

Plataformas *offshore* fixas: avaliação estrutural do reuso de jaquetas para torres eólicas *offshore*

Vencislau Manuel Quissanga¹, Elson Antônio do Nascimento¹ e
José Guilherme Santos da Silva^{2*}

¹ Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal Fluminense, UFF, Rua
Passo da Pátria, Nº 152, 24210-346, Niterói, Rio de Janeiro/RJ, Brasil. E-mail:
venmanquissanga@gmail.com; vencislauquissanga@id.uff.br

² Departamento de Estruturas e Fundações, Universidade do Estado do Rio de
Janeiro, UERJ, Rua São Francisco Xavier, Nº 524, Maracanã, 20550-900, Rio de
Janeiro/RJ, Brasil. E-mail: jgss@uerj.br

Fixed offshore platforms: structural assessment of the reuse of jackets for offshore wind towers

Resumo

As plataformas marítimas fixas tornam-se economicamente inviáveis quando a sua fase de produção se esgota ou mesmo quando seus custos de operação e manutenção excedem o retorno correspondente. Além disso, plataformas envelhecidas que operaram por várias décadas representam elevado risco ambiental e precisam ser descomissionadas. Tendo em mente os altos custos para o processo de descomissionamento, de maneira a cumprir o licenciamento ambiental, a reutilização das jaquetas como subestrutura para implantação de torres eólicas se converte em uma excelente alternativa. Deste modo, este trabalho de pesquisa objetiva avaliar a possibilidade de reutilização de uma plataforma brasileira típica (jaquetas), com base no estudo do comportamento estrutural do modelo sem o convés, submetido a novas condições de operação. Para tal foi desenvolvido um modelo numérico, via emprego do Método dos Elementos Finitos (MEF), com base no uso do programa SACS. Os resultados obtidos ao longo do estudo 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, descomissionamento, comportamento estrutural.

Abstract

Fixed marine platforms become economically unfeasible when their production phase is exhausted or even when their operating and maintenance costs exceed the corresponding return. In addition, aging platforms that have operated for several decades represent a high environmental risk and need to be decommissioned. Having in mind the high costs for the decommissioning process, in order to comply with environmental licensing, the reuse of jackets as a substructure for the implementation of wind towers becomes an excellent alternative. This way, this research work aims to evaluate the possibility of reusing a typical Brazilian platform (jackets), based on the evaluation of the structural behaviour of the model without the deck, when subjected to new operating conditions. For this purpose, a numerical model was developed, using the Finite Element Method (MEF), based on the use of the SACS program. The results obtained throughout the study point out to the fact that the investigated jacket does not meet the design criteria to support 10 MW wind towers.

Keywords: fixed offshore platform, decommissioning, structural behaviour.

* autor correspondente

1 Introdução

A indústria eólica de energia renovável *offshore* é uma das que mais cresce, provando ser uma das fontes de energia renováveis mais eficazes, com o potencial de desempenhar um papel importante na mitigação da crise energética que o planeta está enfrentando (IEA, 2019). A Escócia se destacou como líder mundial no avanço da energia eólica, tanto em terra como no mar, tendo instalado cerca de 9000 MW até o ano 2018, conseguindo com isso reduzir sua dependência de combustíveis fósseis (Wikipedia, 2020). A Europa de modo geral e notadamente a Alemanha vem fazendo grandes aportes financeiros para esta indústria, a qual começou subvencionada, mas que a essa altura já se tornou autossustentável (Simas et al., 2013). No continente americano, o Brasil tem investido (financiado) em torres eólicas terrestres, ao passo que até o momento, de acordo com Trapp (2009), não existem instalações de torres eólicas *offshore*. Na realidade, existem somente alguns estudos neste sentido (torres eólicas *offshore*) que, todavia, não têm se demonstrado viáveis sob o ponto de vista de financiamento (Silva et al., 2019).

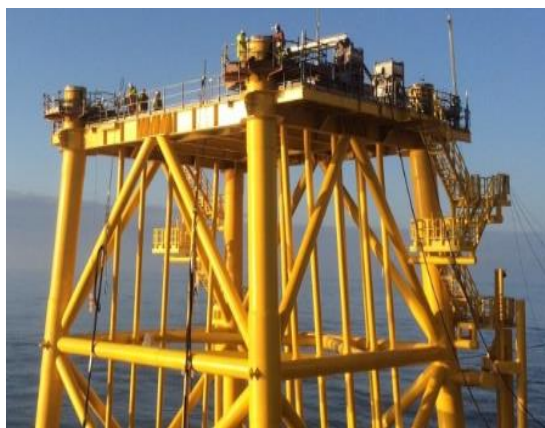
O número de instalações de torres de aço eólicas terrestres (“*onshore*”) tem crescido substancialmente, pois este custo em campos terrestres apresenta-se mais reduzido. Contudo, ressalta-se que as maiores dificuldades residem no transporte (terrestre) dessas torres, que tem sido limitado às torres eólicas com dimensões pouco maiores que as torres de 5 MW. Deste modo, espera-se um crescimento no número de campos *offshore* nos próximos anos no planeta; e, particularmente, no Brasil.

A atividade de descomissionamento de plataformas *offshore* fixa consiste em um processo recente na indústria brasileira, e a sua regulação, todavia, encontra-se em desenvolvimento, o que provoca a não unanimidade entre diferentes setores da indústria e, conseqüentemente, gera grandes incertezas econômicas acerca dos custos de descomissionamento (Quissanga, 2018). Assim sendo, investigam-se alternativas para proporcionar novas funções às plataformas existentes fora de operação. A possível reutilização das plataformas (jaqueta) *offshore* como subestrutura para base de torre de energia eólica permite diminuir consideravelmente os custos de descomissionamento, gerando ainda uma nova fonte de investimento (Costa, 2018).

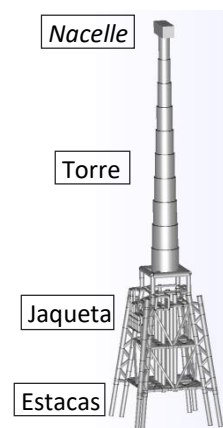
Cabe ressaltar que, em seu trabalho de pesquisa, Barros (Barros et al., 2017) destaca as excelentes condições eólicas da costa brasileira, principalmente da região Nordeste, associadas a velocidades médias anuais de ventos 50 m acima do nível médio dos mares, onde a velocidade máxima é de aproximadamente 9 m/s, o que corresponde a aproximadamente 10,3 m/s a 150 m de altura acima do nível médio dos mares, significando que em todos os pontos da costa que apresentam média de velocidade acima de 7,85 m/s têm-se para 150 m de altura uma média acima dos 9 m/s, sendo estes valores considerados excepcionais para a instalação de torres eólicas. Isto significa que toda a costa nordeste de João Pessoa/PB até São Luís/MA está incluída nesta região. Outras regiões do Brasil, como o trecho entre Sergipe/PI e a Bahia/BA nas proximidades de Salvador, todo o estado do Rio de Janeiro/RJ e quase toda a região sul do país seriam igualmente adequadas (Amarante et al., 2001).

Outro fator relevante diz respeito ao fato de que no Brasil, atualmente, se encontram em operação 150 plataformas *offshore* onde, de acordo com a ANP (Agência Nacional do Petróleo), 54% destas estão operando há mais de 25 anos. Destas, 74 plataformas fixas estão programadas para descomissionamento nos próximos anos (Quissanga, 2018).

Deste modo, o presente trabalho de pesquisa tem por objetivo avaliar o comportamento do sistema estrutural de uma plataforma offshore fixa (jaqueta) típica brasileira (Figura 1), com o convés removido, submetida ao carregamento oriundo de uma torre eólica de 10 MW e as novas condições de operação, sem a necessidade de um grande reforço que torne sem sentido o seu reaproveitamento.



(a) Modelo estrutural da jaqueta (sem o convés)



(b) Jaqueta - torre

Figura 1 - Modelo estrutural da jaqueta com torre eólica *offshore* (Quissanga, 2018).

1.1 Motivação

Segundo Luczynsky (2002), as razões para o descomissionamento ou abandono de um campo de produção dependem de vários fatores. Basicamente, esses fatores podem ser separados em três ramos: (a) econômico (como produção não econômica e sazonalidade), (b) técnico (que trata da alocação e exaustibilidade das reservas de petróleo) (c) político (caracterizado pelas diretrizes de políticas energéticas e o impacto ambiental do descomissionamento). Assim sendo, de acordo com Viterbo (2008), o atual cenário energético mundial vem passando por grandes alterações nos últimos anos com a busca da redução da dependência energética de combustíveis fósseis. Além da instabilidade econômica proveniente da escassez em um futuro próximo, o impacto ambiental com consequente instabilidade política com ações militares a nível mundial é parte dos fatores que levam os governos/indústrias a empreenderem em ações efetivas em busca de novas fontes energéticas.

Considerando-se razões de custo extremamente alto acerca do descomissionamento, remoção e do impacto ambiental provocado pelas formas convencionais de geração de energia, busca-se fomentar a reutilização das instalações *offshore* e a utilização de fontes de energia renováveis. Deste modo, uma das alterações no cenário energético mundial diz respeito à revisão de algumas das regulamentações nacionais e internacionais adotadas há cerca de 40 anos, além da flexibilização nas abordagens, resultando na sugestão da remoção imediata e total de estruturas com peso de até 4000 tf ($P = 4000$ tf) e profundidade inferior a 100 m ($h = 100$ m). Em águas mais profundas, se permite a remoção apenas das partes superiores acima da superfície do mar até 55 m de profundidade ($h = 55$ m), deixando o restante da estrutura no lugar (intacta). Essa abordagem considera a possibilidade de reutilização das plataformas *offshore* descomissionada parcialmente para outros fins (Barros et al., 2017).

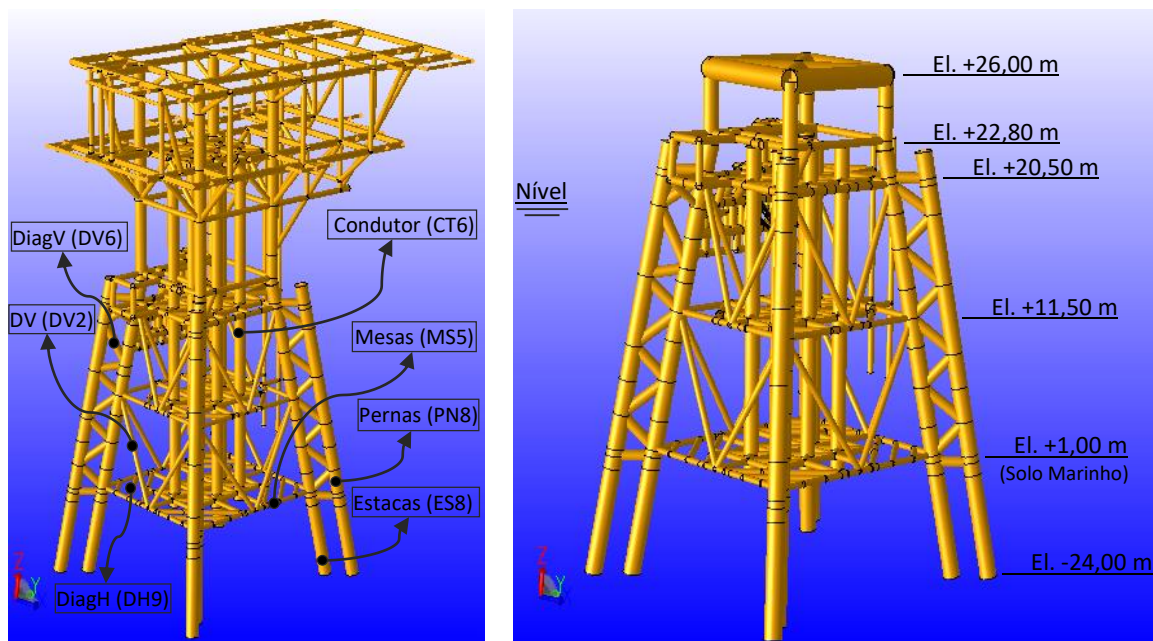
1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho de pesquisa consiste no estudo do comportamento estrutural de plataformas sem o convés (jaquetas), submetidas aos carregamentos de torres de energia eólicas de 10 MW, com base no emprego do Método dos Elementos Finitos (MEF), via uso do programa SACS V12.0 (SACS, 2019). Para tal, são efetuadas análises numéricas para avaliação da resistência e estabilidade da estrutura, de tal forma que os

requisitos de funcionalidade e segurança sejam 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).

2 Modelo estrutural investigado

O modelo estrutural investigado corresponde a uma plataforma *offshore* fixa que contempla inicialmente a jaqueta, fundações, convés e condutores (Figura 2). A estrutura é composta basicamente por um sistema de perfis tubulares em aço *ASTM-A36*, perfis do tipo “I” e “C”. A jaqueta possui uma altura de 26 m ($h = 26$ m), quatro mesas horizontais em quatro planos distintos, com a área inferior de $19,94 \text{ m}^2$, superior de $12,40 \text{ m}^2$ e com duas mesas intermediárias. Os planos semi verticais e as mesas são contraventadas por diagonais de seções tubulares. Em relação ao aço empregado no projeto, a resistência ao escoamento é de 248 MPa ($f_y = 248$ MPa), módulo de elasticidade de $2,0 \times 10^5$ MPa ($E = 2,0 \times 10^5$ MPa), coeficiente de Poisson 0,3 ($\nu = 0,3$) e densidade de $7,85 \text{ t/m}^3$ ($\rho = 7,85 \text{ t/m}^3$). O convés foi limitado em uma capacidade de carga da ordem de 2000 tf ($P_{\text{conv}} = 2000$ tf), configurando-se compatível ao peso de uma torre de energia eólica de 10 MW (Quissanga, 2018).



(a) Modelo estrutural com convés.

(b) Modelo estrutural da jaqueta sem o convés.

Figura 2 - Modelo estrutural investigado (Visão geral).

A Tabela 1 apresenta as especificações das propriedades geométricas dos elementos estruturais que configuram o suporte (jaqueta) da torre. Destaca-se que a estrutura possui quatro pernas principais inclinadas a $1/8$ com diâmetro externo de 863,6 mm ($D_{ep} = 863,6$ mm) e contraventamentos com diâmetro de 508 mm ($D_{ec} = 508$ mm). Além disso, as estacas de aço com seção circular de diâmetro 762 mm ($D_{ee} = 762$ mm) estão situadas no interior das pernas.

Tabela 1 - Especificações dos elementos (perfis) utilizados na jaqueta.

Grupos	Aço	Diâmetros (mm)	Espessuras (mm)	Áreas (cm ²)
Pernas (PN8)	A36	863,60	28,60	750,24
Condutor (CT6)	A36	762,00	25,40	587,78
DiagV (DV6)	A36	558,00	21,45	361,57
DiagH (DH9)	A36	586,40	20,50	400,57
Mesas (MS5)	A36	609,60	21,85	361,50
DV (DV2)	A36	406,40	21,00	254,26
Estacas (ES8)	A36	762,00	38,10	866,47

Conforme referido no parágrafo anterior, as estacas (Figura 3) são constituídas por elementos de seção transversal menor quando comparadas com as pernas das estruturas, cravadas no solo a uma profundidade média de 28,10m ($h_{est} = 28,10$ m), utilizadas essencialmente para transmitir os esforços provenientes da plataforma (jaqueta) para camadas mais profundas do solo.

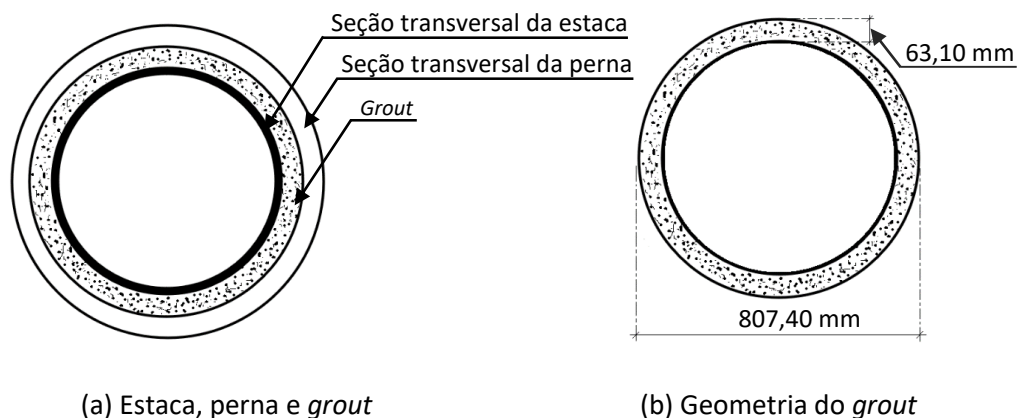
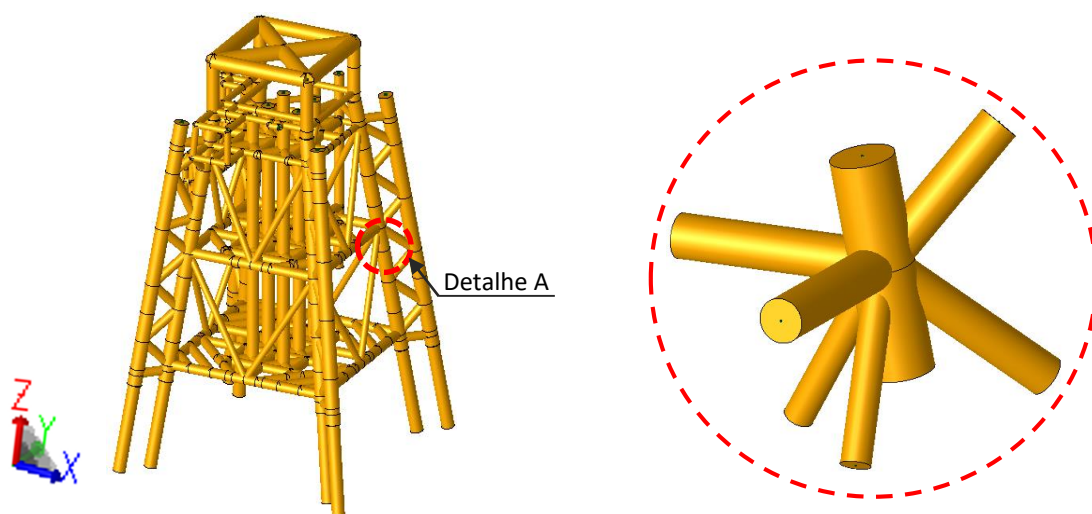


Figura 3 - Seção composta da perna da jaqueta.

3 Modelagem numérica do sistema estrutural

A simulação numérica da estrutura (Figura 4) foi desenvolvida com base no uso de técnicas usuais de modelagem, via emprego do Método dos Elementos Finitos (MEF), com o auxílio do programa SACS V12.0 (SACS, 2019). Os membros que compõem a estrutura foram simulados através das linhas de centro, com base no uso de elementos

de pórtico espacial, respeitando a recomendação de afastamento entre os elementos soldados “gap” (API RP 2A-WSD, 2015), com *offsets* nos nós, de modo a classificar corretamente a geometria conforme os tipos de juntas estruturais. Os elementos utilizados 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. O modelo estrutural da plataforma (jaqueta) em estudo foi discretizado com base no emprego de 363 elementos finitos de pórtico espacial, 472 nós (juntas estruturais), perfazendo um total de 2832 graus de liberdade. O detalhe da geometria do modelo numérico é apresentado na Figura 4.



(a) Modelo numérico da jaqueta: sistema global (b) Detalhe A: junta estrutural típica
 Figura 4 - Modelo em elementos finitos da jaqueta investigada.

3.1 Peso próprio modelado

O peso próprio modelado (“PPM”) dos elementos estruturais da jaqueta (pernas, mesas e diagonais) e da torre (pás, rotor e *nacelle*) foi gerado automaticamente pelo programa SACS V12.0 (SACS, 2019) a partir de suas características geométricas e do peso específico fornecido ao programa ($\gamma = 78,5 \text{ kN/m}^3$). No modelo estrutural, os dois carregamentos básicos (da jaqueta e da torre) foram nomeados pela sigla “PPM”.

A torre é composta por elementos tubulares divididos em 10 seções, com espessura constante em cada seção. O diâmetro externo varia linearmente de 8,30 m na parte inferior ($h = 0\text{m}$) a 5,5m no topo ($h = 115,63\text{m}$). A turbina eólica contempla três pás, onde o rotor possui diâmetro e massa de 178,30 m e 227.962 kg, respectivamente, ao passo que o diâmetro e altura do cubo são iguais a 5,60 m e 119,0 m, respetivamente.

As massas da torre e da *nacelle* são de 628.442 kg e 446.036 kg, respectivamente. Vale destacar que este tipo de turbina eólica (Bak et al., 2013), são escolhidas para campos offshore, pois ao serem muito grandes, causam problemas no processo de transporte.

Tendo em mente a simplificação do modelo numérico em elementos finitos, a torre eólica de 10 MW situada no topo da unidade não foi efetivamente modelada. Assim sendo, conforme mencionado no item 3, foi considerada na análise do carregamento provocado pela torre eólica de 10 MW, atuando pontualmente, na direção vertical, sobre os quatro nós no topo da jaqueta em estudo, com relação à direção global Z (Figura 5). Com relação ao “PPM” considera-se um fator de contingência de 1,15 ($C_c = 1,15$) a fim de cobrir incertezas em relação ao peso de conexões, soldas e eventuais incertezas por razões de equívocos fornecidos pelos fornecedores de equipamentos. Este fator por sua vez, também é considerado nas combinações de cargas.

O carregamento de empuxo foi calculado via emprego do programa *SACS V12.0* (SACS, 2019), com base no volume dos elementos submersos e na característica destes serem ou não inundados. Deste modo, o valor do carregamento de empuxo foi determinado como sendo da ordem de 6611,96 kN.

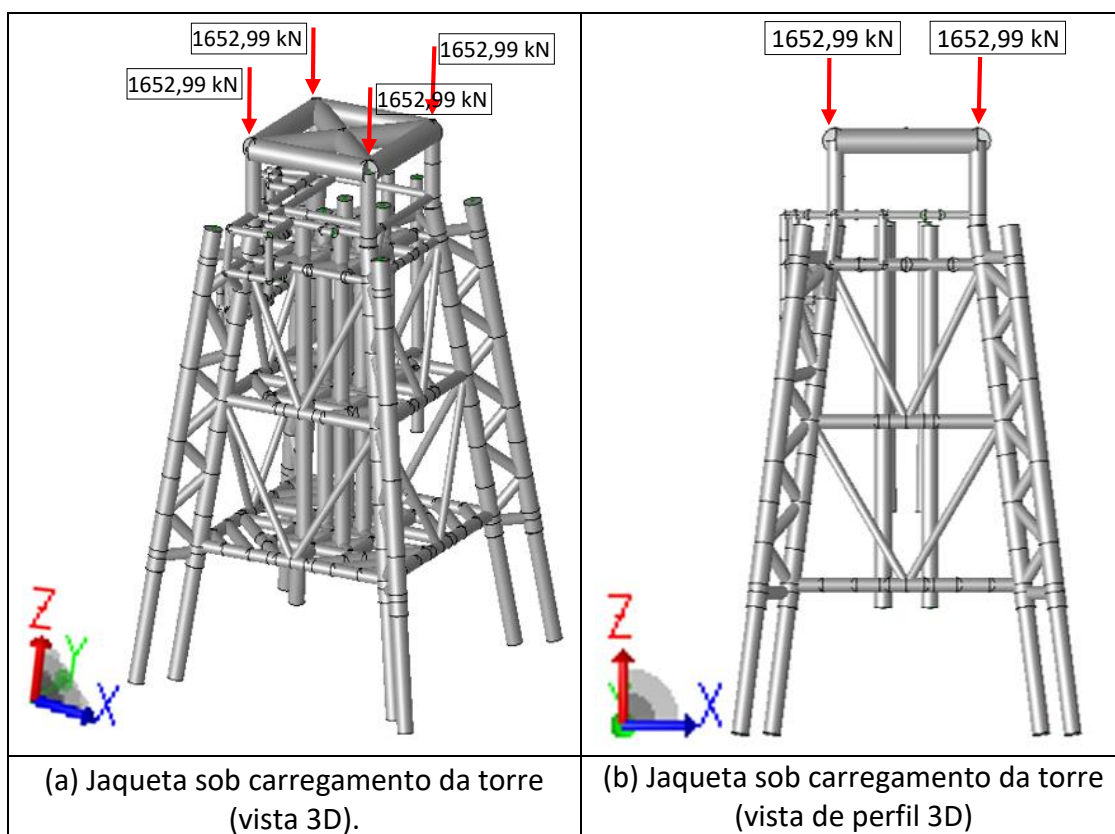


Figura 5 - Jaqueta da plataforma sob carregamento da torre eólica *offshore*.

Em seguida, as Tabelas 2 e 3, apresentam algumas das características do ambiente marinho; tais como a profundidade, desde o *mudline* à superfície (lâmina d'água), a densidade da água e os pesos próprios modelados na estrutura. Também consta na tabela o centro geométrico do sistema estrutural investigado.

Tabela 2 - Descrição do ambiente marinho.

Gravidade	Profundidade da água	Elevação <i>mudline</i>	Densidade da água
Direção	(m)	(m)	(t/m ³)
-Z	16	-16	1,028

Tabela 3 - Peso próprio modelado da estrutura “PPM” (*Dead*).

Profundidade da água	Peso da jaqueta	Peso da torre eólica	Peso próprio total	Centro geométrico		
(mm)	(kN)	(kN)	(kN)	X (cm)	Y (cm)	Z (cm)
16000,00	3069,58	6611,96	9681,54	-35,0	15,0	-210,0

3.2 Sobrecargas de projeto

Com referência às sobrecargas (“SCARGA”), foram consideradas as recomendações da seção 3 (*Loads and Load Effects*) da norma DNVGL-OS-C201 (DNVGL, 2015), conforme a Tabela 4, que recomenda a utilização de uma carga distribuída sobre a superfície do *topside* (*deck*). Desta maneira, foi aplicado um carregamento distribuído sobre toda a área livre do topo da jaqueta correspondente a 4 kN/m² (SC = 4 kN/m²), mesmo com o *topside* removido, para maior segurança. Contudo, por razões de segurança, levou-se em consideração, também, o carregamento básico “EQUIP”, que representa os equipamentos utilizados na condição de operação.

Tabela 4 - Carregamentos variáveis (sobrecarga) no topo da jaqueta.

Área	Projeto local		Dimen. primário	Dimen. global
	Carga distribuída (kN/m ²)	Carga pontual (kN)	Fator de carga (distribuída)	Fator de carga (pontual)
Áreas de armazenamento	q	1,5q	1	1
Área entre equipamentos	5	5	f	--
Passarelas e escadas	4	4	f	--
Passarelas/escadas: inspeção	3	3	f	--

Dimen.: Dimensionamento.

q: carga avaliada para cada caso; f = min {1 ; (0,5+3/√A)}; A: área carregada em m².

3.3 Carregamentos de onda e corrente

Considerou-se o impacto das forças de onda no modelo em três direções (0°, 45° e 90°), utilizando a formulação de Morison (*Recommendations of the Committee for Waterfront Structures Harbours and Waterways*, 2012), Equação 1, que considera a soma de uma força resultante das pressões hidrodinâmicas com intensidade proporcional à aceleração da massa fluida (forças inerciais) e uma força de origem viscosa proporcional à velocidade das partículas fluidas (forças de arrasto). Para tal, os coeficientes hidrodinâmicos adotados são 1,05 para o coeficiente de arrasto ($C_d = 1,05$) e 1,20 para o coeficiente de inércia ($C_m = 1,20$). A Tabela 5 apresenta a descrição da onda e corrente, na direção de 0°, 45° e de 90°, de modos a considerar os casos de carga respectivamente. O eixo X global do modelo corresponde à direção 0° e o eixo Y global corresponde à direção 90°.

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

ρ : massa específica do fluido (kg/m³);

D: diâmetro do membro;

u: velocidade das partículas fluidas devido às ondas no centro da seção;

$\dot{u}$: aceleração das partículas fluidas devido às ondas no centro da seção;

C_m : coeficiente de inércia;

C_d : coeficiente de arrasto.

Tabela 5 - Descrição das cargas de onda e corrente.

Caso da onda	Tipo de onda	Condição	Carga				Incidência da onda
		Situação estrutural	Onda		Corrente (m/s)		
			Altura (m)	Período (s)	Velocidade superfície	Velocidade fundo	(Grau)
OPE0	5º Stoke	Operação	5,90	9	1,35	0,48	0
OPE45		Operação	5,90	9	1,35	0,48	45
OPE90		Operação	5,90	9	1,35	0,48	90
OPE0, OPE45 e OPE90: onda e corrente em operação nas direcções 0º, 45º e 90º.							

3.4 Carregamentos de vento

As ações de vento foram calculadas com base na velocidade básica de 25,7 m/s ($v = 25,7$ m/s), tomada a 10 m ($h_v = 10,0$ m), acima da lâmina d'água. Vale ressaltar que a maré total de projeto tomada de acordo com a DNVGL-OS-C201 (DNVGL, 2015), para a determinação da lâmina d'água foi de 7,25 m ($h_{mp} = 7,25$ m). Deste modo, o nível d'água para a aplicação das cargas de onda e corrente foi determinado com base no somatório da linha d'água e da maré total, resultando em 17,25 m ($h_{la} = 17,25$ m).

Em seguida, com base no emprego da Equação 2, retirada da norma API (API RP 2A-WSD, 2015), calculou-se a força de arrasto (F). Ressaltando que o coeficiente de forma utilizado para o tipo de estrutura em questão é igual a 1 ($C_s = 1$), tal como orienta a API RP 2A WSD (API RP 2A-WSD, 2015).

$$F = \frac{\rho V^2 C_s A}{2} \quad (2)$$

F: força de arrasto (kN);

ρ : densidade do ar (kg/m^3);

V: velocidade do vento (m/s);

C_s : fator de forma;

A: área projetada na direção do vento (m^2).

Os carregamentos relativos ao vento, que atuam sobre as áreas de obstrução do sistema estrutural em operação, nas diversas direções, são apresentados na Tabela 6. A seguir é apresentado na Tabela 7 o resumo dos carregamentos básicos utilizados na análise, assim como o somatório global das cargas. Os momentos resultantes são calculados tomando-se como origem das coordenadas do modelo o ponto (0,0,0).

Tabela 6 - Descrição das cargas de vento nas três direções.

Carga	Direção	Condição	Juntas (acima da lâmina d'água)	Cargas (kN)
VOPE0	0°	Operação	A11-A2-A6-A15-A17-A01-A02-A06-A15	58,40
VOPE45	45°	Operação	A11-A2-A6-A15-A17-A41-A42-A46-A15	41,30
VOPE90	90°	Operação	A02-A04-A05-A07-A02-A09-A05-A01	39
VOPE0, VOPE45 e VOPE90: vento em operação nas direções 0°, 45° e 90°.				
A: identificação das juntas da jaqueta acima da lâmina d'água.				

Tabela 7 - Somatório global das cargas.

Carregamento	FX (kN)	FY (kN)	FZ (kN)	MX (kNm)	MY (kNm)	MZ (kNm)
PPM	0	0	9681,54	8288,70	17851,20	0
SCARGA	0	0	953,14	1121,50	980,85	0
EQPM	0	0	804,30	2240	1617,9	0
VOPE0	-58,40	0	0	0	-1050,5	174,90
VOPE45	-41,30	-41,30	0	-1042,80	748,22	-423,67
VOPE90	0	-39,30	0	709,56	0	0

PPM: peso próprio modelado dos elementos estruturais (jaqueta e torre).

SCARGA: sobrecargas de projeto.

EQPM: cargas de equipamentos dispostos sobre a estrutura.

3.5 Combinações de carregamentos

A Tabela 8 apresenta as combinações de carregamentos utilizadas nas análises, para as condições ambientais de operação. Vale recordar que no presente trabalho de pesquisa foi considerado Método das Tensões Admissíveis (*ASD - Allowable Stress Design, WSD - Working Stress Design*), pois até o presente momento, a prática corrente de projeto de jaquetas segue principalmente estes critérios (API RP 2A, 2014). Deste modo, objetivou-se avaliar o sistema estrutural por meio da comparação entre as cargas atuantes (respectivo valor nominal) e as resistentes dos materiais minorada pelo fator de segurança. Em seguida, apresenta-se na Tabela 9 o somatório global das combinações de carregamentos utilizadas na investigação. Os momentos resultantes são calculados tomando-se como base o ponto (0,0,0) do modelo.

Tabela 8 - Combinações de carregamentos utilizadas nas análises.

Operação		Fator de contingência	Combinações		
Carregamentos considerados	Direções dos Carregamento		0°	45°	90°
PPM	Peso Próprio Z	1,15	1,20	1,20	1,20
	Peso Próprio X		0,065	0,055	--
	Peso Próprio Y		--	0,056	0,077
EQPM	Eq. Operação Z	1,15	1,20	1,20	1,20
	Eq. Operação X		0,065	0,055	--
	Eq. Operação Y		--	0,056	0,077
SCARGA	Sobrecarga Z	1,15	1,05	1,05	1,05
	Sobrecarga X		0,06	0,05	--
	Sobrecarga Y		--	0,05	0,07
VOPER	Vento X	1,15	1,00	0,71	1,00
	Vento Y		--	0,71	0,71

Tabela 9 - Somatório das combinações de carregamentos.

Carregamento combinado	FX (kN)	FY (kN)	FZ (kN)	MX (kNm)	MY (kNm)	MZ (kNm)
OPE0	-4858,10	16,20	13997,90	45550,20	8798,15	998,50
OPE45	-4032,40	-4001,90	14569,40	43214,70	9895,24	3777,12
OPE90	17,70	-4894,20	14580	43904,40	7969,10	5244,90
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

OPE0, OPE45 e OPE90: onda e corrente em operação nas direções 0°, 45° e 90°.
AX0 e AX45: axial nas direções 0° e 45°.

4 Resultados da análise estrutural

Os resultados da análise numérica do modelo estrutural investigado foram obtidos tendo em mente os critérios baseados nas tensões em serviço, com o auxílio das recomendações API (API RP 2A, 2014; API RP 2A-WSD, 2015), pois se trata de um dos códigos mais relevantes e específicos para projetos de estruturas *offshore* do tipo jaqueta. Desse modo, ao longo das análises foi utilizado o “Unity Check” (UC), que consiste de um comando específico do software SACS V12.0 (SACS, 2019), utilizado para a verificação dos elementos estruturais, de acordo com as disposições das normas de projeto de estruturas de aço, e que permite o cálculo dos valores das tensões máximas e determinação das seções críticas ao longo de cada elemento. Os procedimentos utilizados permitem verificar as tensões e os critérios de colapso hidrostático das subestruturas, com base na norma de projeto API RP 2A (API, 2014), além de analisar a tensão crítica nas seções dos elementos estruturais, com base no uso de diferentes perfis de aço (Ruiz, 2015). Em seguida, a Equação 3 apresenta a formulação do “Unity Check” (UC).

$$\frac{\phi R_n}{\gamma} \geq \sum Q \quad (3)$$

R_n : resistência nominal do elemento estrutural;

Q : esforços agindo sobre o elemento, resultante das diversas ações sobre a estrutura;

γ/ϕ : fator de segurança (F_s) que engloba minoração de resistências e majoração de ações.

O lado esquerdo da Equação 3, representa a resistência nominal dividida por um fator de segurança (F_s) e o lado direito representa o carregamento em serviço. Para tal,

considerou-se a resistência ao escoamento da estrutura como resistência nominal, tendo em conta a formulação conforme a Equação 4.

$$f \leq F_{adm} = \frac{f_y}{F_S} \quad \text{ou} \quad F_{adm} = \frac{F_{cr}}{F_S} \quad (4)$$

f_y/F_S : tensão admissível (F_{adm});

f : tensão elástica computada com a carga de serviço total atuando sobre a estrutura.

4.1 Resultados da análise e verificação das tensões

A partir da avaliação dos resultados das análises numéricas realizadas via uso do software *SACS V12.0* (SACS, 2019), Figura 6, torna-se possível verificar por intermédio dos “*Unity Checks*” (razões de tensões), que a jaqueta suporta os carregamentos impostos, pois foi verificado que os valores das tensões atuantes são inferiores às tensões admissíveis das barras da estrutura ($UC < 1$). Deste modo, os membros e as juntas da jaqueta atendem aos critérios de projeto, baseados nos valores das tensões em serviço, indicando que a estrutura é adequada para suportar as diferentes cargas, especialmente a torre eólica de 10 MW. Vale ressaltar, também, que após a análise global da estrutura, foram analisados os elementos mais solicitados, sendo que os mesmos estão localizados na região inferior da jaqueta (mesa inferior, diagonal horizontal e diagonal semi vertical). O elemento submetido ao esforço máximo (DH12) possui seção tubular com 609,60 mm de diâmetro e 21,85 mm de espessura, Figura 6.

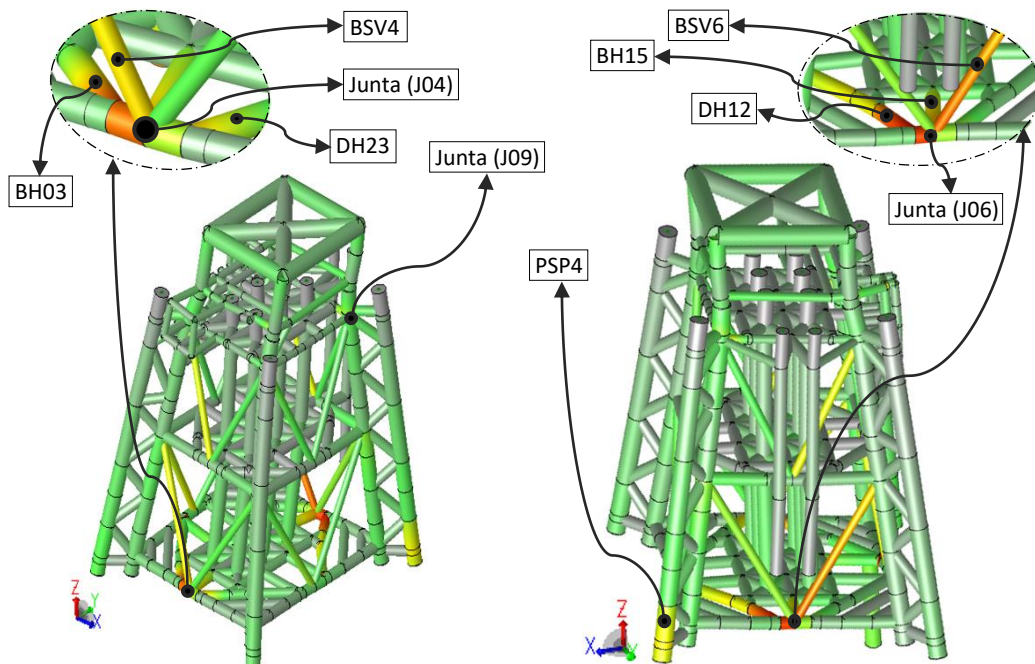


Figura 6 - Tensões máximas nos elementos estruturais da jaqueta analisada.

Em seguida, apresenta-se o cálculo dos parâmetros *Unity Check* (AISC, 2016), com base na avaliação do elemento mais solicitado (elemento DH12: ver Figura 6 e Tabela 10).

Tabela 10 - Valores das tensões máximas (cálculo de “*Unity Check*” no WSD).

Tensões atuantes	Tensões admissíveis	Identificação da Tensão
$f_a = 69,48 \text{ MPa}$	$F_a = 247,16 \text{ MPa}$	Tensão axial
$f_{by} = 32,75 \text{ MPa}$	$F_{by} = 327,66 \text{ MPa}$	Tensão de flexão em torno de Y
$f_{bz} = 186,10 \text{ MPa}$	$F_{bz} = 327,66 \text{ MPa}$	Tensão de flexão em torno de Z
$f_{vy} = 9,20 \text{ MPa}$	$F_{vy} = 189,29 \text{ MPa}$	Tensão de cisalhamento no eixo Y
$f_{vz} = 80,04 \text{ MPa}$	$F_{vz} = 174,33 \text{ MPa}$	Tensão de cisalhamento no eixo Z
$f_e = 32,46 \text{ MPa}$	$F_e = 488,27 \text{ MPa}$	Tensão de flambagem de Euler

$$UC = \frac{f_a}{F_a} + \frac{f_{by}}{F_{by}} + \frac{f_{bz}}{F_{bz}} \quad UC = 0,95 \quad \text{Verificação para compressão}$$

$$UC = \frac{f_{by}}{F_{by}} \quad UC = 0,10 \quad \text{Verificação para flexão simples em torno do (direção Y)}$$

$$UC = \frac{f_{bz}}{F_{bz}} \quad UC = 0,57 \quad \text{Verificação para flexão simples em torno do (direção Z)}$$

$$UC = \frac{f_a}{F_e} \quad UC = 0,14 \quad \text{Verificação para flambagem de Euler}$$

$$UC = \frac{f_{vy}}{F_{vy}} \quad UC = 0,05 \quad \text{Verificação para cisalhamento em relação (eixo Y)}$$

$$UC = \frac{f_{vz}}{F_{vz}} \quad UC = 0,46 \quad \text{Verificação para cisalhamento (direção Z)}$$

Os membros que apresentaram UC mais elevadas (próximos da unidade) podem ser observados na Tabela 11, com base na AISC (AISC, 2016) e na API (API RP 2A, 2014).

Tabela 11 - Tensões máximas por grupo de elementos estruturais.

Membro crítico	Carga	Unity Check	Tensão aplicada (kN/mm ²)			Tensão admissível (kN/mm ²)		
			F_a	F_{by}	F_{bz}	F_a	F_{by}	F_{bz}
BH03	COPE0	0,85	-54,27	18,18	241,87	247,96	-327,72	-327,72
BSV4	COPE0	0,74	187,07	-18,85	7,69	248	-297,3	-297,3
DH23	COPE0	0,66	-63,53	13,16	151,7	247,46	-325,33	-325,33
DH12	COPE45	0,95	-79,48	20,75	239,1	247,16	-327,66	-327,66
BH15	COPE45	0,76	-70,61	-14,31	-182,01	247,33	326,37	326,37
BSV6	COPE45	0,87	-138,03	-36,77	-26,23	203,24	-336,51	-336,51
PSP4	COPE45	0,61	63,9	-17,23	181,64	248	-326,37	-326,37

BH03, BSV4, DH23, DH12, BH15, BSV6 e PSP4: identificação de membros na Figura 6.
COPE: combinação de carga em operação nas direções 0°, 45° e 90°.

Deste modo, cabe destacar o fato de que como nenhum elemento apresentou razões de tensões (“*Unity Check*”) acima de 1, pode-se considerar que os membros que compõem a estrutura (jaqueta) apresentam comportamento estrutural satisfatório.

4.2 Verificação das tensões de puncionamento

Nesta investigação, além do enfoque referente às análises dos esforços nas pernas (*chords*), mesas e diagonais (*braces*), considerou-se também a verificação de puncionamento das ligações entre as mesmas. Para tal, utilizou-se o critério de projeto das tensões atuantes e admissíveis da norma de projeto da API (API RP 2A-WSD, 2015). A seguir, a Tabela 12, apresenta os resultados referentes às juntas estruturais com maior razão de tensão de puncionamento encontradas ao longo do estudo.

Tabela 12 - Juntas com maiores razões de tensão de puncionamento.

Modelo estrutural	<i>Joint</i>	Braço vertical	Braço horizontal	“ <i>Unity Check</i> ” de puncionamento	Carregamento combinado
Jaqueta	J06	P15	DH12	0,84	OPE45
	J06	P16	BH15	0,89	OPE45
	J06	BSV6	--	0,78	OPE0
	J04	--	BH03	0,84	OPE45
	J04	--	DH23	0,70	OPE0
	J09	BV03	--	0,56	OPE90

4.3 Verificação da capacidade de carga das estacas

O valor capacidade de carga das estacas foi calculado com base os critérios da API RP 2A (capítulo 6) (API RP 2A, 2014). Esta capacidade de carga (da estaca) é dada pelo atrito lateral mais resistência de ponta, conforme apresentada na API RP 2A (Equação 6.4.1-1), e apresentada em seguida na Equação 5.

$$Q = Q_s + Q_p = f A_s + q A_p \quad (5)$$

$$f = k p_s \operatorname{tg}(\delta) \quad \text{para solos coesivos } (f_{\max} = 114,80 \text{ kPa});$$

$$q = p_0 N_q \quad \text{para solos coesivos } (q_{\max} = 12 \text{ MPa});$$

k : coeficiente de pressão lateral ($k = 1$);

p_0 : Pressão efetiva (adotada como o peso do solo no ponto de interesse);

δ : ângulo de atrito entre solo e estaca ($\delta = \phi + 5^\circ$, adotado 35°);

N_q : Fator de capacidade da ponta (50 para areia densa).

Com base na variação da capacidade de carga lateral da estaca de 762 mm ($d_{est} = 762$ mm) de diâmetro, e em função da profundidade em areia média com penetração de 28,10 m, realizou-se a integração da área para a obtenção da capacidade de carga total, realizando o somatório do carregamento de atrito lateral (Q_s) com resistência da ponta (Q_p), totalizando em uma capacidade de carga a compressão de 13694,28 kN ($Q_c = 13694,28$ kN), com um carregamento de tração de 6721,54 kN ($Q_t = 6721,54$ kN). Na Figura 7, verifica-se que as estacas EST6 e EST2, possuem razão de tensão (“Unity Checks”), acima da unidade ($Unity\ Check > 1,0$), indicando, portanto, que as mesmas se encontram sobrecarregadas. Em seguida, os resultados em termos de fator de segurança (F_s) das estacas isoladamente são apresentados na Tabela 13.

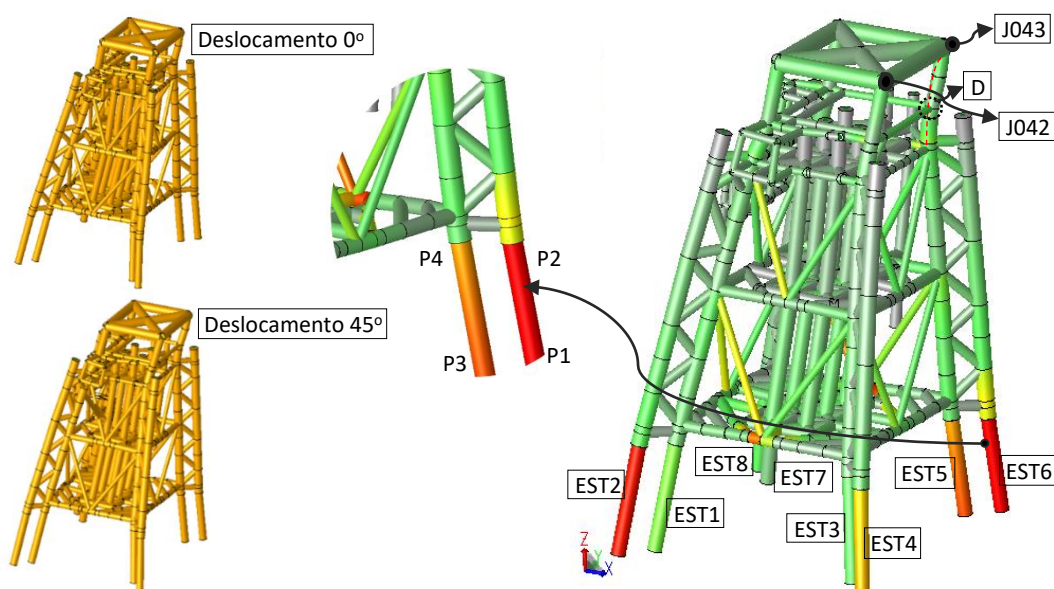


Figura 7a - Deslocamentos: 0° e 45°

Figura 7b - Elementos sobrecarregados

Figura 7 - Jaqueta sob a ação dos carregamentos de projeto.

Tabela 13 - Resultados em termos de fator de segurança (F_s) das estacas.

Estaca	Membro	Capacidade de carga a compressão (kN)	Capacidade de carga a tração (kN)	Carga atuante (kN)	F_s para compressão ($F_s > 2$)	Resultado
EST1	M015	13694,28	6721,54	3951,02	3,47	Atende
EST2	M027			6979,9	1,96	Não atende
EST3	M019			2147,89	6,38	Atende
EST4	M023			4228,65	3,24	Atende
EST5	M017			5436,83	2,52	Atende
EST6	M062			7089,63	1,93	Não atende
EST7	M025			738,34	18,55	Atende
EST8	M021			1745,16	7,85	Atende

Com base nas análises realizadas, foi verificado que o carregamento máximo produzido pela jaqueta-torre na condição operacional foi de 7089,63 kN. O fator de segurança (F_s) para condição operacional é igual a 2, e o carregamento resistente da estaca para o tipo de jaqueta com a torre eólica instalada é de 13694,28 kN, portanto, o valor correspondente da verificação ao “*Unity Check*”, em condição de operação, consiste na razão dos carregamentos multiplicado pelo fator de segurança (“*Unity Check*” = 14179,26/13694,28). Assim sendo, conclui-se que duas das oito estacas da jaqueta submetida ao carregamento da torre eólica de 10 MW encontram-se sobrecarregadas, pois apresentaram razões de tensões (“*Unity Check*”) acima de 1.

4.4 Verificação dos valores dos deslocamentos

Realizou-se a verificação dos valores dos deslocamentos, com base a DNVGL-OS-C101 (DNVG-OS-101L, 2015), para o estado limite de serviço (*WSD - Working Stress Design*). A Tabela 14 mostra os limites das deflexões do topo da jaqueta tomados como referências (DNVG-OS-101L, 2015). Em seguida, são apresentados os deslocamentos máximos (Tabela 15) encontradas ao longo do estudo por intermédio do relatório do programa *SACS V12.0* (SACS, 2019), com base o estado limite de serviço (*WSD*).

Tabela 14 - Valores limites para as deflexões.

Condição	Limite para $\delta_{\text{máx}}$	Limite para δ_2
Vigas de convés	L/200	L/300
Vigas de convés que suportam acabamento quebradiço ou divisórias não flexíveis	L/250	L/350

L: comprimento do vão em cm.
 $\delta_{\text{máx}}$: deslocamento máximo. $\delta_{\text{máx}} = \delta_1 + \delta_2 - \delta_0$; δ_1 = deslocamento devido às cargas permanentes; δ_2 = deslocamento devido às cargas variáveis; δ_0 = pré-deformação.

Tabela 15 - Deslocamento máximos dos nós (juntas) da estrutura.

Carga combinada	Direção X		Direção Y		Direção Z	
	Junta	Deflexão (cm)	Junta	Deflexão (cm)	Junta	Deflexão (cm)
OPE45	J042	20,23	J042	8,32	J041	-0,20
OPE0	J043	16,98	J042	7,51	J039	-0,81
OPE45	J048	19,87	J056	8,25	J034	-2,05
OPE45	J054	16,96	J034	7,48	J036	-0,67

Verificando-se que a máxima deflexão obtida foi de 18,92 cm, localizada no nó D (Figura 7), e o comprimento do elemento associado de 800 cm, pode-se concluir com base nesta formulação [$\delta_{\text{máx}}/L_v < L/200$] que a verificação da deflexão não é satisfatória [$\delta_{\text{máx}} = 18,92 \text{ cm} > \delta_{\text{lim}} = 4 \text{ cm}$].

5 Conclusões

As análises desenvolvidas no âmbito deste trabalho de pesquisa apresentam como objetivo principal a avaliação acerca da viabilidade de reutilização de uma plataforma brasileira típica (jaquetas), com base no estudo do comportamento estrutural do modelo, quando submetida a novas condições de operação, em função das ações oriundas de uma torre eólica. Deste modo, ao longo do estudo foi considerada uma plataforma, sem o convés, sujeita ao carregamento de uma torre eólica de 10 MW. Assim sendo, foi realizada a análise estrutural de resistência de cada um dos membros da plataforma em estudo, em condição de operação, levando-se em conta todos os parâmetros recomendados por normas correntes de projeto deste tipo de estrutura.

Na análise da jaqueta investigada foi feita a verificação da estrutura para suportar os carregamentos provenientes da torre eólica de 10 MW, ondas do mar, correntes e ação do vento. Destaca-se que, inicialmente, os resultados das análises demonstram um comportamento estrutural adequado dos membros da jaqueta (barras do modelo), com valores do “*Unity Check*” inferiores a unidade, com valor máximo da razão de tensão igual a 0,95 ($UC = 0,95$). Por outro lado, os valores das deflexões máximas do sistema não atendem o limite de projeto, mediante emprego da norma DNVGL-OS-C101 (DNVGL-OS-101L, 2015), no que se refere à análise das cargas combinadas, de acordo com os diferentes parâmetros de projeto [$\delta_{\text{máx}} = 18,92 \text{ cm} > \delta_{\text{lim}} = 4 \text{ cm}$]. Ressalta-se que foi feita uma tentativa de solucionar este problema (deflexões máximas) mediante o estaiamento da estrutura, com base no uso de cabos para a estabilização da jaqueta, assim como utilizando elementos de contraventamento mais rígidos, porém sem sucesso, devido à excessiva flexibilidade destes elementos, além do fato de que o problema de tensões excessivas sobre as fundações não foi resolvido.

Finalmente, a partir dos resultados encontrados ao longo do desenvolvimento deste trabalho de pesquisa, mediante avaliação estrutural da jaqueta submetida ao carregamento da torre eólica, foi verificado, também, que ao serem consideradas as cargas atuantes sobre as fundações, duas estacas atingiram valores de razões de tensões superiores à unidade (“*Unity Check*” > 1), e deste modo o sistema investigado não atende aos critérios de projeto para dar suporte a torres eólicas de 10 MW.

6 Agradecimentos

Os autores deste trabalho agradecem ao suporte financeiro fornecido pelas Agências de Fomento à Pesquisa do país: CAPES CNPQ e FAPERJ; e externam, também, o seu agradecimento ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da UFF.

7 Referências bibliográficas

- AISC (American Institute of Steel Construction). **Manual of Steel Construction. Allowable Stress Design.** 9th Edition, Chicago, USA, 2016.
- AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. S. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.** Ministério das Minas e Energia, Brasília/DF, Brasil, 2001.
- API (American Petroleum Institute). **Recommended Practice for Planning, Designing & Constructing Fixed Offshore Platforms (API RP 2A).** Working Stress Design, 22nd Edition, Washington D.C., USA, 2014.
- API (American Petroleum Institute). **Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms (API RP 2A-WSD).** Working Stress Design. 1st Edition, Washington D.C., USA, 2015.
- BAK C.; ZAHLE F.; BITSCHKE R.; KIM T.; YDE A.; HENRIKSEN L. C.; NATARAJAN A.; HANSEN M. **Description of the DTU 10 MW reference wind turbine. DTU Wind Energy.** Technical University of Denmark. Kongens Lyngby, 2013.
- BARROS, J. C.; FERNANDES, G. C.; SILVA, M. M.; SILVA, R. P.; SANTOS, B. **Fixed platforms at ageing oil fields: feasibility study for reuse to wind farms.** Offshore Technology Conference (OTC), Houston, Texas, USA, 2017.
- COSTA, K. M. **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. 2018.
- International Energy Agency. **Key world energy statistics 2020.** França: IEA, 2019. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications>>. Acesso em: 05 set., 2019.
- LUCZYNSKI, E. **Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção.** Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo (USP), São Paulo/SP, Brasil, 2002.
- Offshore Standard DNVGL-OS-C101. **Design of Offshore Steel Structures. General (LRFD Method).** Edition July, Noruega, 2015.
- Offshore Standard DNVGL-OS-C201. **Structural Design of Offshore Units (WSD Method).** Noruega, Edition July, Noruega, 2015.
- QUISSANGA, V. M. **Descomissionamento de plataforma offshore fixa e utilização para base de unidade de geração de energia eólica.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense (UFF), Rio de Janeiro/RJ, Brasil, 2018.
- RUIZ, B. X. F.; ÁVILA, J. E. M. **Análisis estructural de una plataforma jacket con aplicación al caribe colombiano.** Tesis de Grado, Universidad Tecnológica de Bolívar, Cartagena, Colômbia, 2015.
- SACS V12.0: Structural Analysis Computer System. **Engineering Dynamics, Inc-Kenner,** Louisiana, USA, 2019.
- SILVA A. J. V. C. **Potencial eólico offshore no Brasil: localização de áreas nobres através de análise multicritério.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro/RJ, Brasil, 2019.
- SILVA, R. P. **Análise e projeto de jaquetas offshore segundo os critérios LRFD e WSD.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro/RJ, Brasil, 1991.
- SIMAS M., PACCA S. **Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável.** Estudos Avançados. São Paulo/SP, Brasil, 2013.
- TRAPP, B. C. **Análise de viabilidade de uma fazenda eólica offshore no Rio Grande do Sul.** Trabalho de Conclusão de Graduação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Porto Alegre/RS, Brasil, 2009.