XXII Congresso Brasileiro de Mecânica dos Solos e Engenharia Geotécnica
XI Simpósio Brasileiro de Engenheiros Geotécnicos Jovens
24 a 28 de agosto de 2026 – Brasília/DF

DOI: 10.47094/COBRAMSEG2026.5/14

Análise do comportamento de *monopile* para torres eólicas *offshore* através de modelos numéricos

Morgana Basso
Mestranda, PPGEO/FURG, Rio Grande, Brasil, morganabasso90@gmail.com

Diego de Freitas Fagundes
Professor, PPGEO/FURG, Rio Grande, Brasil, dffagundes@furg.br

RESUMO: Atualmente, está crescendo a busca pelo aumento da produção de energia renovável no mundo. Nesse contexto, uma importante fonte é a energia eólica *offshore* e o Brasil está entre os países com grande potencial de crescimento nesta área, pois o litoral brasileiro apresenta grande disponibilidade eólica devido a fortes ventos. As torres eólicas são grandes estruturas que transferem cargas complexas para as fundações a partir de uma combinação de operação e peso próprio, bem como vento, ondas e correntes, principalmente, resultando em esforços laterais cíclicos. Dessa forma, é necessário que se desenvolvam estudos nas tecnologias para este fim específico, já que o tamanho das turbinas e profundidade de instalação estão aumentando, então os esforços nas fundações também serão maiores, necessitando mais alternativas nesta área. Existem diversos tipos de fundação para suportar este tipo de estrutura, sendo que as *monopiles* são as mais comuns, por serem o modelo mais simples e econômico para águas rasas. Devido à dificuldade na realização de ensaios em escala real, são comuns na literatura o estudo de *monopiles* através de modelos físicos e numéricos. Assim, o presente trabalho apresentará a comparação de resultados do comportamento de uma *monopile* em areia obtidos através de modelos físicos em centrífuga (Lemos, 2024) e de modelagem numérica. O modelo numérico desenvolvido no *software* Plaxis 3D utilizou o modelo constituvido de Mohr Coulomb com parâmetros geomecânicos de uma areia uniforme utilizada nos modelos físicos. Os resultados apresentam que o modelo numérico foi capaz de reproduzir com precisão o comportamento observado na modelagem física, se mostrando uma importante ferramenta para avaliação do comportamento de interação solo-estrutura de fundações *offshore.*

PALAVRAS-CHAVE: Monopile, Modelagem Numérica, Torre eólica offshore, Modelagem Centrífuga.

ABSTRACT: Currently, the search for increased renewable energy production is growing worldwide. In this context, an important source is offshore wind energy, and Brazil is among the countries with great growth potential in this area, as the Brazilian coast has a large availability of wind due to strong winds. Wind turbines are large structures that transfer complex loads to the foundations from a combination of operation and self-weight, as well as wind, waves, and currents, mainly resulting in cyclic lateral forces. Therefore, it is necessary to develop studies on technologies for this specific purpose, since the size of the turbines and the depth of installation are increasing, so the stresses on the foundations will also be greater, requiring more alternatives in this area. There are several types of foundations to support this type of structure, with monopiles being the most common, as they are the simplest and most economical model for shallow waters. Due to the difficulty in carrying out tests on a real scale, the study of monopiles through physical and numerical models is common in the literature. Thus, this work will present a comparison of the results of the behavior of a monopile in sand obtained through physical centrifuge models (Lemos, 2024) and numerical modeling. The numerical model developed in Plaxis 3D software used the Mohr-Coulomb constitutive model with geomechanical parameters of a uniform sand used in the physical models. The results show that the numerical model was able to accurately reproduce the behavior observed in the physical modeling, proving to be an important tool for evaluating the soil-structure interaction behavior of offshore foundations.

KEYWORDS: Monopile, Numerical Modeling, Offshore Wind Turbine, Centrifugal Modeling.

1 INTRODUÇÃO

Com o crescimento na busca por aumentar a produção de energia renovável no mundo, a energia eólica *offshore* destaca-se como uma importante fonte, sendo que o Brasil está entre os países com maior perspectiva de crescimento nesta área, pois o litoral brasileiro apresenta grande potencial eólico devido a fortes ventos, principalmente nas regiões Norte, Nordeste e Sul. Deste ponto de vista da sustentabilidade, a energia eólica vem para contribuir com objetivos mundiais existentes de reduzir e neutralizar emissões de gases do efeito estufa. Para isso, deverão ser instaladas mais turbinas, com tamanhos maiores, resultando em elevados esforços aplicados em suas fundações e, consequentemente, na necessidade de diferentes soluções, pesquisas mais aprofundadas e desenvolvimento nessa área, para que se possa extrair o melhor resultado que esta tecnologia pode oferecer (Barra *et al*., 2019; Lapastoure *et al*., 2023). Como pontos positivos, sabe-se que essa tecnologia não apresenta problemas em relação a poluição visual e sonora por estarem instaladas distante da costa, diferente do que acontece com as torres continentais. As vantagens também se estendem a menor turbulência dos ventos, pois não tem os obstáculos presentes no continente, o que aumenta a vida útil das turbinas e a produção de energia (Souza, 2019).

Conforme Alsharedah *et al*. (2023), estas grandes estruturas transferem cargas complexas para as fundações a partir de uma combinação de vento, ondas e peso próprio principalmente, resultando em esforços laterais cíclicos. A partir disso, há necessidade de estudos como o de previsão do desempenho de longo prazo das fundações, após o efeito de milhares de ciclos e carregamentos dinâmicos, de modo a entender melhor como vai ser o comportamento dessas estruturas no mar. Essas cargas devem estar em uma envoltória de rotação muito pequena e faixas de frequência naturais para permitir que as turbinas operem com eficiência. Como o projeto e a instalação dessas fundações apresentam condições desafiadoras e, por representarem cerca de 35% do custo total, é muito importante a participação dos engenheiros geotécnicos para seguir os requisitos rigorosos, de forma que se mantenha segurança e custo aceitáveis com o aumento das cargas que deverão ser aplicadas devido ao aumento das turbinas (Zhang e Wang, 2022).

Várias opções de fundação estão disponíveis para suportar essas turbinas, sendo que as *monopiles* atualmente representam 80% da capacidade instalada na Europa (Lapastoure *et al*., 2023). Elas são o modelo mais simples e econômico para águas rasas (10 a 30 m), com diâmetros usuais de 5 a 8 m e profundidades de penetração de 30 a 80 m. Para escolher o tipo de fundação a ser usada na torre eólica, as características principais a considerar são a profundidade de instalação e condições geológicas do local. Os tipos de fundação mais comumente utilizados são de gravidade, sucção, *monopile*, tripé, jaqueta e flutuante (Barra *et al*., 2019).

A partir deste panorama, a modelagem numérica, bem como a modelagem centrífuga, combinadas, se apresentam como importantes ferramentas para o estudo do comportamento desse tipo de estrutura, devido à dificuldade de realizar ensaios em escala real. Neste estudo será desenvolvido um modelo numérico, com objetivo de avaliar aspectos importantes ligados a fundações de turbinas eólicas *offshore*. Para tal, um modelo físico em centrífuga, desenvolvido por Lemos (2024), servirá de base para a validação do modelo numérico utilizando a ferramenta Plaxis 3D.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

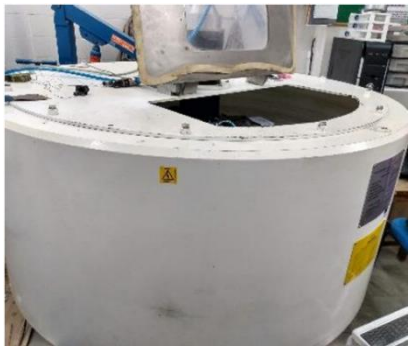
2.1 Modelo de monopile para torre eólica offshore proposto por Lemos (2024)

Para validar este estudo, foram usados os resultados da modelagem física em centrífuga geotécnica empregado por Lemos (2024) para investigar o comportamento de turbinas eólicas *offshore* suportadas por fundação tipo *monopile* em areia. O modelo foi desenvolvido em uma centrífuga geotécnica de braço do Laboratório Multiusuário em Modelagem Centrífuga LM²C da COPPE/UFRJ (Figura 1(a)), com diâmetro de 1,2 m e capacidade de aceleração máxima de 300g e que pode ser operada através de *software*, bem como monitorar resultados. Com base nas dimensões, efeitos de borda e capacidade da centrífuga, bem como características do solo, foi utilizado um modelo com base em um protótipo de turbina eólica *offshore* com capacidade de 3,5 MW.

O modelo reduzido da *monopile* é um tubo de alumínio com 19,05 mm de diâmetro externo e espessura de 1,58 mm de forma a atender os requisitos recomendados (Figura 1(b)). Essas dimensões para uma escala

de 100g são representativas das dimensões típicas de um protótipo de turbina com essa capacidade. Os esforços horizontais e o momento fletor atuando na turbina foram representados por uma única carga horizontal atuando acima do leito marinho (Lemos, 2024).

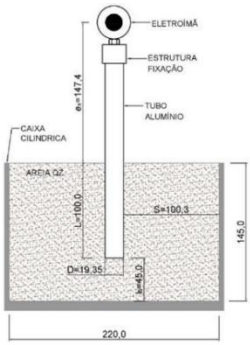
No modelo reduzido da turbina eólica, os elementos torre + rotor + nascelle + paletas foram simplificados por uma massa concentrada no topo. O solo está delimitado por uma caixa cilíndrica, como é possível observar na Figura 1(c). O modelo foi instrumentado e instalado estaticamente a 1g em areia seca com densidade relativa de 80±1%.



(a) Centrífuga geotécnica;



(b) Modelo da *monopile*;

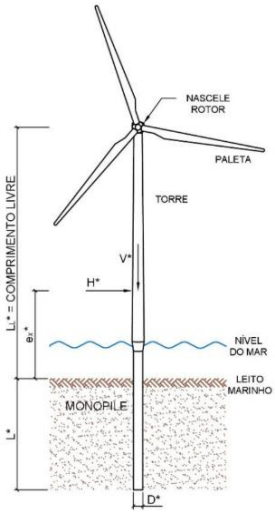


(c) Dimensões do modelo e da caixa cilíndrica (mm).

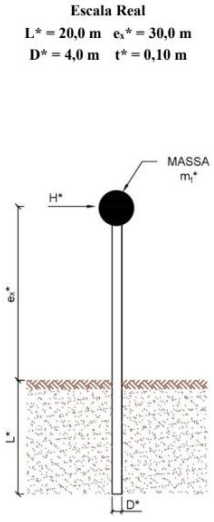
Figura 1. Centrífuga da COPPE e características do modelo físico. Fonte: Lemos (2024).

Foi considerado como fundação um *monopile* com dimensões em protótipo de 4,0 m de diâmetro, comprimento cravado igual a 20,0 m no leito marinho e espessura da parede de 100 mm (Figura 2(a)). De forma simplificada, o protótipo da turbina composta por torre + rotor + nascelle + paletas foi representada por uma massa concentrada no topo (Figura 2(b)).

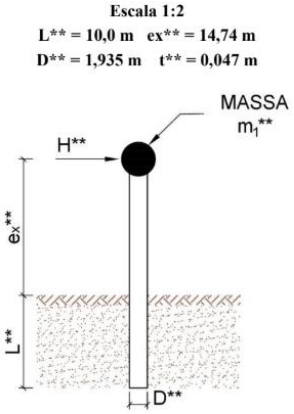
Considerando os limites de operação da centrífuga, foi obtido o fator de escala N = 100 a partir do qual pode ser feito um protótipo simplificado com escala de aproximadamente 1:2, como mostra a Figura 2(c) e Tabela 1, para atender a capacidade da centrífuga e as recomendações quanto aos efeitos de borda. O modelo é de alumínio com módulo de elasticidade de 70 GPa, cerca de um terço (1/3) do módulo de elasticidade do aço de 210 GPa. As dimensões do modelo centrífugo para o fator de escala N=100 seguem apresentadas na Tabela 1 e Figura 2d.



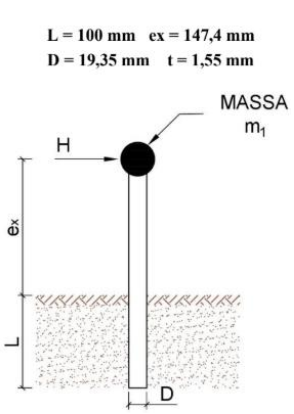
(a) Tubina eólica offshore;



(b) Protótipo simplificado escala real;



(c) Protótipo simplificado em escala 1:2;



(d) Modelo N=100.

Figura 2. Modelo físico usado na centrífuga. Fonte: Lemos (2024).

Tabela 1. Dimensões do protótipo 1:2 e do modelo. Fonte: Lemos (2024).

Parâmetro	Símbolo	Protótipo 1:2	Modelo	Modelo/Protótipo 1:2
Diâmetro externo	D	1,935 m	19,35 mm	1/N
Excentricidade do carregamento	e_x	14,74 m	147,40 mm	1/N
Comprimento de embutimento	L	10,00 m	100,00 mm	1/N
Rigidez à flexão	E_pI_p	25,80 GNm²	242,10 Nm²	$1/N^4$
Massa total	m_1+m_2	3.10^5 kg	232,30 g	$1/N^3$

2.2 Caracterização do solo

O solo utilizado foi uma areia quartzosa fina uniforme de Niterói (RJ), identificada como areia QZ. De forma a minimizar o efeito do tamanho dos grãos, a areia QZ foi passada na peneira de malha número 60 (abertura 0,250 mm), em sequência lavada na peneira de malha número 200 (abertura 0,074 mm) e seca em estufa. Os principais índices e parâmetros da areia QZ, necessários na presente pesquisa, obtidos de ensaios de caracterização física e química realizados por Gomes (2020) são apresentados na Tabela 2. Lemos (2024) utilizou um equipamento de pluviação automático para a preparação da areia na caixa da centrífuga, pois ele permite menor interferência humana, resultando em amostras com melhor homogeneidade e repetibilidade.

Tabela 2. Índices físicos e parâmetros do solo. Fonte: Lemos (2024).

Parâmetro	Símbolo	Unidade	QZ
Índice de vazios máximo	$e_{máx}$	-	0,92
Índice de vazios mínimo	$e_{mín}$	-	0,60
Peso específico máximo	$\gamma_{máx}$	kN/m³	16,47
Peso específico mínimo	$\gamma_{mín}$	kN/m³	13,78
Peso específico para D_r=80%	γ	kN/m³	15,85
Ângulo de atrito interno (σ=100 kPa)	φ	°	44,58

2.3 Modelo numérico

Para o desenvolvimento do modelo numérico da *monopile* desta pesquisa, foi utilizado o *software* Plaxis 3D, que é um programa de elementos finitos tridimensional utilizado para realizar análises de deformação, estabilidade e fluxo em aplicações geotécnicas. Nos processos, estão envolvidas a modelagem e a verificação de uma *monopile* submetida a uma carga constituída por uma componente horizontal e uma vertical (que representa a turbina eólica e os seus carregamentos) atuando em um ponto no topo da estaca. O problema de uma estaca carregada lateralmente não é axissimétrico, devendo ser analisado em uma abordagem 3D.

A modelagem numérica com o solo QZ-MC-1, utilizou o modelo constitutivo de Mohr-Coulomb na condição drenada, com parâmetros retirados do trabalho de Lemos (2024). Foram obtidos, através de ensaios triaxiais, parâmetros como peso específico (γ), índice de vazios (e), módulo de Young (E), coeficiente de Poisson (ν), coesão (c) e ângulo de atrito (φ). Os resultados dos ensaios triaxiais também foram calibrados com a ferramenta Plaxis soil test (para o modelo Mohr-Coulomb) e os dados do modelo centrífugo e são apresentados na Tabela 3 como QZ-MC-2. A Tabela 3 apresenta os parâmetros geotécnicos de entrada da areia uniforme utilizada no modelo numérico.

Tabela 3. Dados de entrada do modelo do solo no Plaxis 3D.

Parâmetro	Símbolo	QZ-MC-1	QZ-MC-2	Unidade
Peso específico	γ	15,85	15,85	kN/m³
Índice de vazios	e	0,66	0,66	-
Módulo de Young	E	16 400	14 000	kN/m²
Coeficiente de Poisson	ν	0,21	0,21	-
Ângulo de atrito	φ	44,58	40,00	°
Coesão	c	0,00	0,00	kN/m²

Em dimensões de protótipo, o solo foi modelado como um volume cilíndrico com diâmetro de 22 m e altura de 14,5 m, para simular a caixa de solo usada na centrífuga. Nas superfícies lateral e inferior do solo, foram adicionadas condições de contorno para que o solo fique restrito àquele espaço, sendo a lateral liberada no eixo z e restringida em x e y. Já a superfície inferior está restringida ao deslocamento nos eixos x, y e z. A estaca foi modelada como volume cilíndrico vazado, porém utilizando o modelo linear elástico para que se possa adequar os parâmetros ao material (aço). Neste caso foram fornecidos os parâmetros: módulo de Young (E) e coeficiente de Poisson (ν). Os demais parâmetros da estaca que foram inseridos na modelagem são o diâmetro externo (d_e), diâmetro interno (d_i), comprimento total (L_t) e comprimento enterrado (L). Esses dados de entrada estão apresentados na Tabela 4. Por fim, foi adicionado um deslocamento prescrito no topo da estaca, representando os esforços transmitidos pela turbina e equivalente ao deslocamento resultante no modelo físico.

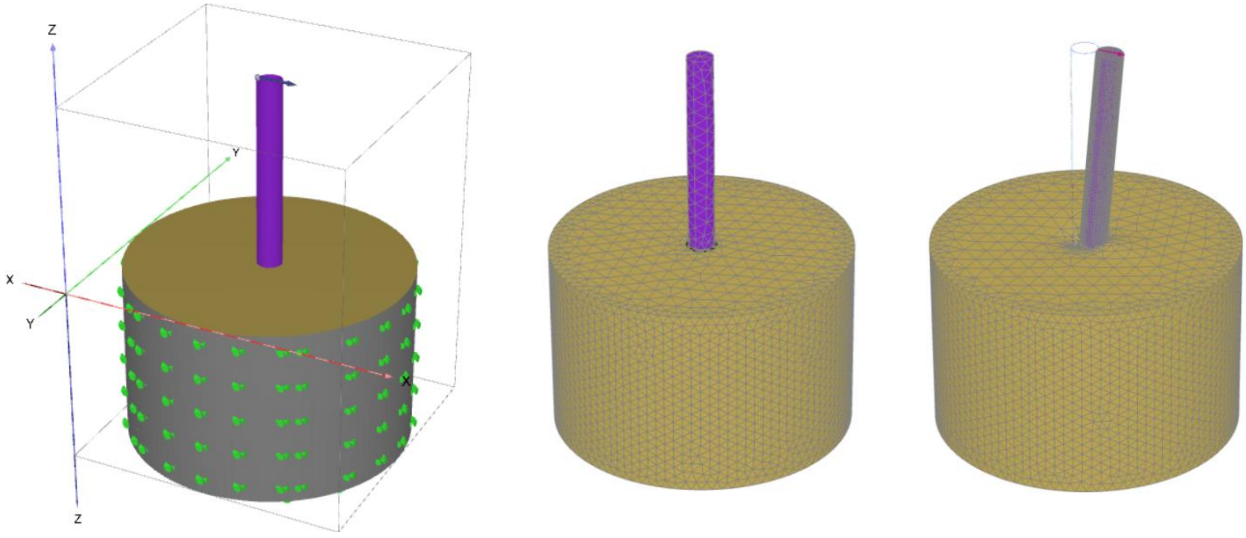
Tabela 4. Dados de entrada do modelo da estaca no Plaxis 3D.

Parâmetro	Símbolo	Modelo	Unidade
Módulo de Young	E	210 000 000	kN/m²
Coeficiente de Poisson	ν	0,33	-
Diâmetro externo	d_e	1,935	m
Espessura	e	0,047	m
Comprimento total	L_t	24,74	m
Comprimento enterrado	L	10,00	m

3 RESULTADOS

Uma visão geral do modelo pode ser vista na Figura 3(a), onde o solo está representado em bege, a estaca em roxo, a força está aplicada no seu topo e o entorno do solo está representado por uma superfície cinza onde estão especificadas em verde as condições de contorno atribuídas ao maciço de solo. Após a modelagem é gerada a malha, representada na Figura 3(b). As malhas de elementos finitos são geradas automaticamente na condição *very fine*, considerando-se as restrições impostas pela geometria do problema.

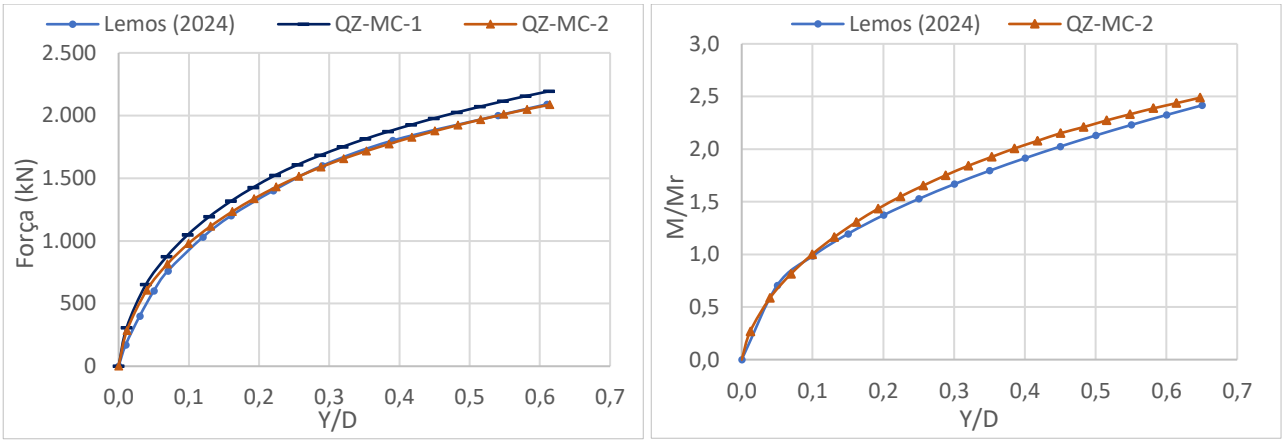
Por fim, foram determinadas diversas fases de cálculo necessárias para o desenvolvimento das análises, utilizando o modulo *stage construction* do *software*, sendo elas: a Fase inicial, definida pelo PLAXIS 3D, na qual apenas o solo modelado é verificado; Fase 1, onde ocorre a instalação da *monopile*, em que a estaca instalada no solo é analisada; e as Fases 2 até a 21 (última determinada), com o deslocamento prescrito aplicado gradualmente no topo da *monopile*, representando esforços externos na turbina. Após o cálculo das diversas fases, obtêm-se a malha deformada, conforme apresentado na Figura 3(c).



(a) Modelo numérico; (b) Malha gerada, (c) Malha deformada.

Figura 3. Modelagem numérica no Plaxis 3D.

A Figura 4(a) mostra os resultados de força (F_x) em kN equivalente ao deslocamento que foi aplicado no topo da estaca, pelo correspondente deslocamento Y na superfície do solo (u_x) em metros normalizado pelo diâmetro da *monopile* (m), Y/D. Na Figura 4(b), estão apresentadas as curvas de momento fletor máximo-deslocamento na superfície do solo, normalizados pelo momento fletor de referência e pelo diâmetro da estaca, M/Mr. A linha nomeada de Lemos (2024) representa os resultados obtidos no modelo físico em centrífuga geotécnica. Os dois outros resultados estão nomeados com QZ, que representa a areia usada, e MC, que representa o modelo constitutivo de solo Mohr-Coulomb, utilizado nos modelos numéricos feitos no Plaxis 3D. A linha QZ-MC-1 representa um modelo numérico com os dados de solo obtidos em Lemos (2024), e a linha QZ-MC-2 mostra os resultados com os parâmetros do solo calibrados, presentes na Tabela 3.



(a) Curvas força-deslocamento na superfície do solo;

(b) Curvas momento fletor-deslocamento na superfície do solo.

Figura 4. Comparando resultados do modelo numérico desenvolvido no Plaxis 3D, com os resultados de Lemos (2024).

Observa-se que os resultados obtidos no modelo numérico apresentam concordância com os resultados do modelo físico. Na Figura 4(a), o modelo ajustado QZ-MC-2 apresenta uma excelente concordância com os valores de força obtidos em ambos os modelos. Já o modelo QZ-MC-1, que não foi ajustado, apresenta também uma boa concordância tendo uma variação de em média 5,0 % entre os resultados do modelo físico e numérico. Na Figura 4(b), os resultatos de M/Mr, também apresentam boa concordância com uma baixa variação de 3,7 %. Os resultados apresentam de maneira geral que o modelo numérico reproduz adequadamente o comportamento do ensaio físico em centrífuga, mesmo com a utilização de um modelo constitutivo mais simplificado do solo como o de Mohr-Coulomb.

A Figura 5 mostra uma seção no modelo numérico, onde é possível ver os deslocamentos horizontais do solo (na direção x).

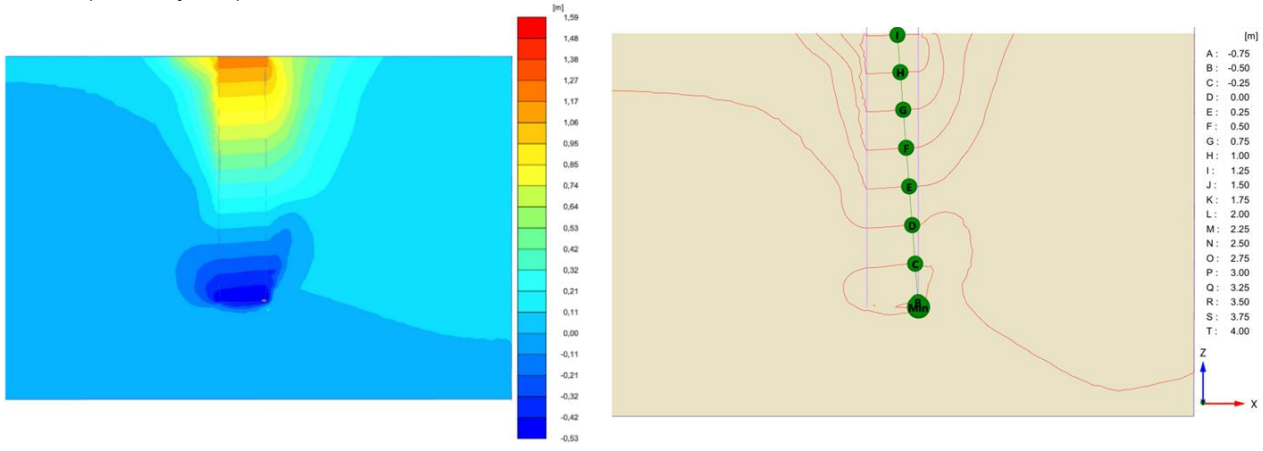


Figura 5: Resultados de deslocamentos horizontais no modelo numérico.

Na Figura 5 o deslocameno máximo da superfície da camada do solo é de aproximadamente 1,20 m. É possivel observar que os deslocamentos mudam de sentido após a profundidade onde atravessa a linha “D”, indicando um ponto de giro na estaca, onde os deslocamentos são nulos. O deslocamento máximo na base da estaca é da ordem de 0,50 m, na direção oposta a aplicação do deslocamento prescrito.

A Figura 6 mostra uma seção no modelo numérico, onde é possível ver os valores das tensões horizontais totais na direção x.

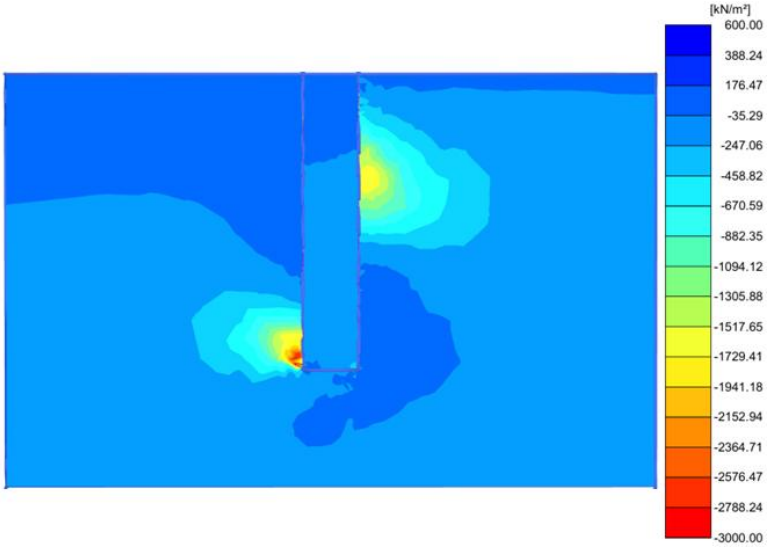


Figura 6: Resultados de tensões totais no solo no modelo numérico.

Na Figura 6 podemos observar o comportamendo das tensões horizontais ativas e passivas. Nos trechos da estaca mais próximos da superfície e acima do ponto de giro, o solo a frente da estaca na direção da aplicação do deslocamento, apresenta um aumento das tensões devido ao empuxo passivo gerado da ordem de 600 kPa. Já na região onde um vazio devido ao deslocamento da estaca ocorre, observa-se uma redução da tensões. Porém, ao analisarmos o comportamentos das tensões abaixo do ponto de giro percebe-se uma inversão dos empuxos, ficando as tensões na ordem de 200 e 3000 kPa para a zona ativa e passiva, respectivamente.

4 CONCLUSÕES

Em virtude do crescimento pela demanda de energia sustentável, tem-se buscado novas fontes, sendo que a energia eólica *offshore* tem se mostrado de grande potencial no litoral brasileiro. Devido à dificuldade para estudos em campo com estruturas em escala real, os modelos físicos e numéricos têm se apresentado na literatura como excelentes alternativas para avaliação do comportamento solo-estrutura para fundações *offshore*. Assim, o presente estudo fez a validação de um modelo numérico de elementos finitos com o *software* Plaxis 3D, de uma fundação do tipo *monopile* para torre eólica *offshore* instalada em areia quartzosa, sob carregamento estático. A validação utilizou os resultados de ensaios em centrífuga geotécnica apresentados por Lemos (2024).

É demonstrado que este modelo numérico fornece correspondência com as medições do deslocamento na superfície do solo e de momento fletor, obtidas na centrífuga, reproduzindo o comportamento do sistema solo-fundação. Essa concordância valida a metodologia empregada e confirma a capacidade dos modelos numéricos de representar adequadamente as condições observadas nos ensaios físicos. Dessa forma, conclui-se que a modelagem numérica, quando devidamente calibrada e validada por dados experimentais, constitui uma poderosa ferramenta para o estudo de fundações do tipo *monopile*, permitindo a avaliação de diferentes condições de carregamento e cenários geotécnicos. Em conjunto, os modelos físicos e numéricos fornecem uma base para o desenvolvimento de projetos desse tipo.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abdel-Rahman, K., Achmus, M. (2005) Finite element modelling of horizontally loaded monopile foundations for offshore wind energy converters in Germany, Em: *Institute of Soil Mechanics*, Foundation Engineering and Waterpower Engineering, University of Hannover, Germany.

Alsharedah, Y. A., J. A. Black, T. Newson, M. H. El Naggar (2023) Centrifuge testing of improved monopile foundation for offshore wind turbines. Em: *Ocean Engineering* 285.

Bak, C., Zahle, F., Bitsche, R. (2013) *Description of the DTU 10 MW Reference Wind Turbine*. Em: Technical University of Denmark. DTU Wind Energy, 2013.

Barra, M. F. W. (2020) *Centrifuge modelling of monopile foundation for offshore wind turbines*. Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

Barra, M. F. W., N. F. Gomes, S. P. Lemos, J. dos Santos Carlos, M. C. F. de Almeida e M. D. S. S. de Almeida (2019) *Modelos Físicos de Fundações para Torres Eólicas Offshore*. Em: XII Simpósio de Práticas de Engenharia Geotécnica da Região Sul, GEOSUL, Joinville, Santa Catarina, Brasil.

Byrne, B. W., Mcadam, R. A., Burd, H. J., et al. (2015) *Field testing of large diameter piles under lateral loading for offshore wind applications*. Em: Edinburgo, Escócia, Proceedings of the XVI ECSMGE, ICE Publishing, 2015. p. 1255–1260. DOI: 10.1680/ecsmge.60678.

Dahal, B.K.; Regmi, S.; Paudyal, K.; Dahal, D.; KC, D. *Enhancing Deep Excavation Optimization*: Selection of an Appropriate Constitutive Model. CivilEng 2024, 5, 785–800. https://doi.org/10.3390/civileng5030041

Ferreira, Y. A. e Futai, M. M. (2016) *Análise do Comportamento das Fundações de Torres Eólicas*, Em: XVIII Congresso Brasileiro de Mecânica dos Solos e Engenharia Geotécnica O Futuro Sustentável do Brasil passa por Minas COBRAMSEG 2016, pp. 19-22.

Kurian, V. J., Narayanan, S. P., Ganapathy, C. (2010) *Towers for Offshore Wind Turbines*. Em: The 10th Asian International Conference on Fluid Machinery, 1225, Kuala Lumpur Malaysia, 21-23 out. 2010.

Lemos, S. G. F. P. (2024) *Comportamento dinâmico de fundações em monopiles de turbinas eólicas offshore em areias*. Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

Qu, L., H. An, S. Draper, P. Watson, M. Zhao, J. Harris, R. Whitehouse, D. A. Zhang (2024) A review of scour impacting monopiles for offshore wind. Em: *Ocean Engineering* 301.

Schanz, T., Varmeer, P. e Bonnier, P. (1999) *The hardening soil model: Formulation and verification*. Beyond 2000 Comput. Geotech. 10 years PLAXIS Int. ProcInt. Symp. beyond 2000 Comput. Geotech. Amsterdam Netherlands 1820 March 1999, pages 104–144, 1999.

Souza, R. N. de. (2019). "Modelagem e Análise de uma Turbina Eólica Offshore do Tipo Spar-Buoy". Dissertação de mestrado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Velarde, J.; Bachynski, E. (2017) Design and fatigue analysis of monopile foundations to support the DTU 10 MW offshore wind turbine. *Energy Procedia*, Elsevier, Vol. 137, p. 3-13.

Velloso, D. A.; Lopes, F. R. (2010) *Fundações: critérios de projeto, investigação do subsolo, fundações superficiais, fundações profundas*. Oficina de Textos, São Paulo, 568 p.

Zhang, J., H. Wang (2022) Development of offshore wind power and fundation technology for offshore wind turbines in China. Em: *Ocean Engineering* 266.