivo de dar um outro uso às plataformas *offshore* fixa com o tempo de vida útil vencidas, principalmente aquelas situadas em campos com condições ambientais favoráveis para instalação de turbinas eólicas *offshore*, o presente trabalho de pesquisa ressalta a importância de avaliar a possibilidade de reutilização de uma plataforma (jaqueta) submetida ao carregamento de uma torres de 10 MW, considerando sobre tudo as novas condições de operação. Para isso se tem em conta as análises dos elementos que conformam a estrutura (jaqueta) de modos a atinar as suas respectivas razões de tensões. Considerou-se o carregamento da torre eólica de maneira pontualmente distribuído sobre os 4 nós no topo das pernas principais da jaqueta. A estrutura investigada apresenta uma jaqueta de 16,85 m de altura, com a área da mesa inferior de 9,95 m x 9,95 m e 6,75 m x 6,75 m na mesa superior. O sistema estrutural foi desenvolvido com base à utilização do software OrcaFlex V10.3, que

permite analisar as razões de tensões (“*Unity Check*”) incluído os efeitos de segunda ordem por meio da utilização do Método dos Elementos Finitos (MEF). Desta forma, os resultados obtidos ao longo das análises para avaliar o comportamento estrutural apontam para o fato de que a jaqueta investigada não atende aos critérios de projeto para dar suporte a torres eólicas de 10 MW.

Palavras-chave: Plataforma *offshore* fixa; Plataforma típica; Torre eólica; Verificação estrutural; Descomissionamento.

Abstract

In order to give another use to fixed *offshore* platforms with expired useful life, especially those located in fields with favorable environmental conditions for installing *offshore* wind turbines, the present research highlights the importance of evaluating the possibility of reuse of a platform (jacket) subjected to the loading of a 10 MW towers, especially considering the new operating conditions. For this, the analysis of the elements that make up the structure (jacket) is taken into account in order to adjust their respective stress ratios. The loading of the wind tower was considered to be punctually distributed over the 4 knots at the top of the main legs of the jacket. The investigated structure features a 16.85 m high jacket, with the bottom table area of 9.95 m x 9.95 m and 6.75 m x 6.75 m on the upper table. The structural system was developed based on the use of the OrcaFlex V10.3 software, which allows to analyze the stress ratios (“*Unity Check*”) including the second order effects using the Finite Element Method (MEF). Thus, the results obtained during the analyzes to assess the structural behavior point to the fact that the jacket investigated does not meet the design criteria to support 10 MW wind towers.

Keywords: Fixed offshore platform; Typical platform; Wind tower; Structural verification; Decommissioning.

Resumen

Con el objetivo de dar otro uso a las plataformas marinas con vida útil vencida, principalmente las ubicadas en campos con condiciones ambientales favorables para la instalación de torres (aerogeneradores) eólicas *offshore*, el presente trabajo de investigación destaca la importancia de evaluar la posibilidad de reutilización de una plataforma (jacket) sometida a la carga de una torre eólica de 10 MW, considerando, además, las nuevas condiciones de operación. Para ello, se tiene en cuenta el análisis de los elementos que componen la estructura (jacket) para determinar sus respectivas relaciones de tensión. Se

consideró la carga de la torre eólica de manera distribuida puntualmente sobre los 4 nodos en la parte superior de las piernas principales de la jacket. La estructura investigada presenta una jacket de 16,85 m de altura, con un área de la mesa inferior de 9,95 m x 9,95 m, y 6,75 m x 6,75 m en la mesa superior. El sistema estructural fue desarrollado con base en el uso del software OrcaFlex V10.3, que permite analizar “*Unity Check*” incluyendo los efectos de segundo orden utilizando el Método de Elementos Finitos (MEF). Así, los resultados obtenidos durante los análisis para evaluar el comportamiento estructural apuntan a que la jacket investigada no cumple los criterios de diseño para soportar torres eólicas de 10 MW.

Palabras clave: Plataforma marítima fija; Plataforma típica; Torre eólica; Verificación estructural; Desmantelamiento.

1. Introdução

Na atualidade, um dos assuntos mais interessante devido ao vencimento de vida útil das plataformas *offshore* fixa típica brasileira, é a reutilização das mesmas, já que este quesito é determinante para uma possível renda econômica. Tendo em vista esse tema, as principais recomendações estão ligadas às avaliações dos comportamentos dos sistemas estruturais quando submetidos as novas condições de operação, bem como suportando uma torre de 10MW, com o intuito de resistir e apresentar estabilidade aceite nas normas de projeto.

Segundo Neto e Shama (2008), as primeiras instalações de plataformas *offshore* fixa comissionadas pela indústria brasileira datam desde o ano 1968, ou seja, há 52 anos. Desse modo, sabendo que as plataformas não projetadas para uma vida útil de 30 anos, é fácil entender que todas estruturas fixas brasileiras instaladas naquele então já deveriam ter sido descomissionadas, pois as mesmas estão fora de operação conseqüentemente sem produção. Vele destacar que uma das razões que leva ao não descomissionamento global de um sistema estrutural são os altos custos que acarretam este processo.

A reutilização de jaquetas de plataformas *offshore* fixas, em campos não mais produtivos, como já mencionado, é uma alternativa que tem sido mencionada com frequência pela indústria eólica, mas que, em termos práticos, ainda não foi utilizada no território brasileiro e muito pouco no mundo. No Brasil, para além das plataformas com o tempo de vida útil vencida, tem também uma grande quantidade de plataformas fixas, principalmente no nordeste do país, produzindo de forma deficitária. Para aquelas que produzem pouco, mas que, todavia, podem ser melhoradas, estas são expostas a comercialização diante de possíveis compradores, de forma que várias dessas plataformas fixas já foram vendidas ao longo do

último ano. Já para aquelas cuja produção está praticamente esgotada, estas são incluídas na lista das descomissionáveis, que brevemente serão removidas.

No Brasil tem havido investimentos em torres eólicas terrestres, mas até o momento não há qualquer implementação *offshore*, embora já existam os primeiros estudos nesse sentido. Não há conhecimento, contudo de nenhum deles que já tenha passado da fase de estudos de viabilidade e financiamento. Esse avanço do “*onshore*” é totalmente intuitivo, porque os campos eólicos terrestres são muito mais baratos, mas seu principal problema reside no transporte terrestres dos mesmos, que está limitado a torres pequenas (talvez o limite seja pouco maior que 5MW). Assim sendo, mesmo para a realidade brasileira, espera-se um crescimento dos campos “*offshore*” nos próximos anos.

De acordo com Barros *et al.*, (2017) e Nogueira (2019), a costa brasileira apresenta excelentes condições eólicas *offshore* principalmente a região do nordeste, é uma região conhecida como a “área preferencial”, resultante da análise econômica, que soma uma capacidade instalável de cerca de 126 GW. Vale salientar que, de acordo com Barros *et al.*, (2017), a velocidade máxima é de aproximadamente 9 m/s, o que corresponde a aproximadamente 10,3 m/s a 150 m de altura acima do nível médio dos mares. Mudando a referência isso significa que todos os lugares que apresentam média acima de 7,85 m/s têm para 150 m de altura uma média acima dos 9 m/s, considerada excepcional para a instalação de torres eólicas. Significando, portanto, que toda a costa nordeste de João Pessoa até São Luís está incluída nesta região. Outras regiões como Sergipe e a Bahia nas proximidades de Salvador, todo o estado de Minas Gerais até o Rio de Janeiro e quase toda a região sul do país seriam igualmente adequadas.

Em seu relatório, a Barros *et al.*, (2017) investigou as condições de vento, as condições estruturais de uma plataforma típica sob uma torre de 5 MW e as condições financeiras para então concluir, que uma plataforma de 5 MW, a mais frequente em uso até o início do preparo do artigo, poderia ser usado com sucesso. Mas, vale proferir que passados 3 anos, as torres de 5 MW já não são usadas mais em plataformas *offshore*, pelo que o mercado hoje oferece ainda torres pequenas para instalações *onshore*, mas para fins de instalações *offshore*, quase todas as novas instalações estão sendo feitas com 10MW e as que estão em planejamento já estão sendo projetadas com 12 MW e até 15 MW.

Desse modo, o presente trabalho de pesquisa pretende responder a pergunta que se impõe, que consiste em saber se a mesma plataforma fixa tipo 1ª família (típica), utilizada pela Barros *et al.*, (2017), podem resistir a uma torre eólica de 10MW. Portanto, objetiva-se avaliar o comportamento da estrutura sem o convés, com carregamento de uma torre de 10

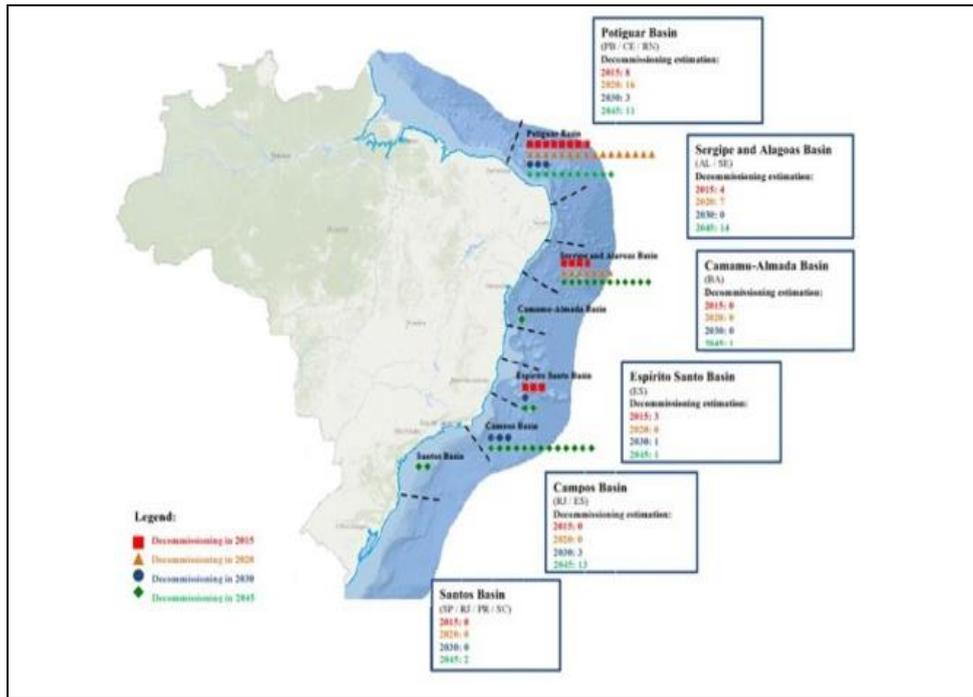
MW no topo e as novas condições de operação.

2. Metodologia

O presente trabalho de pesquisa pode ser caracterizado como um estudo de caso (de importante relevância), pois com base em diferentes bibliografias publicadas (Luczynsky, 2002; Silva, 2008; Martins, 2015; Gil, 2017; Costa, 2018) um estudo de caso é um estudo aprofundado e completo com um ou mais objetos, que possibilite seu conhecimento amplo e detalhado. Desse modo, destaca-se que este trabalho é classificado, de acordo com Suárez (2016), Gil (2017) e Pereira *et al.* (2018), como sendo uma pesquisa aplicada descritiva e quantitativa; descritiva, pois relaciona diferentes variáveis (parâmetros estruturais) com intuito de determinar o comportamento do sistema estrutural após a interação de todas elas, e quantitativa, visto que estão envolvidos números, porcentagens e estatísticas, nisso, os resultados podem ser quantificados com o auxílio de dispositivo computacional (software). Na abordagem quantitativa, enfatiza-se a objetividade na coleta de informações relevantes, mediante condições de controle e análise. No que tange aos procedimentos de trabalho, de acordo com (Gerhardt *et al.*, 2009), a presente pesquisa é classificada como documental, haja vista a utilização diversificadas fontes bibliográficas importantes.

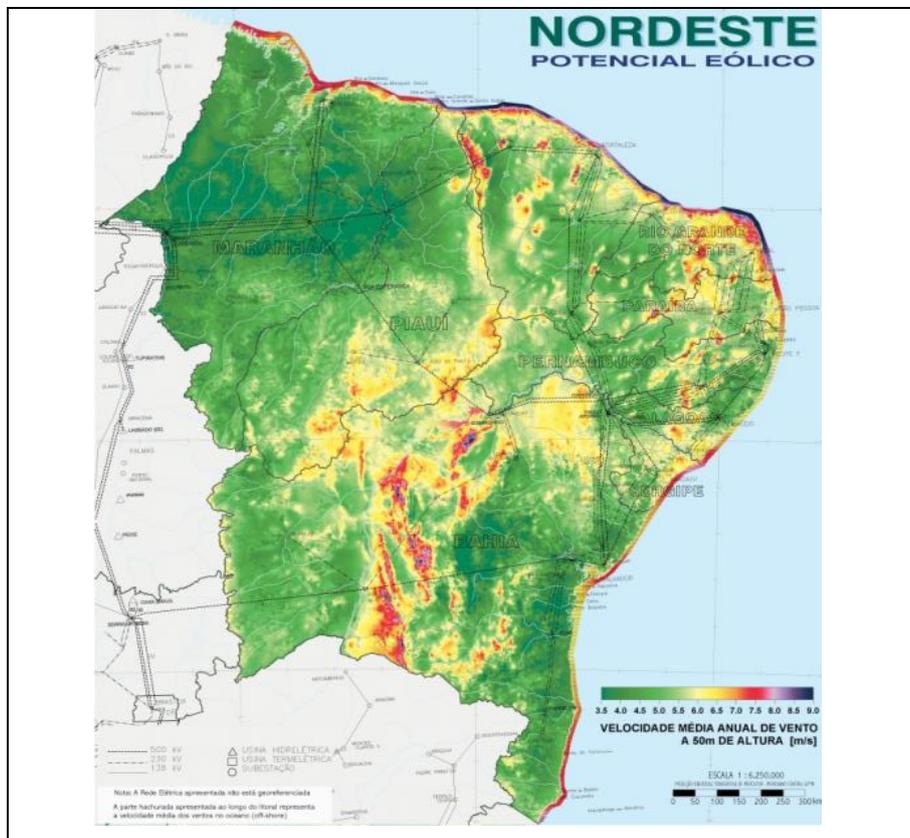
Como mencionado, esta pesquisa se cinge em estugar a possibilidade de reutilização das plataformas fora de operação, destacando que, cerca de 75% das plataformas fixas já têm mais de 25 anos. Entre elas estão as Bacias Potiguar (Ubarana e Agulha) e Sergipe e Alagoas (Piranema, Caioba, Camorim, Dourado, Guaricema e Salgo) e há 63% (de um total de 55 plataformas), que já são consideradas Descomissionáveis (Figura 1). Além disso, é importante considerar que estas plataformas estão localizadas em lugares com excelentes condições de vento, apresentando por tanto, conforme a Figura 2, velocidades médias anuais de 9m/s ao longo da costa, a uma altura de 50m acima do nível médio do mar.

Figura 1 – Descomissionamento previsto das plataformas *offshore* brasileiras.



Fonte: Barros, *et al.*, (2017).

Figura 2 – Velocidade média anual do vento a 50 m acima do nível do mar (m/s).



Fonte: Atlas do potencial eólico brasileiro (Amarante *et al.*, 2001).

Desse modo, esta pesquisa esta pesquisa tem como foco a avaliação do comportamento do sistema estrutural de plataformas *offshore* fixa típica (1ª família) com o convés removido, submetidas aos carregamentos de torres eólicas (5 MW e 10 MW) e ambientais. Inicialmente foi feito um levantamento bibliográfico acerca do tema em questão, e sobre tudo das plataformas *offshore* em operação e as que estão fora de operação (não descomissionadas), em seguida foi realizado o modelo computacional da plataforma, com base no emprego do Método dos Elementos Finitos (MEF), via uso do software OrcaFlex V10.3 (OrcaFlex, 2018).

Posteriormente, foram efetuadas análises numéricas para avaliação das razões de tensões (“*Unity Check*”) e/ou resistência e estabilidade da estrutura, de tal forma que os requisitos de funcionalidade e segurança fossem garantidos, quando submetida ao carregamento ambiental (horizontal) e da referida torre eólica (vertical), considerando-se critérios de projeto definidos em normas utilizadas correntemente para análise de estruturas *offshore* (API RP 2A, 2014; API RP 2A-WSD, 2015; DNVGL-OS-C101, 2015; DNVGL-OS-C201, 2015).

3. Revisão Bibliográfica

Segundo Ruiz e Ávila (2015), uma plataforma *offshore* fixa consiste em uma estrutura vertical feita de seções tubulares de aço cravadas no fundo do mar, com uma cobertura colocada na parte superior proporcionando a área para instalação de equipamentos de perfuração, instalações de produção e áreas de convivência humana (habitacionais). Outra característica muito importante pela qual são considerados deste tipo é porque elas se comportam como um corpo rígido e devem resistir a todas as forças dinâmicas do ambiente.

Segundo os pesquisadores Barros *et al.* (2017), Costa (2018) e Nogueira (2019) o nordeste brasileiro é conhecido pelo grande potencial eólico. Desta forma, esta região apresenta uma possibilidade interessante de reaproveitar plataformas fixas de petróleo em processo de descomissionamento para geração de energia eólica. Isso se torna possível, por haver um número grande de plataformas *offshore* fixas que já excedeu o tempo de vida útil estimada de projeto. Consequentemente, tal conjuntura leva a um processo de tomada de decisão quanto ao descomissionamento das estruturas existentes.

A regulação do processo de descomissionamento de plataformas *offshore* fixas, segundo Colomer (2017), todavia se encontram em processo de desenvolvimento, o que faz com que haja grandes incertezas econômicas para os custos de tal processo. Desse modo, é

superimportante a busca de alternativas para trazer novos rendimentos em plataformas já existentes através de novas funções que lhes são atribuídas. Como já foi mencionado na introdução, a possível reutilização da plataforma (jaqueta) fixa, tendo em vista o descomissionamento parcial, permite diminuir consideravelmente os custos na desmontagem da estrutura gerando conseqüentemente uma nova fonte de renda.

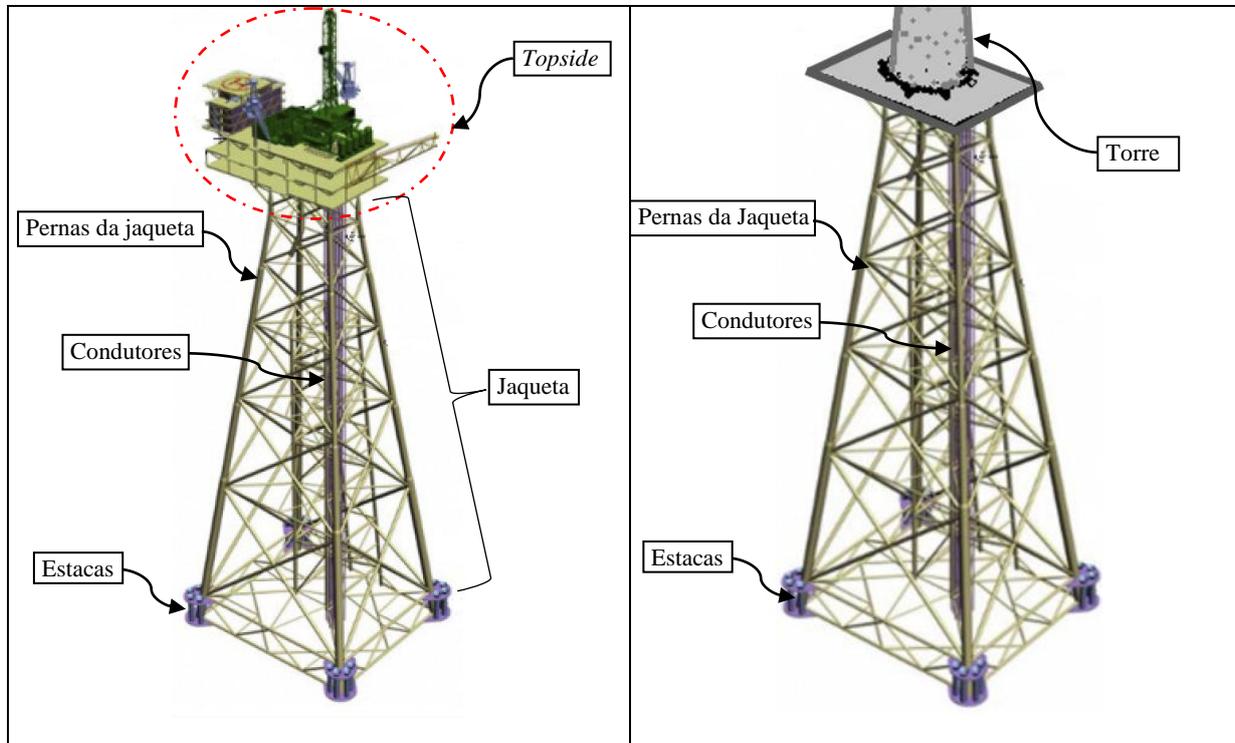
Uma vez que no presente trabalho de pesquisa se pretende avaliar o comportamento da estrutura (jaqueta) quando submetida às diferentes condições ambientais, vale inicialmente conhecer os componentes que conformam o sistema estrutural da jaqueta. De acordo com Fam *et al.* (2018), uma plataforma *offshore* fixa é dividida principalmente em três partes: a fundação à base de estaca de fricção, a subestrutura encarregada de suportar a cobertura ou superestrutura, sendo esta última a que dá suporte aos diversos equipamentos e módulos para perfuração, extração e bombeamento principalmente de hidrocarbonetos.

4. Descrição do Modelo Estrutural

O modelo estrutural em questão consiste em uma plataforma marítima fixa que contém o *topside*, todos os membros com seus respectivos diâmetros e espessuras. Inicialmente, o mesmo é formado por fundações (estacas), jaqueta, condutores e convés, conforme apresentado na Figura 3 (a esquerda). Em seguida, a estrutura (jaqueta) foi projetada como subestrutura, considerando uma torre de turbina eólica instalada no topo, conforme a Figura 3 (a direita). Além disso, a mesma foi estruturada para condições locais considerando a interação solo-estrutura, onde as estacas são formadas por elementos de seção circular (tubulares). Cada estaca contém duas partes, uma delas alojada em cada perna ou coluna da jaqueta, fixando-se a esta na parte superior na mesma. Desse modo, é fácil perceber que o diâmetro externo da estaca é menor que o diâmetro interno das pernas ou colunas, conforme a Tabela 1; e a outra parte está contida no leito marinho, onde o comprimento de penetração média no fundo do mar ($h_{fm} = 27$ m) dependeu da capacidade do solo e do carregamento da superestrutura e equipamentos de operação. No caso da jaqueta, a mesma possui 16,85 m de altura, tendo 5 mesas com diferentes áreas; a superior 6,75 m x 6,75 m ($A_{sup} = 45,56$ m²) e inferior 9,95 m x 9,95 m ($A_{inf} = 99,00$ m²). Em relação ao tipo de aço empregado, a tensão de escoamento é de 198 MPa ($f_y = 0,8 \times 248$ MPa), módulo de elasticidade de $2,1 \times 10^5$ MPa ($E_s = 2,1 \times 10^5$ MPa), densidade de 78,50 kN/m³ ($\gamma = 78,50$ kN/m³) e coeficiente de Poisson 0,3 ($\nu = 0,3$). O convés foi limitado em uma capacidade de carga da ordem de 2000 tf ($P_{conv} = 2000$ tf), configurando-se compatível ao peso de uma torre de energia eólica de 10 MW (Quissanga,

2020).

Figura 3 – Modelo estrutural da jaqueta com o *topside* (esquerda) e com a torre eólica *offshore* (direita).



Fonte: Modificadas pelos autores (Bull e Love, 2019).

Vale destacar que o modelo em estudo será sem o convés, considerando em seu lugar uma torre eólica; considerar-se-á primeiramente uma torre de 5 MW com 87,60 m ($h_{T5} = 87,60$ m) de altura e com o peso próprio na ordem de 3474,60 kN ($P_{T5} = 3474,60$ kN), de modos a comparar os resultados das análises com os realizados pela Barros *et al.* (2017). Entretanto, será em seguida substituída por uma torre de 10 MW, com 115,63 m ($h_{T5} = 115,63$ m) de altura e peso próprio na ordem de 6050,00 kN ($P_{T5} = 6050,00$ kN), e repetidas as análises, a fim de verificar a viabilidade de reaproveitamento dessas plataformas (jaquetas). A Tabela 1 apresenta a descrição detalhada das seções transversais dos membros da jaqueta e das estacas, tais como: do diâmetro, da espessura e por sua vez as áreas respectivamente.

Tabela 1 – Descrição dos membros da plataforma (jaqueta e estaca).

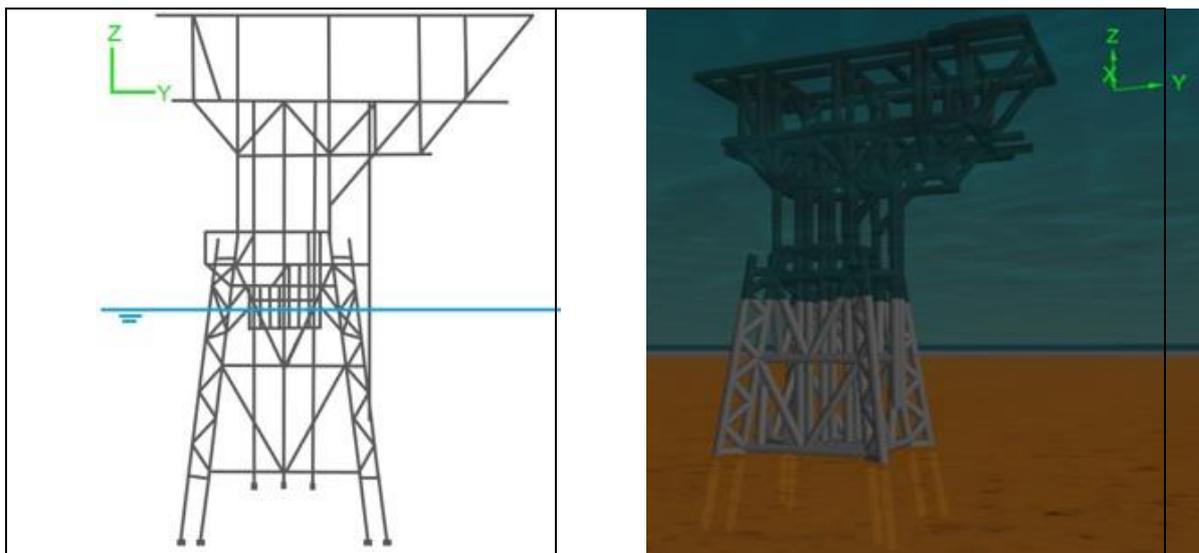
Grupos	Aço	Diâmetros (mm)	Espessuras (mm)	Áreas (cm ²)
Pernas (PN8)	A36	863,6	28,6	750,24
Condutores (CT6)	A36	762	25,4	587,78
DiagV (DV6)	A36	558	21,45	361,57
DiagH (DH9)	A36	586,4	20,50	400,57
Mesas (MS5)	A36	609,6	21,85	361,5
DV (DV2)	A36	406,4	21	254,26
Estacas (ES8)	A36	762	38,1	866,47

Fonte: Elaborada pelos autores.

4.1 Modelo Numérico da Estrutura

O modelo numérico do sistema estrutural assim como a sua simulação foi desenvolvido com o auxílio do programa computacional OrcaFlex V10.3 (OrcaFlex, 2018), tendo em vista as técnicas usuais voltadas aos Método dos Elementos Finitos. Os elementos utilizados no processo de modelagem são do tipo uniaxial, compostos por dois nós, sendo que cada nó possui seis graus de liberdade: três translações e três rotações em relação aos eixos X, Y e Z, respectivamente. A Figura 4 ilustra duas vistas do modelo numérico-computacional da estrutura realizado com o auxílio do programa supra citado.

Figura 4 – Modelo numérico da plataforma *offshore* fixa típica da 1ª família.



Fonte: Elaborada pelos autores.

4.1.1 Peso Próprio da Estrutura Modelada

O peso próprio da estrutura modelada (“PPEM”) corresponda ao peso dos elementos estruturais da jaqueta (pernas, mesas e diagonais) e os da torre eólica (rotor, *nacelle* e pás), que foram gerados automaticamente pelo software em questão, a partir das suas características geométricas e do peso específico atribuído, correspondente a $78,50 \text{ kN/m}^3$ ($\gamma = 78,50 \text{ kN/m}^3$). Entretanto, vale ressaltar que a sigla “PPEM” foi adotada para nomear os dos carregamentos básicos (jaqueta e torre).

O modelo numérico em elementos finitos foi realizado simplificada, ao ponto de não ser modelado a torre eólica de 10 MW no topo da jaqueta, considerando pura e simplesmente o carregamento da mesma atuando pontualmente distribuído nos 4 nós do topo de maneira vertical. Deste modo, o valor do carregamento de empuxo foi determinado como sendo da ordem de 6541,80 kN, onde cada nó estará submetido a uma carga de 1635,45 kN.

Na Tabela 2, se pode observar algumas características voltadas ao ambiente marinho (altura da lâmina de água), a densidade da água e o peso próprio de alguns elementos modelados no sistema estrutural.

Tabela 2 – Descrição do ambiente marinho.

Gravidade	Profundidade da água	Elevação mudline	Densidade da água
Direção	(m)	(m)	(t/m ³)
-Z	13,5	-13,5	1,028

Fonte: Elaborada pelos autores.

4.1.2 Sobrecargas Consideradas no Projeto

As sobrecargas consideradas no projeto (“SCAR”) foram consideradas com base a norma DNVGL-OS-C201 (DNVGL, 2015), considerando, portanto, um carregamento distribuído sobre a superfície do *topside* (deck) da jaqueta. Sendo assim, foi aplicado uma carga distribuída sobre a área livre do topo da jaqueta (sem o *topside*), correspondente a $4,0 \text{ kN/m}^2$ (SCAR = $4,0 \text{ kN/m}^2$), a modos de segurança. Entre tanto, considerou-se também os carregamentos básicos ligados aos equipamentos (“EQ”) em condições de operação, para maior segurança.

4.1.3 Carregamento Ambiental (onda e corrente)

Os impactos dos carregamentos de ondas e correntes foram considerados nas direções 0° e 45°, tendo em mente a utilização da formulação de Morison (*Recommendations of the Committee for Waterfront Structures Harbours and Waterways*, 2012), conforme a Equação 1, onde ρ : massa específica do fluido (kg/m^3), D: diâmetro do membro, V: velocidade das partículas fluidas devido às ondas no centro da seção, a: aceleração das partículas fluidas devido às ondas no centro da seção, C_m : coeficiente de inércia, C_d : coeficiente de arrasto. A mesma equação, considera o somatório da força resultante das pressões hidrodinâmicas com a intensidade proporcional à aceleração da massa fluida (forças inerciais) a força de origem viscosa proporcional à velocidade das partículas fluidas (forças de arraste). Nisso, os coeficientes hidrodinâmicos adotados foram de 1,05 ($C_d = 1,05$) para o coeficiente de arrasto e 1,20 ($C_m = 1,20$) para o coeficiente de inércia. A Tabela 3 apresenta a descrição das ondas (“OND”) e correntes (na direção 0° e 45°), ilustrando portanto; a altura da onda (H), período (T), Velocidade na superfície, velocidade no fundo do mar e as direções de incidência das ondas.

$$F = \frac{\rho}{2} C_d D |V|V + \rho a C_m \frac{\pi}{4} D^2 \quad (1)$$

Tabela 3 – Descrição das cargas de onda e corrente (“OND”).

Caso da onda	Tipo de onda	Condição		Carga			Incidência da onda (Grau)
		Situação	Onda		Corrente (m/s)		
			H (m)	T (s)	Velocidade fundo	Velocidade superfície	
OND0	5°	Operação	5,9	9	0,48	1,35	0
OND45	Stoke	Operação	5,9	9	0,48	1,35	45

H: Altura da onda; T: Período da onda. Fonte: Elaborada pelos autores.

4.1.4 Carregamentos Efetuados pelo Vento

Os carregamentos efetuados pelo vento foram considerados tendo em vista o cálculo da mesma (ação do vento sobre a estrutura) realizado com base a Equação 2, que consiste na expressão geral para o cálculo de ação do vento sobre qualquer estrutura *offshore*. Onde: F_v ;

força do vento, C_v ; coeficiente eólico, ρ ; densidade do ar, V ; velocidade do vento e A_v ; área projetada das superfícies em que encontra. Vale destacar que a formulação da expressão da força de vento (Equação 2), foi retirada da norma API (API RP 2A-WSD, 2015).

$$F_v = C_v \times \frac{\rho}{2} \times V^2 \times A_v \quad (2)$$

Desse modo, a Tabela 4 apresenta os carregamentos de vento (“VENT”) que incidem às áreas de obstrução da estrutural em questão. Na Tabela 5 é apresentado de maneira resumida as cargas utilizadas na análise, assim como o somatório global dos carregamentos, e em seguida, apresenta-se na Tabela 6 o somatório global das combinações de carregamentos utilizadas no estudo. Os momentos resultantes foram calculados tomando-se como base o ponto 0,0,0 do modelo estrutural.

Tabela 4 – Descrição das cargas de vento nas duas direções.

Carga	Direção	Condição	Juntas	Cargas (kN)
VENT0	0o	Operação	A11-A2-A6-A15-A17-A01-A02	58,40
VENT45	45o	Operação	A11-A2-A6-A15-A17-A41-A42	41,30

VENT0, VENT45: vento nas direções 0°, 45°, A: identificação das juntas da jaqueta acima da lâmina d’água). Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela 5 – Somatório global das cargas.

Carregamento	FX (kN)	FY (kN)	FZ (kN)	MX (kN.m)	MY (kN.m)	MZ (kN.m)
PPM	0	0	9681,54	8288,70	17851,20	0
SCAR	0	0	953,14	1121,50	980,85	0
EQP	0	0	804,30	2240	1617,9	0
VENT0	-58,40	0	0	0	-1050,5	174,90
VNET45	-41,30	-41,30	0	-1042,80	748,22	-423,67

PPM: peso próprio modelado (jaqueta e torre). SCAR: sobrecargas de projeto. EQP: cargas de equipamentos dispostos sobre a estrutura. Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela 6 – Somatório das combinações de carregamentos.

Carregamento combinado	FX (kN)	FY (kN)	FZ (kN)	MX (kN.m)	MY (kN.m)	MZ (kN.m)
OND0	-4858,10	16,20	13997,90	45550,20	8798,15	998,50
OND45	-4032,40	-4001,90	14569,40	43214,70	9895,24	3777,12
AX0	-7522,30	20,40	1002,70	20701,60	575,84	4978,76
AX45	-5766,90	-5695,70	10784,50	21947,50	3608,65	5416,71

OND0, OND45: onda e corrente em operação nas direções 0^o, 45^o. AX0 e AX45: axial nas direções 0^o e 45^o. Fonte: Elaborada pelos autores.

5. Resultados

A análise desenvolvida no presente trabalho de pesquisa tem como objetivo verificar o comportamento estrutural, de modos a se perceber ou verificar a viabilidade do reaproveitamento das plataformas (jaquetas) *offshore* fixa para suporte de uma torre eólica *offshore*. Vale ressaltar que, a 3 anos, foi desenvolvido um trabalho de pesquisa (Barros *et al.*, 2017), com torres eólicas de 5 MW, onde a se concluiu que as estruturas (jaquetas) eram estruturalmente e economicamente viável. Mas, na atualidade, estas torres eólicas *offshore* (5 MW) já não se encontram disponível, nas indutarias de energia eólica. Sendo assim, essas mesmas plataformas (jaquetas) são comprovadas desde a perspectiva da viabilidade estrutural, isso com torres eólicas de 10 MW, visto que estas torres são as que sendo utilizadas como estruturas eólicas *offshore*.

Entretanto, realizou-se 2 análises (uma com o carregamento da torre de 5 MW e a outra com o carregamento da torre de 10 MW). O primeiro caso (5 MW), foi realizado com intenção de comprovar os resultados obtidos por Barros *et al.* (2017), ao passo que os resultados do segundo caso (10 MW) são os de maior interesse no presente trabalho de pesquisa.

5.1 Resultados Obtidos para Torre de 5 MW

Para o primeiro caso (5 MW), os resultados apresentados por Barros *et al.*, (2017), são de certo modo diferentes (não compatíveis) dos apresentados no presente trabalho de pesquisa, pois nesta pesquisa utilizou-se uma plataforma *offshore* típica (1^a família) brasileira, ao passo que no outro trabalho (Barros *at al.*, 2017) utilizou-se uma plataforma (jaqueta)

diferente. Mas, a conclusão na pesquisa de Barros *et al.* (2017) foi que, tanto a jaqueta como as estacas, ambas tinham verificações aceitáveis, ou seja, foram satisfatórias às análises de projeto.

As estacas absorveram um carregamento máximo em condições de tormenta de 9196,39 kN ($Q_{to} = 9196,39$ kN), e para condição de operação obtiveram o carregamento máximo de 6084,25 kN ($Q_{op} = 6084,25$ kN). Os fatores de segurança considerados nas análises para as duas condições (tormenta e operação) foram de 1,5 ($FS = 1,5$) e 2,0 ($FS = 2,0$) respectivamente. Em seguida é apresentado de maneira resumida os cálculos das razões de tensões (“*Unity Check*”) para as duas condições. Equação 3 para a condição de tormenta e Equação 4 para a condição de operação, respectivamente.

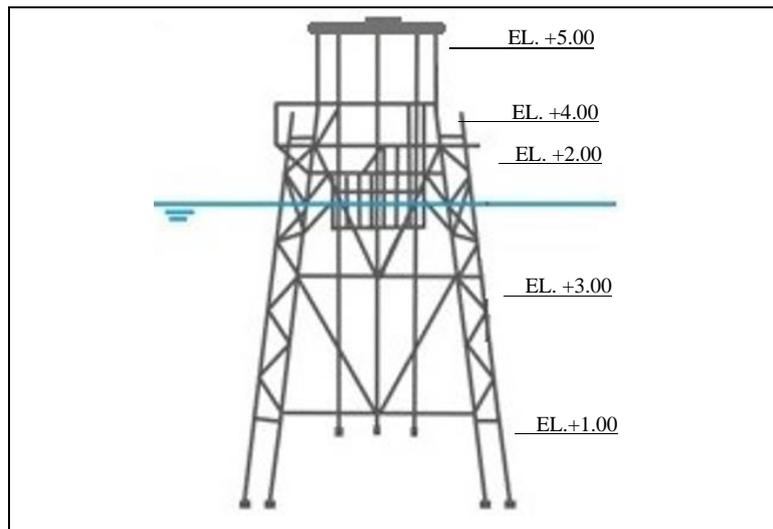
$$Unity\ Check = \frac{Q_{to}}{Q} \times FS = \frac{9196,39}{10694,00} \times 1,50 = 1,29 \quad -\ Tormenta \quad (3)$$

$$Unity\ Check = \frac{Q_{to}}{Q} \times FS = \frac{6084,25}{10694,00} \times 2,0 = 1,13 \quad -\ Operação \quad (4)$$

Como se pode observar, na Figura 5 é apresentada as elevações das mesas das jaquetas no sentido de mostrar os resultados. Entre tanto, com base as duas resoluções anteriores (3 e 4) se mostra que as estacas da plataforma (jaqueta) submetida ao carregamento da torre eólica de 5 MW não atende as condições de projeto, mas que em muitos casos, estes valores podem ser considerados resultados toleráveis, pois estão um pouco acima, mas, todavia, cerca da unidade.

No caso da jaqueta, é possível verificar por intermédio das razões de tensões, que a mesma suporta os carregamentos impostos, pois foi verificado que os valores das tensões atuantes são inferiores as tensões admissíveis das barras da estrutura. Esses resultados são apresentados na Tabela 7, neles estão incluídos os efeitos de segunda ordem, de modo que as verificações dos elementos estruturais sejam obtidas diretamente das tensões, tendo em vista a tensão admissível de 198 MPa ($f_y = 0,8 \times 248$). Deste modo, os membros e as juntas da jaqueta atendem aos critérios de projeto, indicando que a estrutura é adequada para suportar as diferentes cargas, especialmente a torre eólica de 5 MW.

Figura 5 – Posição dos UCs calculados nas pernas da jaqueta (5 MW)



Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela 7 – Maiores valores das tensões máxima de Von Mises (5 MW)

Elevação	Máx. tensão de Von Mises (MPa)	Deflexão (cm)	Unity Check
EL. +1.00	107,31	0,54	0,54
EL. +2.00	120,6	1,09	0,61
EL. +3.00	77,83	1,40	0,40
EL. +4.00	147,85	1,41	0,74
EL. +5.00	194,06	1,68	0,98

Fonte: Elaborada pelos autores.

5.2 Resultados Obtidos para Torre de 10 MW

Para o segundo caso (10 MW), as estacas absorveram um carregamento máximo em condições de tormenta de 27259,06 kN ($Q_{to} = 27259,06$ kN), e para condição de operação obtiveram o carregamento máximo de 23850,61 kN ($Q_{op} = 23850,61$ kN). Os fatores de segurança considerados nas análises para as duas condições (tormenta e operação) foram de 1,5 (FS = 1,5) e 2,0 (FS = 2,0) respectivamente. Em seguida é apresentado de maneira resumida os cálculos das razões de tensões (“Unity Check”) para as duas condições. Equação 5 para a condição de tormenta e Equação 6 para a condição de operação.

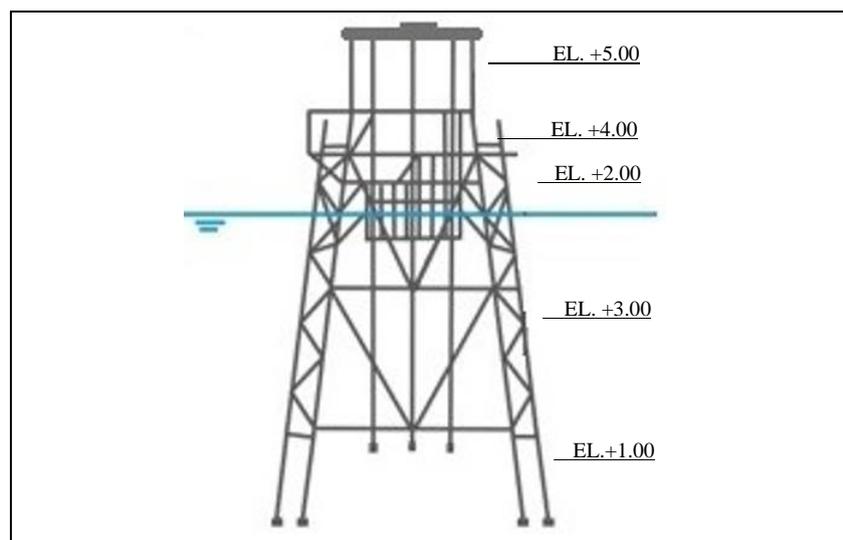
$$Unity\ Check = \frac{Q_{to}}{Q} \times FS = \frac{27259,06}{10694,00} \times 1,50 = 3,82 \quad -\ Tormenta \quad (5)$$

$$Unity\ Check = \frac{Q_{to}}{Q} \times FS = \frac{23850,61}{10694,00} \times 2,0 = 4,46 \quad -\ Operação \quad (6)$$

Como se pode observar, na Figura 6 é apresentada as elevações das mesas das jaquetas no sentido de mostrar os resultados. Entre tanto, com base as duas resoluções anteriores (5 e 6) se mostra que as estacas da plataforma (jaqueta) submetida ao carregamento da torre eólica de 10 MW não atende as condições de projeto, pois estão totalmente sobrecarregadas, tendo razões de tensões muito acima da unidade ($UC \gg 1$).

No caso da jaqueta, é possível verificar por intermédio das razões de tensões, que a mesma, assim como as estacas, ela não suporta os carregamentos impostos. Vale destacar que os resultados do *Unity Check* são apresentados na Tabela 8, e neles estão incluídos os efeitos de segunda ordem, de modo que as verificações dos elementos estruturais sejam obtidas diretamente das tensões, tendo em vista a tensão admissível de 198 MPa ($f_y = 0,8 \times 248$). Deste modo, a jaqueta não atende aos critérios de projeto, indicando que a estrutura não é adequada para suportar as diferentes cargas, especialmente a torre eólica de 10 MW.

Figura 6 – Posição dos UCs calculados nas pernas da jaqueta (10 MW)



Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela 8 – Maiores valores das tensões máxima de Von Mises (10 MW)

Elevação	Máx. Tensão de Von Mises (MPa)	Deflexão (cm)	Unity check
EL. +1.00	107,31	0,54	0,54
EL. +2.00	120,6	1,09	0,61
EL. +3.00	77,83	1,42	0,40
EL. +4.00	147,85	1,41	0,74
EL. +5.00	194,06	1,68	0,98

Fonte: Elaborada pelos autores.

6. Conclusões e Sugestões

No que se refere aos objetivos buscados no presente trabalho de pesquisa, que consiste na avaliação da viabilidade de reutilização de uma plataforma típica (jaquetas) brasileira (1ª família), foi possível concluir que, embora os resultados finais para torre eólica de 5 MW tenham sido favoráveis para o reaproveitamento, é importante dizer que, a indústria eólica *offshore* está evoluindo rapidamente que, em não mais de 4 anos após a realização deste estudo, as torres de 5 MW não estão mais disponíveis para plataformas *offshore* (por mais que o mercado *onshore* todavia a utilize). Isso porque normalmente, as torres *offshore* são sempre instaladas no maior tamanho possível. Sabe-se também que, quanto maior é a mesma, maior será a sua eficiência no processo de operação. Entretanto, se pode dizer que esta é a principal razão pela qual as torres de 5 MW não estão mais disponíveis em campos *offshore*.

Desse modo, foi por essa razão que se buscou avaliar as jaquetas típicas brasileiras, quando submetidas aos carregamentos de torre eólica de 10MW. Ressaltando que essa torre (de 10MW) é a disponível para todas as plataformas (jaquetas) eólicas que estão sendo instaladas na atualidade. Desafortunadamente, os resultados apresentados no presente trabalho de pesquisa para a torre eólica de 10 MW mostram que a mesma não pode ser usada em uma jaqueta típica brasileira (1ª família), já que os valores de momentos de tombamento cresceram muito mais do que os carregamentos do peso correspondentes. Procurou-se solucionar este problema com a estabilização da jaqueta, tanto com escoras de cabos como também utilizando elementos de contraventamento, porém sem sucesso, devido à excessiva flexibilidade desses elementos, além de não resolverem o problema de tensões excessivas na jaqueta. Esses resultados nem foram apresentados, mas contribuem para a principal conclusão a seguir.

A partir dos resultados obtidos ao longo da pesquisa, mediante avaliação estrutural da jaqueta submetida ao carregamento da torre eólica de 10 MW, foi verificado, também, que ao serem consideradas as cargas atuantes sobre as fundações, quatro estacas atingiram valores de

razões de tensões muito superiores à unidade, e deste modo a estrutura investigado não atende aos critérios de projeto para dar suporte a torres em questão.

Finalmente, é importante ressaltar que essa é uma conclusão brasileira, pois se refere a uma plataforma típica da primeira família que é muito usada no Brasil, mas que de modo geral também pode ser usada como um alerta para outras plataformas tanto no Brasil quanto em outros países, já que ajuda a mostrar que a jaqueta, que suporta uma torre eólica *offshore* atual (10 MW ou maior), terá que ser maior do que a típica plataforma de cabeça de poço brasileira. E por outro lado, além da análise *in loco*, também seria necessário analisar a fadiga da jaqueta somando tanto o dano acumulado durante o seu serviço como plataforma de petróleo quanto aquele que será acumulado no futuro como plataforma eólica.

Referências

Amarante, O. A. C., Brower, M., Zack, J., & Sá, A. L. S. (2001) Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Ministério das Minas e Energia, Brasília/DF, Brasil.

API (American Petroleum Institute). (2014). *Recommended practice for planning, designing & constructing fixed offshore platforms (API RP 2A). Working Stress Design, 22nd Edition*, Washington D.C., USA.

API (American Petroleum Institute). (2015). *Recommended practice for planning, designing and constructing fixed offshore platforms (API RP 2A-WSD). Working Stress Design. 1st Edition*, Washington D.C., USA.

Barros, J. C., Fernandes, G. C., Silva, M. M., Silva, R. P., Santos, B. (2017). Fixed platforms at ageing oil fields: feasibility study for reuse to wind farms. *Offshore Technology Conference (OTC)*, Houston, Texas, USA.

Bull, A. S., Love, M. S. (2019). *Worldwide oil and gas platform decommissioning: A review of practices and reefing options*. *Revista Ocean & Coastal Management*. (<https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2018.10.024>).

Colomer, M. (2017). Desafios do descomissionamento de projetos na indústria de petróleo offshore. *Revista Infopetro*. Recuperado de < <https://infopetro.wordpress>

.com/2017/11/01/desafios-do-descomissionamento-de-projetos-na-industria-de-petroleo-offshore/> .

Costa, K. M. (2018). Reutilização de plataformas fixas para geração de energia eólica *offshore*. Projeto de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro/RJ, Brasil. 16(6) 46-47.

Fam, M., Konovessis, D., Ong, L., Tan, H. (2018). *A review of offshore decommissioning regulations in five countries – Strengths and weaknesses*. *Ocean Engineering*, 160, 244-263.

Gerhardt, T. E., Silveira, D. T., Neis, I. A., Abreu, S. P. de, & Rodrigues, R. S. (2009). *Métodos de pesquisa*. Ed. da UFRGS. Recuperado de <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/52806>.

Gil, A. C. (2017). Como elaborar projetos de pesquisa. (6a ed.), São Paulo: Atlas.

Luczynski, E. (2002). Os condicionantes para o abandono das plataformas *offshore* após o encerramento da produção. 28(8), 158-159.

Martins, C. F. (2015). O Descomissionamento de estruturas de produção *offshore* no Brasil. Pós-graduação em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Espírito Santo. Recuperado de < http://www.engenhariaambiental.ufes.br/sites/ambiental.ufes.br/files/field/anexo/o_descomissionamento_de_estruturas_de_producao_offshore_no_brasil_-_cecilia_freitas_martins.pdf> Acessado: 03/05/2019.

Neto, J. B. O., & Shima, W. T. (2008). Trajetórias tecnológicas no segmento offshore: ambiente e oportunidades. *Revista Scielo*, 33(22).

Nogueira, P. (2019). Descomissionamento no Brasil: a nova fronteira promissora que vai gerar milhares de empregos. Recuperado de <https://clickpetroleoegas.com.br/descomissionamento-no-brasil-a-nova-fronteira-promissora-que-vai-gerar-milhares-de-empregos/>

Offshore Standard DNVGL-OS-C101. (2015). *Design of Offshore Steel Structures*. General (LRFD Method). Edition July, Noruega.

Offshore Standard DNVGL-OS-C201. (2015). *Structural Design of Offshore Units* (WSD Method). Noruega, Edition July, Noruega.

OrcaFlex. In: Orcina, (2018). Recuperado de <www.orcina.com/softwareproducts>

Pereira, A. S., Shitsuka, D. M., Parreira, F. J., Shitsuka, R. (2018). Metodologia da pesquisa científica. UAB/NTE/UFSM.

Quissanga, V. M. (2018). Descomissionamento de plataforma *offshore* fixa e utilização para base de unidade de geração de energia eólica. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro/RJ, Brasil. 47(7) 147-148.

Silva, R. S. L., Maninier, F. B. (2008). Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo. IV Congresso Nacional de Excelência em Gestão. Recuperado de <http://let.aedb.br/seget/artigos09/265_Descomissioamento%202009%20final.pdf>.

Suárez, M. B. (2016). Metodología de investigación científica para ingenieros UNPRG Perú.

Porcentagem de contribuição de cada autor no manuscrito

Vencislau Manuel Quissang – 55%

Elson Antonio do Nascimento – 10%

Nelson Szilard Galgoul – 35%