



ESTRUTURA DE CUSTO DE EMPREENDIMENTO EÓLICO OFFSHORE: ESTUDO DE CASO COMPARATIVO DE PROJETOS DA EUROPA E DA AMÉRICA DO SUL

**David Cassimiro de Melo¹, Mario Orestes Aguirre González², Rafael Monteiro de Vasconcelos³,
Fernando Costa Gomes Neto⁴, Bruno Mitsuo Mazetto⁵, João Paulo Costa e Silva Nunes⁶**

1, 2, 3, 4 Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFRN

Grupo de Pesquisa Cri-Ação: Renewable Energy

5 Petrobras CENPES

6 Petrobras

davidcassi@yahoo.com.br¹, marioogonzales@gmail.com², rafaelmonteirov@yahoo.com.br³,
fernando_cgn@hotmail.com⁴, bruno.mazetto@petrobras.com.br⁵, jpaulo.csnunes@gmail.com⁶

Resumo

O artigo apresenta uma pesquisa exploratória sobre a estrutura de custos para cada fase do ciclo de vida de projetos de usinas eólicas *offshore*: Pré-Desenvolvimento e Concessão (P&C); Produção e Aquisição (P&A); Instalação e Comissionamento (I&C); Operação e Manutenção (O&M); Descomissionamento e Venda (D&V). A fundamentação teórica foi realizada com base nas referências do Portal de Periódicos CAPES. A apresentação da estrutura de custos utilizou como base dois estudos de caso: um desenvolvido no Reino Unido e outro no Chile. Os resultados mostram que a fase P&A é responsável pelo maior custo, com um percentual que pode variar de 60% a 85% do custo total do projeto. A turbina representa o componente mais caro nessa fase do projeto. Em segundo lugar, tem-se a fase de I&C com um percentual de 7% a 17% do custo total do projeto. As demais fases, somadas, totalizam de 9% a 25% do custo total.

Abstract

The article presents an exploratory research on the cost structure for each phase of the life cycle of projects of offshore wind farms: Pre-Development and Concession (P & C); Production and Acquisition (P & A); Installation and Commissioning (I & C); Operation and Maintenance (O & M); Decommissioning and Sale (D & V). The theoretical basis was based on the references of the Portal of CAPES Journals. The presentation of the cost structure used two case studies as the basis: one developed in the United Kingdom and another developed in Chile. The results show that the P & A phase accounts for the highest



cost, with a percentage that can vary from 60% to 85% of the total cost of the project. The turbine represents the most expensive component at this stage of the project. Second, there is the R & I phase with a percentage of 7% to 17% of the total cost of the project. The other phases, summed up, amount to 9% to 25% of the total cost.

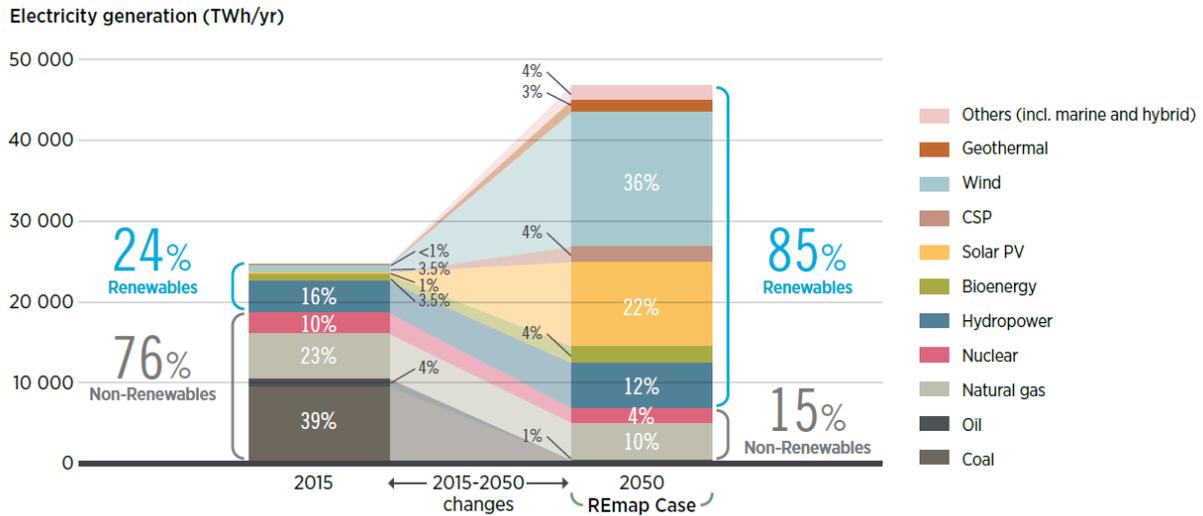
1. Introdução

O aumento no número de indústrias e da população em todo mundo, juntamente com preocupações relacionadas à crescente demanda por energia, ao esgotamento dos combustíveis fósseis e a questões ambientais, têm levado muitos países a buscarem maneiras de desenvolver suas capacidades em energia renovável (SATIR; MURPHY; MCDONNELL, 2018). Um estudo publicado pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA) em 2018 faz uma projeção de que em 2050 teremos 85% da produção de energia proveniente de fontes renováveis. O resultado pode ser visto na figura 1.

Dentre as fontes renováveis de energia observadas na figura 1, a fonte eólica possuirá uma participação de 36% na geração de eletricidade, seguida pela energia solar fotovoltaica. Essas duas fontes totalizarão mais de 50% de toda a energia gerada a partir de fontes renováveis.

Esse comportamento pode ser explicado pelo fato da energia eólica ser considerada a fonte de energia mais econômica entre todas as fontes de energia renovável atualmente exploradas (SHI et al., 2014). O seu destaque pode ser atribuído tanto à alta disponibilidade de recursos eólicos, quanto à maturidade tecnológica observada em comparação a outras fontes de energias renováveis (ESTEBAN et al., 2011).

Figura 1 – Geração de eletricidade por fonte de energia.



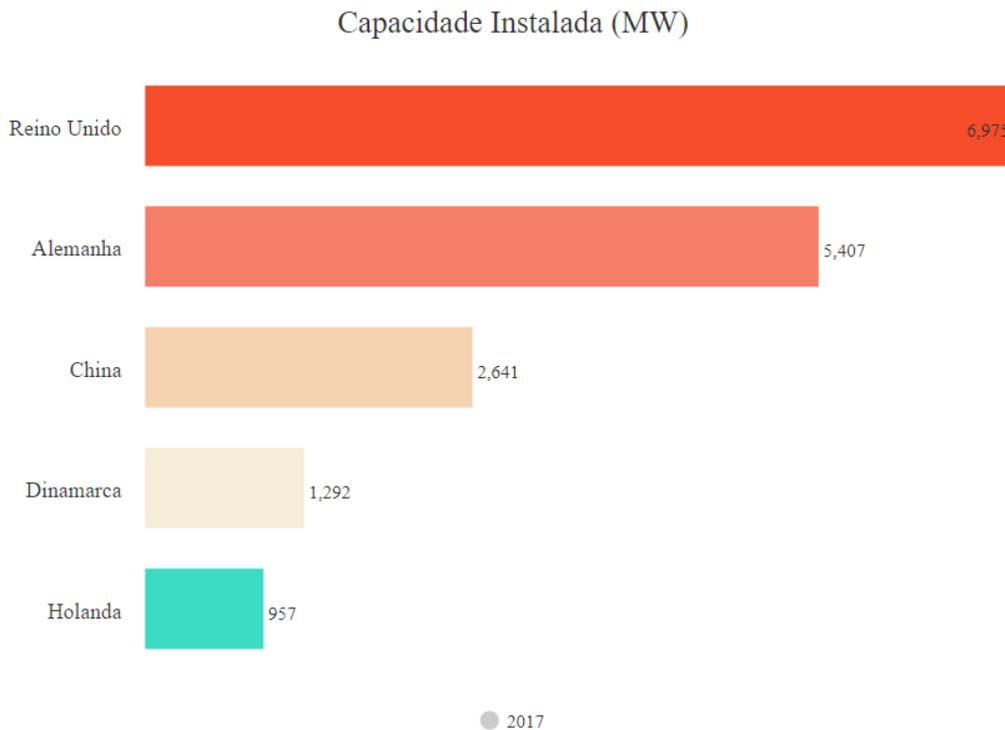
Fonte: IRENA (2018).

Estima-se, no mundo, um potencial eólico de 72 tW, mostrando que a energia eólica é capaz de atender toda a demanda mundial e cinco vezes mais a demanda existente, além de posicioná-la como uma fonte de energia substituta para resolver os problemas causados pelos combustíveis fósseis (MOSTAFAEIPOUR, 2010). No ambiente da energia eólica, é possível observar o seu desenvolvimento em dois ambientes diferentes: em terra (energia eólica *onshore*) e no mar (energia eólica *offshore*).

Nota-se que os países tem se empenhado em explorar o recurso eólico *offshore* por este fornecer uma maior densidade de energia, menores limitações espaciais e menor probabilidade de gerar queixas civis, quando comparado à energia eólica *onshore* (OH et al., 2012). Além disso, a energia eólica *offshore* conta com um amplo potencial para fornecer energia limpa e abundante em escala global (MOSTAFAEIPOUR, 2010).

Características como altas velocidades e constância do vento e baixa turbulência permitem muitas horas de operação em carga total, aumentando a atratividade de usinas eólicas *offshore* quanto ao fornecimento sustentável de energia (KAUSCHE et al., 2018). Conforme levantamento realizado pelo IRENA, o ano de 2017 encerrou com os seguintes países, conforme figura 2, liderando o *ranking* mundial em capacidade instalada de energia eólica *offshore*.

Figura 2 – *Ranking* mundial em capacidade instalada de energia eólica *offshore*



Fonte: Adaptado de IRENA (2018b)

A partir da figura 2 é possível notar que, dos cinco países destacados, apenas um não pertence ao continente europeu. O Reino Unido aparece liderando com 6.975 MW, seguido pela Alemanha com 5.407 MW. Em terceiro aparece a China com 2.641 MW, ultrapassando países como Dinamarca e Holanda. Em uma escala mundial, para o ano de 2050, tem-se uma projeção de 521 GW de capacidade instalada apenas para energia eólica *offshore* (IRENA, 2018a).

Para se alcançar a capacidade instalada projetada para 2050, serão necessários muitos investimentos neste setor, principalmente aqueles relacionados a implantação de uma usina eólica *offshore*. Dessa forma, o presente estudo tem como objetivo apresentar como são compostos os custos de um projeto dessa natureza ao longo do seu ciclo de vida. Para tanto, dois estudos de caso foram utilizados como referência para apresentar os custos que incorrem em cada fase do projeto de uma usina eólica *offshore*.

Esse artigo está dividido em 6 seções: a primeira compreende a introdução sobre o tema, a segunda apresenta o método de pesquisa seguido para o desenvolvimento do

estudo, a terceira apresenta a fundamentação teórica, a quarta descreve os estudos de caso analisados, a quinta apresenta os resultados obtidos e a sexta, por fim, a conclusão.

2. Fundamentação Teórica

2.1 Composição de uma usina eólica *offshore*

Uma usina eólica *offshore* é composta principalmente por: aerogeradores; sistemas de suporte (fundação, peça de transição, proteção contra corrosão); sistema de coleta e transmissão de eletricidade; e subestação *offshore* (KAISER; SNYDER, 2012). A figura 3 apresenta os principais componentes de um aerogerador.

Figura 3 – Componentes de um aerogerador



Fonte: Google imagens (2018)

Legenda: 1 – Pás; 2 – Nacelle; 3 – Torre; 4 – *Transition Piece* e fundação.

O aerogerador é composto pelo rotor, nacelle, torre e sistemas de controle e monitoramento (ENERGY, 2015; MIN et al., 2016). A torre tem a função de suportar a nacelle e o rotor. A nacelle é responsável por proteger os componentes necessários para a operação de uma planta como os rolamentos principais, *gearboxes*, eixo de acionamento e os sistemas de controle e segurança (ENERGY, 2015). O *hub* em conjunto com as pás formam o rotor, sendo ele o responsável pela transferência da energia que será gerada (ENERGY, 2015).



As turbinas eólicas *offshore* apresentam similaridades às *onshore* (apenas com ajustes para lidar com o ambiente marinho) e, por esse motivo, tornou-se um produto comercial já fabricado em grandes quantidades (CASTRO-SANTOS; MARTINS; GUEDES SOARES, 2017). Por outro lado, as turbinas *offshore* apresentam mais vantagens em relação às *onshore* quanto a sua capacidade de geração de energia e a possibilidade de assumirem tamanhos maiores, devido ao grande espaço encontrado no ambiente marinho (EFFIOM; NWANKWOJIKE; ABAM, 2016).

Tratando-se das fundações, vários são os tipos observados. A determinação de um tipo apropriado de fundação depende de condições como profundidade da água, ondas e condições do leito marinho (MIN et al., 2016; SHI et al., 2014). Turbinas eólicas *offshore* estão sujeitas a cargas variáveis, sendo elas cargas aerodinâmicas de vento, cargas hidrodinâmicas de ondas e correntes, cargas de gravidade e cargas operacionais (SHI et al., 2014). Além dessas, ainda podem ser observadas cargas provenientes da formação de gelo e de eventos sísmicos (MALHOTRA, 2011).

Todos esses eventos observados fizeram com que diferentes tipos de fundações fossem desenvolvidos, com o objetivo de encontrar as melhores adaptações para as condições do ambiente. Conforme Energy (2015), podem ser encontrados diferentes tipos de fundações: *monopile*, *XL monopile*, *jacket*, *tripod*, *tripile*, *gravity-based*; e flutuantes. Por fim, a *transition piece* conecta a torre à estrutura de suporte ou fundação e também ajuda a corrigir qualquer desalinhamento da fundação que possa ter ocorrido durante o processo de instalação (MALHOTRA, 2011).

2.2 Custo do Ciclo de Vida de uma usina eólica *offshore*

O ciclo de vida considerado em projetos de energia eólica *offshore* envolve, normalmente, cinco grandes fases: Pré-Desenvolvimento e Concessão; Produção e Aquisição; Instalação e Comissionamento; Operação e Manutenção; e Descomissionamento e Venda (EFFIOM; NWANKWOJIKE; ABAM, 2016; SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016; THE CROWN ESTATE, 2019).

Shafiee, Brennan e Espinosa (2016) dividem os custos que incorrem em cada fase do projeto como é apresentado no quadro 1.

Quadro 1 – Estrutura de custos do ciclo de vida de uma usina eólica *offshore*.



Fase do Projeto	Estrutura de Custos
Pré-Desenvolvimento e Concessão	Gestão de Projetos Autorizações Legais Pesquisas Atividades de Engenharia Contingências
Produção e Aquisição	Turbinas Eólicas Fundação Sistema de transmissão de energia Sistema de monitoramento
Instalação e Comissionamento	Porto Instalação dos Componentes Comissionamento Seguro
Operação e Manutenção	Aluguel Seguro Transmissão Manutenções Diretas e Indiretas
Descomissionamento e Venda	Descomissionamento Gestão de Resíduos Limpeza do Local Monitoramento Pós-Descomissionamento

Fonte: Elaboração própria (2019).

Conforme Effiom, Nwankwojike e Abam (2016) cada fase pode ser descrita como segue abaixo:

- **Pré-Desenvolvimento e Concessão (P&C):** trata-se do período em que são analisadas as implicações legais e de custo no projeto para certificar a sua viabilidade.
- **Produção e Aquisição (P&A):** momento no qual os componentes como turbina, fundação, sistema de transmissão e sistemas de monitoramento são adquiridos.
- **Instalação e Comissionamento (I&C):** essa fase compreende todos os trabalhos de instalação referente a turbina eólica *offshore*, desde o momento em que os componentes adquiridos são entregues para o comissionamento da usina.
- **Operação e Manutenção (O&M):** estágio responsável por manter a longevidade e a vida operacional das turbinas eólicas *offshore*.
- **Descomissionamento e Venda (D&C):** nesta fase, inicia-se o processo de desativação da usina eólica *offshore*. Essa fase inclui todos os processos envolvidos quando a usina conclui o seu ciclo de serviço.



Os custos mencionados no quadro 1 apresentam desdobramentos, visto que existem fatores que podem influenciar na sua mensuração, os quais devem ser considerados para um cálculo preciso.

3. Método de Pesquisa

O desenvolvimento desta pesquisa fez uso de uma abordagem exploratória. Uma pesquisa exploratória tem como objetivo proporcionar maior familiaridade com o problema, buscando torná-lo explícito ou construir hipóteses (TURRIONI; MELLO, 2012).

A busca por materiais e pelos estudos de caso foi realizada com auxílio de fontes de informação como o Google Acadêmico e o Portal de Periódicos da CAPES. Palavras-chave como “*cost breakdown*”, “*feasibility study*”, “*offshore wind farm*”, “*offshore wind energy*”, “*offshore wind power*” foram consideradas para a busca de artigos científicos e relatórios técnicos. Foram consideradas publicações feitas até 2018 e apenas na língua inglesa.

A etapa de busca foi seguida pela seleção e leitura completa dos artigos, considerando, principalmente, informações relacionadas ao custo do ciclo de vida de projeto de usinas eólicas *offshore*. As informações, quando identificadas nos estudos, foram sistematizadas com auxílio da ferramenta Microsoft Excel 2016 e depois utilizadas para o desenvolvimento deste estudo.

Os estudos de caso contemplaram dois projetos de usina eólica offshore estudadas nos últimos dois anos. O detalhamento desses estudos é descrito na seguinte sessão.

4. Estudos de Casos

4.1 Projeto de usina eólica *offshore* no Reino Unido

O primeiro estudo de caso trata de um estudo de viabilidade técnico-econômica desenvolvido por Ioannou, Angus e Brennan (2018) para um projeto de usina eólica *offshore* no Reino Unido. Trata-se de um projeto de 504 MW de capacidade, localizado no Mar do Norte, em uma região a 36 km da costa, com uma profundidade de 26 m.



A usina tem uma vida operacional projetada para 25 anos e um tempo de construção estimado em 5 anos. Informações adicionais relacionadas ao tipo de aerogerador e tipo de fundação adotada podem ser observadas na tabela 1.

Tabela 1 – Informações sobre o aerogerador e fundação

Componente	Característica	Informações
Aerogerador	Diâmetro do rotor	107 m
	Altura do <i>hub</i>	77,5 m
	Capacidade nominal	3,60 MW
	Velocidade <i>cut-in</i>	4 m/s
	Velocidade <i>cut-out</i>	25 m/s
	Número de turbinas	140
Fundação	<i>Monopile</i>	-

Fonte: Adaptado de Ioannou, Angus e Brennan (2018).

Para descrever cada fase do ciclo de vida do projeto de uma usina eólica *offshore* serão utilizadas siglas as quais corresponderão a: Pré-Desenvolvimento e Concessão (P&C); Produção e Aquisição (P&A); Instalação e Comissionamento (I&C); Operação e Manutenção (O&M); Descomissionamento e Venda (D&V). Essa mesma nomenclatura será adotada para o estudo de caso seguinte (item 4.2).

O estudo realizado por Ioannou, Angus e Brennan (2018) apresenta os custos para cada um das fases do projeto mencionadas anteriormente. Esses são apresentados na tabela 2.

Tabela 2 – Custos por fase do projeto

Fase do projeto	Descrição	Valor (£)	Valor (USD)
P&C	Legais	16.698.000,00	22.041.000,00
	Estudos ambientais	19.162.000,00	25.294.000,00
	Engenharia	1.144.000,00	1.510.000,00
	Contingência	126.419.000,00	166.873.000,00
	Gestão de Projetos	42.327.000,00	55.872.000,00
P&A	Turbina	546.056.000,00	720.794.000,00
	Fundação	212.699.000,00	280.763.000,00
	Cabos	120.525.000,00	159.063.000,00
	Subestação <i>offshore</i>	121.337.000,00	160.165.000,00
	Subestação <i>onshore</i>	30.334.000,00	40.041.000,00
	SCADA	9.278.000,00	12.247.000,00
I&C	Turbina	62.619.000,00	62.657.000,00
	Fundação	102.224.000,00	134.936.000,00
	Cabos	115.070.000,00	151.892.000,00
	Subestação	3.991.000,00	5.268.000,00
	Proteção contra erosão	873.000,00	1.152.000,00



	Seguro	20.966.000,00	27.675.000,00
O&M	Operação e Manutenção	56.597.000,00	74.708.000,00
D&V	Descomissionamento	122.860.000,00	162.175.000,00

Fonte: Adaptado de Ioannou, Angus e Brennan (2018).

Cada um dos custos apresentados pelo artigo se encontra na moeda Libra Esterlina. Por esse motivo, a moeda foi convertida para o Dólar Americano, moeda padrão das transações comerciais no mundo, utilizando como base o câmbio do dia 26/02/2019, onde 1 libra = 1,32 dólar americano.

4.2 Projeto de usina eólica *offshore* no Chile

O segundo estudo de caso trata de um estudo de viabilidade técnico-econômica desenvolvido por Mattar e Guzmán-Ibarra (2017) para um projeto de uma usina eólica *offshore* no Chile. A área de estudo se detém a uma região que compreende a fronteira da costa do Chile, 100 quilômetros a oeste do Oceano Pacífico e com coordenadas de 18° sul e 56° sul de latitude. Essa região é caracterizada pela presença do anticiclone subtropical do sudeste do Pacífico, fazendo com que o vento se direcione para o equador ao longo da maior parte do litoral chileno.

A tabela 3 apresenta características sobre a região de interesse para a instalação da usina, bem como o tipo de máquina adotado para realização do estudo de viabilidade técnico-econômica.

Tabela 3 – Características consideradas no estudo de viabilidade

Característica	Informações
Aerogerador	Vestas V164-8.0 MW
Fundação	SPAR (Hywind-II)
Capacidade instalada	240 MW
Número de turbinas	30
Profundidade da água	200 m
Tempo previsto de operação da usina	25 anos

Fonte: Adaptado de Mattar e Guzmán-Ibarra (2017)

O estudo desenvolvido por Mattar e Guzmán-Ibarra (2017) analisa usinas com diferentes capacidades instaladas: 80 MW, 160 MW e 240 MW. Entretanto, este estudo levará em consideração apenas os valores de custos referentes ao projeto de 240 MW, por se tratar de um projeto com aportes maiores de investimento. Os valores para cada etapa do projeto são apresentados na Tabela 4.



Tabela 4 – Custos por fase do projeto

Fase do projeto	Descrição	Valor (USD)
P&C	Estudos ambientais	11.028.811,00
	Estudos do leito marinho	1.985.186,00
	Projetos de engenharia	258.074,00
	Gestão e desen. projetos	136.779,00
P&A	Turbinas	398.400.000,00
	Infraestrutura	172.527.744,00
	Amarração e ancoragem	21.243.055,00
	Conexão com a rede	86.798.985,00
I&C	Turbinas	36.258.504,00
	Infraestrutura elétrica	20.780.493,00
	Cabo submarino	395.883,00
O&M	Operação	9.600.000,00
	Manutenção	18.000.000,00
D&V	Descomissionamento	30.583.793,00

Fonte: Adaptado de Mattar e Guzmán-Ibarra (2017)

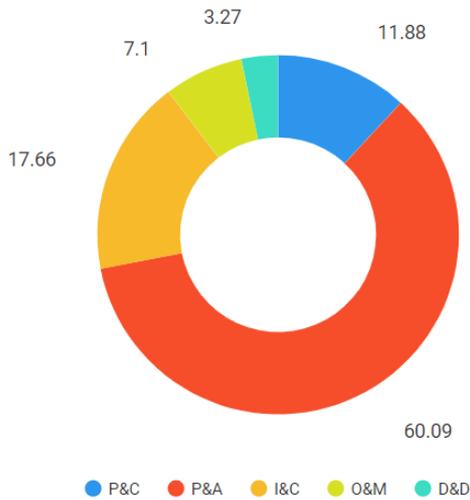
Os valores apresentados, pelos autores, para esse estudo de caso já se encontram em Dólar Americano. Dessa forma, não será necessário realizar uma conversão de moeda, como ocorrido no estudo de caso anterior. O item seguinte deste artigo (item 5) será dedicado para uma análise mais detalhada dos custos apresentados nas tabelas 2 e 4 dos dois estudos de caso.

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os investimentos em usinas eólicas *offshore* são da ordem de bilhões de dólares. Os altos valores investidos em estudos ambientais, engenharia, compra de equipamentos, operação e manutenção e descomissionamento justificam esse comportamento. Analisando os custos de cada fase, é possível notar que umas possuem maior representatividade na estrutura de custos do que outras. As figuras 4 e 5 apresentam as composições dos custos por fase do projeto para os estudos de caso do Reino Unido e Chile, respectivamente.

Figura 4 – Custo por fase do projeto Reino Unido

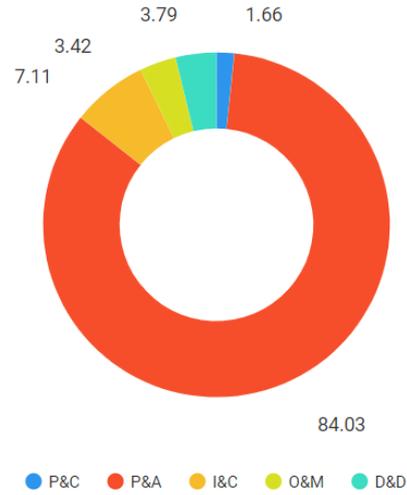
Custos por fase do projeto Reino Unido (%)



Fonte: Elaborado pelos autores (2019)

Figura 5 – Custo por fase do projeto Chile

Custos por fase do projeto Chile (%)



Fonte Elaborado pelos autores (2019)

Os dois estudos de caso apresentam os custos de Produção e Aquisição (P&A) como sendo os mais representativos. Esse mesmo comportamento pode ser observado em outros estudos que se detêm a esse tipo de análise (BLANCO, 2009; KAUSCHE et al., 2018). Esses custos representam a compra dos aerogeradores, fundações, cabos, subestações e todos os outros componentes necessários para o funcionamento de uma usina eólica *offshore*.

No caso do Reino Unido, a fase P&A tem uma participação de 60,09% em relação ao custo total do projeto. No caso do Chile, observa-se uma participação ainda maior de 84,03%. Apesar do projeto do Chile ter uma capacidade de geração menor (240 MW), ele está situado em uma região de águas profundas (200 metros de profundidade). Além disso, o Chile encontra-se mais distante do mercado fornecedor de equipamentos, o qual se concentra, em grande parte, no continente Europeu.

Analisando os valores referentes a fase de Produção e Aquisição, dois itens compõem em grande parte os custos, como pode ser observado nas figuras 6 e 7.



Figura 6 – Percentual dos custos da fase P&A

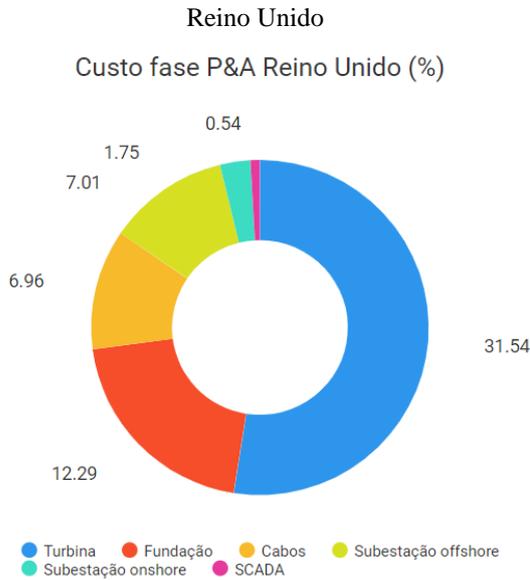
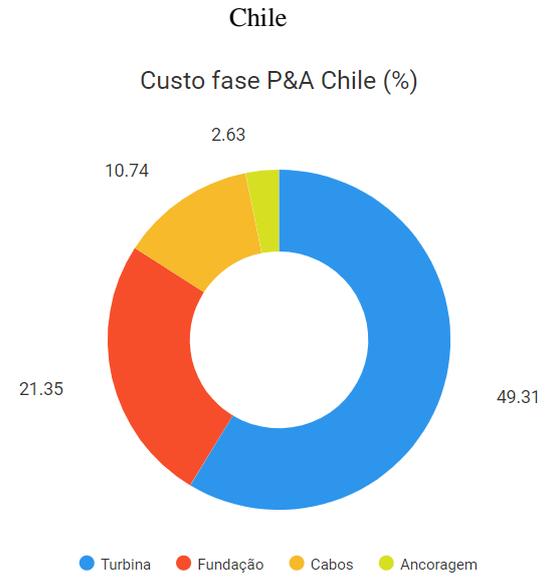


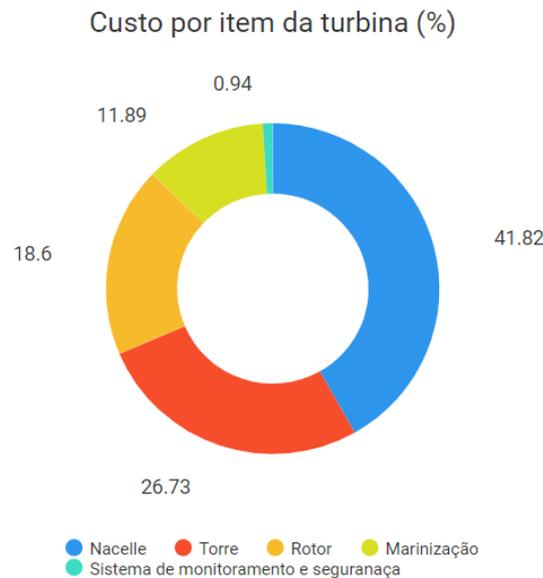
Figura 7 – Percentual dos custos da fase P&A



Como pode ser observado nas figuras 6 e 7, os custos mais representativos nessa fase estão relacionados à turbina e à fundação. No caso do Reino Unido, 31,54% do custo total do projeto refere-se à turbina. Para o Chile, quase 50% do custo está centrado no aerogerador. Essa diferença se dá, principalmente, pelos estudos de caso considerarem máquinas com capacidades nominais diferentes, conforme apresentado nos itens 4.1 e 4.2.

Quando se trata dos componentes de uma turbina eólica *offshore*, o item com maior custo é a nacelle, seguida pela torre e rotor. Os percentuais para cada um dos itens podem ser vistos na figura 8 (KONSTANTINIDIS; KOMPOLIAS; BOTSARIS, 2014)

Figura 8 – Distribuição dos custos de uma turbina eólica *offshore*



Fonte: Elaborado pelos autores (2019)

Um grande percentual de participação nos custos também pode ser observado no processo de “marinização” (11,89% do custo total da turbina). Esse processo envolve uma preparação especial para que a turbina consiga desempenhar sua função requerida em condições extremas do ambiente marinho, protegendo seus componentes dos efeitos que podem ser gerados (KONSTANTINIDIS; KOMPOLIAS; BOTSARIS, 2014).

Os custos com fundação também apresentam percentual de contribuição diferente. No Reino Unido, observa-se uma participação de 12,29% nos custos para uma fundação *monopile*. O Chile apresenta um percentual de 21,35% para uma fundação do tipo flutuante, a qual ainda apresenta um custo adicional referente a ancoragem e amarração da estrutura (2,63%). Outra similaridade observada entre os estudos de caso é que o custo com cabos ocupa a 3ª posição em termos de maior representatividade dos custos para a fase de P&A.

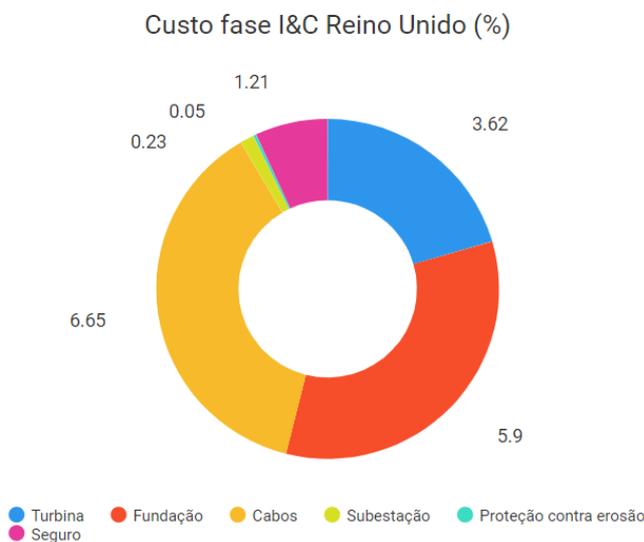
A segunda fase com maior custo representativo é a de Instalação e Comissionamento (I&C). Para o caso do Reino Unido, essa fase representa 17,66% do custo total da usina, enquanto que no Chile esse valor cai para 7,11%. É importante frisar que, para o primeiro caso, 140 máquinas devem ser instaladas enquanto que no segundo



apenas 30 turbinas serão utilizadas. Isso pode justificar o maior percentual para o caso do Reino Unido.

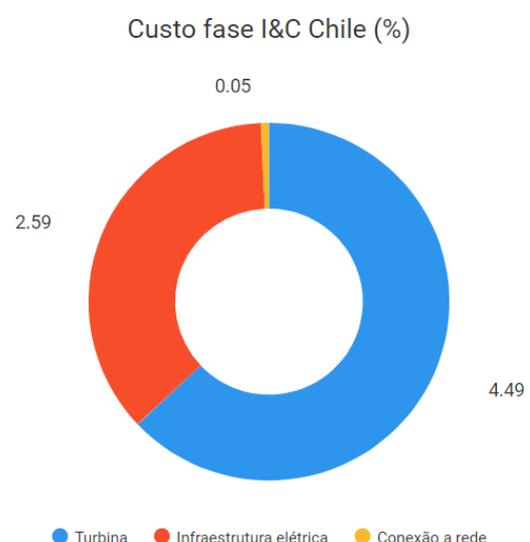
Nessa fase, são realizados eventos como a instalação das turbinas, fundações, subestações *onshore* e *offshore*, instalação dos cabos e conexão com a rede de distribuição (IOANNOU; ANGUS; BRENNAN, 2018; MATTAR; GUZMÁN-IBARRA, 2017). A distribuição dos valores referentes a cada uma dessas atividades pode ser representada de acordo com as figuras 9 e 10.

Figura 9 – Percentual dos custos fase I&C Reino Unido



Fonte: Elaborado pelos autores (2019)

Figura 10 – Percentual dos custos fase I&C Chile



Fonte: Elaborado pelos autores (2019)

As informações contidas nas figuras 9 e 10, informam que os custos com instalação de fundações, cabos e turbinas são os maiores. No projeto desenvolvido para o Reino Unido, a instalação dos cabos possui uma maior participação nos custos com 6,65% seguido pela instalação da fundação (6,65%) e a instalação das turbinas (3,62%). O caso do Chile apresenta um percentual para instalação de turbina de 4,49%, o qual já inclui, também, os custos referentes a instalação das fundações. Os custos com infraestrutura elétrica (instalação de cabos e subestações) vem em seguida com 2,59% do custo total do projeto.

Enfim, temos os custos que representam menos de 25% do custo total do projeto. Esse resultado é obtido com a soma dos custos das fases de Pré-Desenvolvimento e



Concessão (P&C), Operação e Manutenção (O&M) e Descomissionamento e Venda (D&V). Dentre esses, não é possível observar um comportamento regular entre os projetos, visto que o terceiro maior custo para o projeto do Reino Unido é representado pela fase de O&M (7,1%), enquanto que no do Chile é pela fase de D&V (3,79%).

6. Conclusões

Os estudos de caso considerados no desenvolvimento deste estudo permitiram conhecer o montante do investimento necessário em um projeto de usina eólica *offshore*. Trata-se de projetos com investimentos na ordem dos bilhões de dólares. O volume e complexidade das atividades que devem ser executadas para uma correta implantação de um projeto desta natureza, explicam os altos investimentos demandados.

O ciclo de vida de um projeto de uma usina eólica *offshore* é extenso e, geralmente, compreende 5 grandes fases: Pré-Desenvolvimento e Concessão (P&C); Produção e Aquisição (P&A); Instalação e Comissionamento (I&C); Operação e Manutenção (O&M); e Descomissionamento e Venda (D&V).

A fase de Produção e Aquisição (P&A) é aquela fase na qual um maior investimento é demandado. A depender do tipo de projeto, foi observado que o custo dessa fase pode variar de 60% a 85% do custo total do projeto. Esse alto investimento é justificado devido ao alto valor agregado dos componentes que são adquiridos. É o que acontece com a turbina, a qual demanda investimento entre 31% e 50% do custo do projeto, e a fundação, com um percentual entre 12% e 22% do custo do projeto.

Quando o custo da turbina é analisado separadamente, verifica-se que a nacelle representa, aproximadamente, 42% do seu custo total. Isso se deve ao fato deste componente abrigar os principais elementos de um aerogerador, os quais são responsáveis pela conversão e produção de energia elétrica. O segundo item mais caro de uma turbina é a torre, com uma participação aproximada de 27% do custo total desse componente.

Em seguida, representando o segundo maior custo do projeto, tem-se a fase de Instalação e Comissionamento (I&C), variando numa faixa de 7% a 17% do custo total do projeto. Os maiores valores observados são da instalação das fundações, cabos e turbinas. Todos esses componentes necessitam de embarcações adequadas e mão-de-obra especializada para sua execução. O custos desses itens sofre aumento conforme a



quantidade de embarcações e mão-de-obra necessária (SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016), bem como o tempo requerido (IOANNOU; ANGUS; BRENNAN, 2018).

Os custos para as demais fases (Pré-Desenvolvimento e Concessão; Operação e Manutenção; Descomissionamento e Venda), quando somados, representam uma faixa de 9% a 25% do custo total do projeto. É importante destacar que todos os percentuais determinados terão variação conforme as especificações de cada projeto.

Por fim, deixa-se como recomendações para futuros trabalhos desenvolver um estudo para o Brasil semelhante aos aqui tratados. A literatura já conta com estudos que propõem maneiras para determinar os custos em diferentes fases do ciclo de vida de um projeto de energia eólica *offshore* (DICORATO et al., 2011; IOANNOU; ANGUS; BRENNAN, 2018; SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016; THE CROWN ESTATE, 2019). Essa replicação tornaria possível conhecer como essa estrutura de custos se apresenta no Brasil e como estamos em relação aos países mais desenvolvidos neste setor.

Agradecimentos: Este artigo é resultado da parceria entre a Petrobras e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e recebeu apoio financeiro do P&D - Setor Elétrico da ANEEL (PD-00553-0045/ 2016).

Referências

- BLANCO, M. I. The economics of wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 6–7, p. 1372–1382, 2009.
- CASTRO-SANTOS, L.; MARTINS, E.; GUEDES SOARES, C. Economic comparison of technological alternatives to harness offshore wind and wave energies. **Energy**, v. 140, p. 1121–1130, 2017.
- DICORATO, M. et al. Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. **Renewable Energy**, v. 36, n. 8, p. 2043–2051, 2011.
- EFFIOM, S. O.; NWANKWOJIKE, B. N.; ABAM, F. I. Economic cost evaluation on the viability of offshore wind turbine farms in Nigeria. **Energy Reports**, v. 2, p. 48–53, 2016.
- ENERGY, E. F. M. FOR E. A. AND. Offshore wind energy: An overviewm of activities in Germany. p. 44, 2015.
- ESTEBAN, M. D. et al. Why offshore wind energy? **Renewable Energy**, v. 36, n. 2, p.



444–450, 2011.

IOANNOU, A.; ANGUS, A.; BRENNAN, F. A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances. **Applied Energy**, v. 221, p. 406–424, 2018.

IRENA. **Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050**. [s.l.: s.n.],.

IRENA. **RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2018**. [s.l.: s.n.],.

KAISER, M. J.; SNYDER, B. F. **Offshore wind energy cost modeling: Installation and Decommissioning**. Londre: Springer, 2012.

KAUSCHE, M. et al. Floating offshore wind - Economic and ecological challenges of a TLP solution. **Renewable Energy**, v. 126, p. 270–280, 2018.

KONSTANTINIDIS, E. I.; KOMPOLIAS, D. G.; BOTSARIS, P. N. Viability analysis of an offshore wind farm in North Aegean Sea, Greece. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 6, n. 2, 2014.

MALHOTRA, S. Selection, Design and Construction of Offshore Wind Turbine Foundations. **Wind Turbines**, p. 231–263, 2011.

MATTAR, C.; GUZMÁN-IBARRA, M. C. A techno-economic assessment of offshore wind energy in Chile. **Energy**, v. 133, p. 191–205, 2017.

MIN, C. G. et al. Economic considerations underlying the introduction of capacity mechanism in Korean offshore wind farms. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 26, n. 10, p. 2060–2073, 2016.

MOSTAFAEIPOUR, A. Feasibility study of offshore wind turbine installation in Iran compared with the world. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 7, p. 1722–1743, 2010.

OH, K.-Y. et al. Wind resource assessment around Korean Peninsula for feasibility study on 100MW class offshore wind farm. **Renewable Energy**, v. 42, p. 217–226, 2012.

SATIR, M.; MURPHY, F.; MCDONNELL, K. Feasibility study of an offshore wind farm in the Aegean Sea, Turkey. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, n. September 2016, p. 2552–2562, 2018.

SHAFIEE, M.; BRENNAN, F.; ESPINOSA, I. A. A parametric whole life cost model for offshore wind farms. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 21, n. 7, p. 961–975, 2016.

SHI, W. et al. Feasibility study of offshore wind turbine substructures for southwest offshore wind farm project in Korea. **Renewable Energy**, v. 74, p. 406–413, 2014.

THE CROWN ESTATE. A Guide to an Offshore Wind Farm. **Power**, n. January, p. 1–70, 2019.

TURRIONI, J. B.; MELLO, C. H. P. Metodologia de Pesquisa em Engenharia de



Produção - Estratégias, Métodos e Técnicas para Condução de Pesquisas Quantitativas e Qualitativas. **Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI**, p. 199, 2012.