

Alex Hiratsuka Wu  
Carolina Deprá Mondadori  
Laís Caroline Alves Moraes  
Rodrigo Carneiro da Silva

# **Considerações no Projeto de Turbinas de Correntes Marítimas**

São Paulo

2018

Alex Hiratsuka Wu  
Carolina Deprá Mondadori  
Laís Caroline Alves Moraes  
Rodrigo Carneiro da Silva

## **Considerações no Projeto de Turbinas de Correntes Marítimas**

Texto apresentado à Escola Politécnica da  
USP como parte dos requisitos para a obten-  
ção do título de engenheiro civil

Universidade de São Paulo – USP

Escola Politécnica

Departamento de Engenharia de Estruturas e Geotécnica

Orientador: Prof. Dr. Guilherme Rosa Franzini

São Paulo

2018

# Agradecimentos

Agradecemos primeiramente ao nosso professor e amigo, Prof. Guilherme Rosa Franzini, por toda a orientação, paciência e disposição, por nos ajudar e por instigar nosso crescimento, durante todo o processo de desenvolvimento de nosso trabalho, mas também durante a graduação.

Agradecemos também aos nossos familiares e amigos, que estiveram conosco, apoiando durante este trabalho e durante toda a nossa trajetória acadêmica.

# Resumo

Atualmente, a matriz energética mundial é composta principalmente por fontes baseadas em combustíveis fósseis. Entretanto, este tipo caracteriza-se pelo grande impacto negativo gerado ao meio ambiente e à população, e por ser um recurso finito, limitando o seu potencial de exploração, motivando a busca por fontes limpas e renováveis.

Por estas e outras questões, os países ao redor do mundo vêm investindo em fontes renováveis de energia. Estas representaram mais de 55% da potência mundial instalada em 2015, sendo que as protagonistas da geração de energia foram as matrizes eólica e hidráulica.

Dentro desta última, encontram-se as turbinas de correntes marítimas, objeto deste estudo. Em comparação com as outras hídricas, sua representatividade da energia gerada é pequena em relação ao montante indicado de 55%. Esta tecnologia, ainda com poucas aplicações em relação as demais opções renováveis, possui potencial para igualar os custos de instalação, manutenção e operação das demais alternativas.

Nesse contexto, este trabalho surge com a proposta de apresentar algumas considerações acerca do funcionamento das turbinas de correntes marítimas, bem como dos possíveis métodos de fixação junto ao solo marinho e de métodos de análise comparativa. Deste modo, é apresentado aqui um modelo numérico programado em ambiente MATLAB®, no qual buscou-se alinhar devidamente a calibração, para ter seus resultados comparados aos analisados na literatura correspondente.

A parte teórica para o cálculo dos carregamentos devido à interação fluido-estrutura se desenvolve a partir da análise matemática de um turbina de corrente marítima com a metodologia *BEMT* (em inglês *Blade Element Momentum Theory*, ou em português Teoria da Quantidade de Movimento de Elemento de Pá). Tal metodologia discretiza cada pá da turbina em vários elementos ao longo de seu comprimento. Para cada um desses elementos, são calculados os esforços hidrodinâmicos que sobre eles atuam. O cálculo dos esforços é realizado por meio de um processo iterativo e ao final do processo obtém-se o torque e a força axial total da turbina.

**Palavras-chave:** Turbinas de correntes marítimas; Energia renovável; Teoria da quantidade de movimento de elemento de pá; Interação fluido-estrutura.

# Abstract

Currently, the world energy consumption is mainly composed of fossil fuels. This type of resource is not only limited, but also presents a series of environmental issues that motivate the search for cleaner and renewable sources.

For this reason, some countries invest in renewable energy sources. These represented more than 55% of the worldwide installed power in 2015. For the sake of completeness of this introduction, we emphasize that the wind and the hydraulic sources are the most important solutions.

The subject of this study, the tidal current turbines, is included in this field. In the renewable energy scenario, they are less significant than the wind and the others hydraulic sources. Notice, however, that this technology has the potential to decrease the installation, maintenance and operation costs, allowing to improve its participation in the global energy consumption.

In this context, this project discuss some aspects of the tidal current turbines, including the hydrodynamic loads and its installation on the seabed. Aiming at calculating the loads, a numeric model is programmed in MATLAB<sup>®</sup> and must be properly calibrated and have its results compared to the ones found in literature.

The theory for the calculation of the load is the BEMT (Blade Element Momentum Theory). Such methodology discretizes each blade of the turbine in several elements along its length. For each of these elements, hydrodynamic forces are calculated using classical bidimensional lift, drag and torque curves. We emphasize that the sectional loads are calculated my means of an iterative process. Once all the sectional loads are obtained, the global loads are assessed by integration along the blade length.

**Keywords:** Tidal current turbines, Blade Element Momentum Theory, Renewable Energy

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Capacidade adicionada líquida em GW, das energias renováveis a capacidade energética global em 2015. Fonte:(AGENCY, 2016) . . . . .	13
Figura 2 – Exemplo de roda d’água utilizada no Reino Unido. Fonte:(UK, 2018) .	14
Figura 3 – Usina hidrelétrica de Itaipu. Fonte:(BINACIONAL, 2018) . . . . .	14
Figura 4 – Usina de La Rance, Bretanha, França. Fonte:(ENERGIES, 2018a) . . .	15
Figura 5 – Sistemas estruturais de fixação de turbinas de correntes marítimas. Fonte:(AQUARET, 2018) . . . . .	17
Figura 6 – Turbina de eixo horizontal desenvolvida pela Andritz Hydro. Fonte:(HAMMERFEST, 2018) . . . . .	19
Figura 7 – Exemplo de turbina de eixo vertical. Fonte:(STRATHCLYDE, 2018) .	20
Figura 8 – Turbina do tipo hidrofólio alternado. Fonte:(AQUARET, 2018) . . . .	20
Figura 9 – Turbina utilizando o fenômeno do dispositivo de Venturi. Fonte:(AQUARET, 2018) . . . . .	21
Figura 10 – Turbina desenvolvida no projeto SeaGen. Fonte: (ENERGY, 2018). . .	23
Figura 11 – Imagens de rotor desenvolvido no projeto SeaGen, já implementado. Fonte: (ENERGY, 2018). . . . .	24
Figura 12 – Imagens de rotor desenvolvido no projeto SeaGen, já implementado. Fonte: (ENERGY, 2018). . . . .	24
Figura 13 – Composição de custos de fontes de energias renováveis e convencionais. Fonte: (LAZARD, 2017). . . . .	25
Figura 14 – Capacidade do projeto em função do CAPEX. Fonte: (OES; IEA, 2015). .	26
Figura 15 – Estágio de operação em função do OPEX do projeto. Fonte: (OES; IEA, 2015). . . . .	26
Figura 16 – Capacidade do projeto em mega watts em função da LCOE em \$/MWh. Fonte: (OES; IEA, 2015). . . . .	27
Figura 17 – Custo em \$/kW das alternativas de energias convencionais e alternativas. Fonte: (LAZARD, 2017). . . . .	27
Figura 18 – Turbina de projeto da Atlantis em deslocamento para o local de implantação. Fonte: (ENERGY, 2018). . . . .	28
Figura 19 – Turbina de projeto da Atlantis em deslocamento para o local de implantação. Fonte: (ENERGY, 2018). . . . .	28
Figura 20 – Exemplo de embarcação com perfuratriz acoplada. Fonte:(LTD., ) . . .	32
Figura 21 – Trípode com contrapeso em ferro fundido. Fonte:(SABELLA, ) . . . .	34
Figura 22 – Turbina desenvolvida no projeto AR1500. Fonte: (ENERGY, 2018). . .	37
Figura 23 – Turbina desenvolvida no projeto <i>Open-Centre Turbine</i> . Fonte:(ENERGIES, 2018b) . . . . .	38

Figura 24 – <i>Sabella</i> , turbina desenvolvida no projeto do ICE. Fonte:(SABELLA, ) .	39
Figura 25 – Ilustração da turbina MORILD II. Fonte:(NORWAY, 2010) . . . . .	39
Figura 26 – Tubo que envolve a corrente que passa pelo disco atuador. Fonte: Burton (2001). . . . .	44
Figura 27 – Diagrama de forças de sustentação e arrasto. Fonte: (ALLSOP et al., 2016). . . . .	48
Figura 28 – Interpolação no perfil NACA 4115. Os pontos maiores são provenientes da referência bibliográfica e os menores são a interpolação. Fonte: Elaborada pelos autores. . . . .	50
Figura 29 – Fluxograma da estrutura do código. Fonte: Elaborada pelos autores. . .	52
Figura 30 – Fluxograma da estrutura do código. Fonte: (ALLSOP et al., 2016). . .	53
Figura 31 – Fluxograma da estrutura do código. Fonte: (ALLSOP et al., 2016). . .	53
Figura 32 – Resultados do artigo de TSR x Cp. Fonte: (ALLSOP et al., 2016). . . .	54
Figura 33 – Força axial por r/R. Fonte: Elaborada pelos autores. . . . .	55
Figura 34 – Torque por r/R. Fonte: Elaborada pelos autores. . . . .	55
Figura 35 – Indicação dos parâmetros de entrada <i>HubRad</i> , <i>HubHt</i> , <i>Overhang</i> , <i>Shift-Tilt</i> e <i>Precone</i> . Fonte: (JONKMAN et al., ). . . . .	58
Figura 36 – Indicação dos parâmetros de entrada <i>Pitch</i> e <i>Yaw</i> . Fonte:(JONKMAN et al., ). . . . .	59
Figura 37 – Exemplos de códigos de <i>outputs</i> . Fonte: (JONKMAN et al., ). . . . .	61
Figura 38 – Orientação da corda, representada por <i>Local Blade Chordline</i> . Fonte: (JONKMAN et al., ). . . . .	61
Figura 39 – Vista lateral para ilustrar <i>BlSpn</i> , <i>BlCrvAC</i> e <i>BlCrvAng</i> . Fonte: (JONK- MAN et al., ). . . . .	62
Figura 40 – Vista frontal para ilustrar o <i>BlSupAC</i> . Fonte: (JONKMAN et al., ). . .	63

# Lista de tabelas

Tabela 1	– Classificação das velocidades das correntes marinhas. Fonte:(SCOTT, 2009) . . . . .	16
Tabela 2	– Classificação dos escoamentos.Fonte:(SCOTT, 2009) . . . . .	16
Tabela 3	– Quadro comparativo da influência de certos parâmetros em turbinas eólicas <i>offshore</i> e turbinas de correntes marítimas. Fonte:(AQUARET, 2018) . . . . .	18
Tabela 4	– Quadro comparativo dos exemplos de aplicação estudados.Fonte: Elaborada pelos autores. . . . .	40
Tabela 5	– Quadro comparativo dos locais e tipos de sistema de fundeio dos exemplos de aplicação. Fonte: Elaborada pelos autores. . . . .	41
Tabela 6	– Resultados obtidos de $TSR \times Cp$ . Fonte: Elaborada pelos autores. . . .	54



# Sumário

1	OBJETIVOS . . . . .	11
2	INTRODUÇÃO . . . . .	12
2.1	Fontes Renováveis de Energia . . . . .	12
2.2	Estrutura e Funcionamento das Turbinas de Correntes Marítimas . .	15
2.3	Tipos de Turbinas de Correntes Marítimas . . . . .	18
2.4	Parâmetros de Influência do Ambiente . . . . .	21
2.5	Motivações . . . . .	23
3	CONSIDERAÇÕES SOBRE O SISTEMA DE FUNDEIO . . . . .	29
3.1	Sistemas Fixos . . . . .	30
3.1.1	Bases de Gravidade em Concreto (Bloco de Concreto Gravidade) . . . . .	30
3.1.2	Estacas . . . . .	31
3.1.3	Trípodes . . . . .	33
3.2	Sistemas Móveis . . . . .	34
4	EXEMPLOS DE APLICAÇÃO . . . . .	36
4.1	AR1500 . . . . .	36
4.2	SeaGen . . . . .	36
4.3	Open-Centre . . . . .	37
4.4	AndritzHydro Hammerfest . . . . .	38
4.5	Sabella D10 . . . . .	38
4.6	MORILD II . . . . .	39
4.7	Hydro-Gen . . . . .	39
4.8	Rotech Tidal Turbine RTT . . . . .	40
4.9	Comparação entre as turbinas . . . . .	40
5	FUNDAMENTOS TEÓRICOS . . . . .	42
5.1	O modelo teórico . . . . .	42
5.2	Introdução ao Modelo BEMT . . . . .	43
5.3	Teoria da Quantidade de Movimento Unidimensional . . . . .	45
5.4	Quantidade de Movimento Angular . . . . .	46
5.5	<i>Blade Element Momentum Theory</i> . . . . .	48
6	IMPLEMENTAÇÃO . . . . .	50
6.1	Discretização da Pá . . . . .	50
6.2	Rotina Matemática . . . . .	51

6.3	Estrutura do Modelo . . . . .	51
6.4	Resultados Obtidos . . . . .	52
6.5	Considerações sobre o Código . . . . .	53
7	VALIDAÇÃO COM O FAST® . . . . .	56
7.1	<i>AeroDyn Driver Input File</i> . . . . .	57
7.2	<i>AeroDyn Primary Input File</i> . . . . .	58
7.3	<i>Blade Data Input File</i> . . . . .	60
7.4	<i>Airfoil Data Input File</i> . . . . .	63
8	CONCLUSÕES . . . . .	65
	REFERÊNCIAS . . . . .	67

# Organização do Texto

O presente documento está dividido em 8 capítulos, onde serão apresentados considerações sobre o projeto de turbinas de correntes marítimas. Os objetivos deste estudo encontram-se descritos no capítulo 1 deste documento. Em seguida a este, o capítulo 2 tratará da contextualização energética sob um aspecto global, na qual está inserido o elemento de estudo do trabalho, indicando também as motivações para o desenvolvimento do mesmo.

No capítulo 3, são apresentados as configurações típicas de fundações utilizadas nos projetos de turbinas de correntes marítimas. Nele são descritas as peculiaridades de tais concepções, indicando sua geometria, bem como, suas vantagens e desvantagens de aplicação.

No capítulo 4, apresentam-se casos de aplicação e estudo de dispositivos já implementados. Destaca-se neste item os potenciais de geração instalados de cada projeto e as localidades onde estão inseridos, de modo a ser possível compreender a variedade de projetos e estabelecer breves comparativos entre eles.

Em seguida, o capítulo 5 introduz a metodologia aplicada do BEMT (*Blade Element Momentum Theory*) e seu contexto histórico, bem como as justificativas da análise a ser realizada. O modelo desenvolvido pelo grupo para a análise é descrito no capítulo 6, onde são realizadas as considerações sobre o código implementado.

Já o capítulo 7 traz, de forma resumida, uma possível validação a ser realizada com o *software* AeroDyn<sup>®</sup>, uma ferramenta do FAST<sup>®</sup>. Por fim, as considerações finais sobre o trabalho desenvolvido são apresentadas no capítulo 8.

# 1 Objetivos

Este projeto de formatura tem por objetivo principal fazer considerações sobre os esforços atuantes nas turbinas de correntes marítimas e sobre a metodologia a ser empregada em um sistema de fundeio. Como metodologia para se obter tais esforços, foi desenvolvida uma rotina numérica em ambiente MATLAB<sup>®</sup> para o cálculo dos esforços hidrodinâmicos que, por sua vez, tem como base o BEMT (*Blade Element Momentum Theory*<sup>1</sup>).

Visando atingir o propósito do trabalho, foi estabelecido um roteiro, dividido em cinco pontos principais: estudo da capacidade energética, estudo das concepções de sistemas de fundeio, compreensão das principais forças presentes nas turbinas, implementação do algoritmo supra-citado e proposta de como o algoritmo desenvolvido poderá ser melhor desenvolvido em trabalhos futuros através da verificação das forças atuantes por meio do *software* Fast<sup>®</sup>.

O primeiro ponto tem por propósito estabelecer o uso de turbinas de correntes marítimas no contexto das fontes energéticas disponíveis atualmente, bem como o seu potencial de geração e a capacidade de crescimento ainda existente. Desta forma, a seção 2.5 visa contextualizar o trabalho aqui conduzido e identificar oportunidades de crescimento deste tipo de solução. Em paralelo a este ponto, são apresentados os tipos de sistemas de fundeio utilizados em turbinas de correntes marítimas, sendo realizada uma análise dos tipos mais frequentes e sua relação com os parâmetros de influência.

O terceiro ponto é a compreensão dos esforços atuantes nas turbinas de correntes marítimas, por meio da descrição matemática da interação entre a turbina e o fluido. Partir-se-á, neste momento, do estudo do modelo analítico BEMT para compreender como podem ser obtidos os esforços hidrodinâmicos.

Como quarto ponto, tem-se a implementação do BEMT em uma ferramenta numérica em ambiente MATLAB<sup>®</sup>. Busca-se, com a execução deste, tecer algumas considerações sobre o projeto de tais estruturas, em particular no tocante ao sistema de fundeio.

Finalmente, aponta-se uma possibilidade de verificação dos resultados obtidos no MATLAB<sup>®</sup> no quinto ponto. Algumas das saídas geradas na ferramenta numérica construída neste projeto são utilizados como entradas no módulo AeroDyn<sup>®</sup>, do Fast<sup>®</sup>. Dentre estas saídas, destacam-se os valores das forças normais, tangenciais, de sustentação e de arrasto atuantes na turbina, permitindo assim, uma possível comparação com os resultados obtidos no ambiente MATLAB<sup>®</sup>.

---

<sup>1</sup> Em português, Teoria da Quantidade de Movimento do Elemento de Pá.

## 2 Introdução

A geração de energia é uma questão de grande importância em todos os países do mundo. Atrelada diretamente à economia, está relacionada a todos os setores dela, desde a exploração direta de recursos da natureza, até sua manufatura e consequente comercialização pelos serviços prestados. É fato que o desenvolvimento das nações está diretamente relacionado à produção de energia e sua reserva, independente da fonte de exploração.

Segundo a Organização das Nações Unidas, a população mundial em 2050 será de 9,8 bilhões de pessoas. Isso equivale a um aumento de quase trinta por cento na demanda de recursos em aproximadamente trinta anos. Desta forma, questionamentos acerca de onde extrair matérias-primas e também de como executar a produção dos objetos oriundos destas tornaram-se questões fundamentais da sociedade.

Atualmente, grande parte dos recursos energéticos são provenientes de origens não-renováveis. Carvão, petróleo e gás ainda lideram o ramo energético e fortalecem a dependência desses produtos. O constante aumento de demanda e a diminuição de recursos esgotáveis fortalecem a necessidade de utilização e desenvolvimento de novas fontes de energia alternativas.

### 2.1 Fontes Renováveis de Energia

Nos últimos anos, pôde-se verificar um crescimento como nunca antes da capacidade energética por fontes renováveis de energia. Por oferecerem a possibilidade de geração de energia de maneira praticamente inesgotável, cada vez mais o interesse sobre estas tem crescido, em uma velocidade gradualmente maior. Segundo o IEA (*International Energy Agency*), em 2015 a capacidade global de energias renováveis recebeu uma adição total de 150 GW, ultrapassando os anteriores 130 GW adicionados em 2014.

A energia solar, hidrodinâmica e eólica são as fontes mais populares e que possuem um potencial energético maior a ser explorado, como pode ser visto na Figura 1. Os governos ao redor do mundo têm progressivamente realizado leilões para incentivar a criação de novas plantas de energia solar (locais destinados à exploração de energia por meio de painéis fotovoltaicos) e de energia eólica (fazendas de turbinas eólicas, sejam elas *onshore* ou *offshore*).

No entanto, dentre os tipos mais empregados e desenvolvidos atualmente, a matriz hidráulica é uma das fontes com grande capacidade de exploração. O planeta Terra possui em torno de 1.386.000.000 quilômetros cúbicos de água, representando 71% da cobertura da

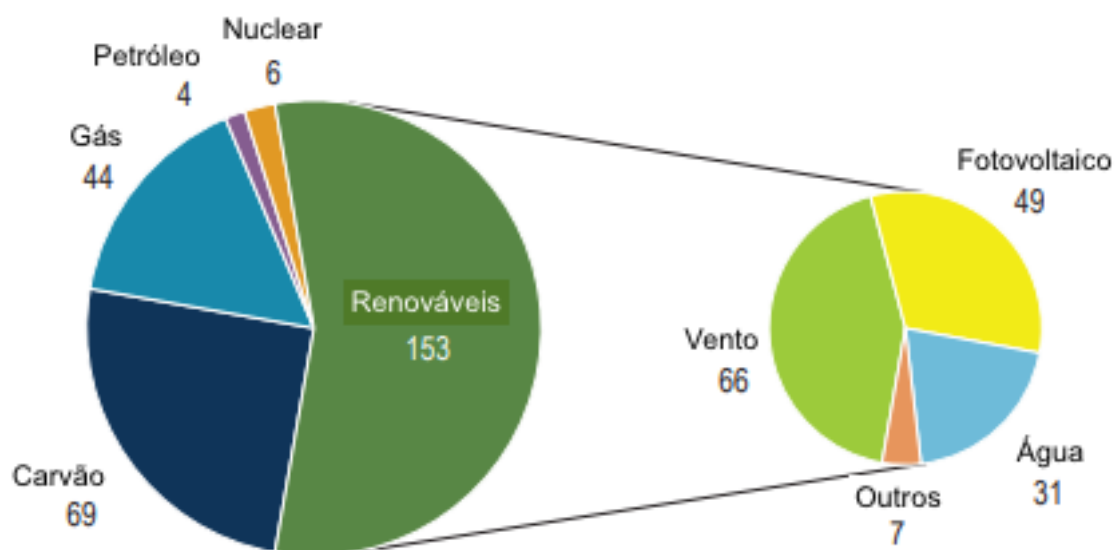


Figura 1 – Capacidade adicionada líquida em GW, das energias renováveis a capacidade energética global em 2015. Fonte:(AGENCY, 2016)

superfície terrestre. Esse volume hídrico está sob influência dos mais diferentes fenômenos, sendo alguns muito propícios à geração de energia, como os desníveis topográficos, à variação de altura das marés e à existência das correntes marítimas.

Algumas alternativas de exploração energética por meio da matriz hídrica já vêm sendo utilizadas há muito tempo, como por exemplo, as rodas d'água (Figura 2) e, mais recentemente, as usinas hidrelétricas (Figura 3). As primeiras, empregadas desde os tempos da idade média, tinham aplicações relacionadas à realização de tarefas como, por exemplo, o acionamento de moinhos para moer grãos e irrigação. Já as últimas, desenvolvidas a partir do fim do século XIX, são baseadas no aproveitamento do desnível de quedas d'água para geração de energia e abastecimento de cidades inteiras. Ao longo dos anos, estas tornaram-se empreendimentos ligados a um grande potencial, como a hidrelétrica de Itaipu, com capacidade total de 14 GW.

Atualmente, outras opções dentro dessa matriz têm sido estudadas como, por exemplo, a energia proveniente das marés. Dentre exemplos de sucesso, é possível citar a Usina de La Rance, em serviço na região da Bretanha, na França, desde 1966. O empreendimento com capacidade de geração de energia de 240 MW, tem 390 m de comprimento e 33 m de largura, sendo capaz de atender o abastecimento de uma cidade de 225.000 habitantes. O funcionamento de La Rance baseia-se na variação do nível d'água de cada lado da barragem e, conseqüentemente, do volume de água que flui de um lado para o outro. O fluxo de água máximo admitido nas turbinas é de  $6600 \text{ m}^3/\text{s}$ , podendo ser obtido tanto na cheia como no esvaziamento das marés.

Ambos os exemplos citados estavam relacionadas à utilização de recursos hídricos



Figura 2 – Exemplo de roda d'água utilizada no Reino Unido. Fonte:(UK, 2018)



Figura 3 – Usina hidrelétrica de Itaipu. Fonte:(BINACIONAL, 2018)

fluviais ou àqueles presentes próximos a costa dos continentes, porém grande parte do volume de água está justamente nos mares e oceanos, na porção denominada *offshore*. Alternativas para explorar essa porção ainda pouco utilizada têm sido estudadas, bem como tem sido construídas em forma de protótipos, voltados por exemplo para as turbinas de correntes marítimas, objeto de análise deste trabalho.





Figura 4 – Usina de La Rance, Bretanha, França. Fonte:(ENERGIES, 2018a)

## 2.2 Estrutura e Funcionamento das Turbinas de Correntes Marítimas

As turbinas de correntes marítimas são estruturas empregadas para a geração de energia a partir do movimento das correntes marítimas (também denominadas correntes marinhas). A massa de água em deslocamento mobiliza as pás das turbinas, removendo estas do estado de inércia, por meio da transferência de energia cinética. O transporte das correntes pode variar devido às ações de fenômenos físicos como a influência gravitacional da Lua e do Sol nos mares. Além desta, outras mudanças podem ocorrer por meio de interferências no fundo dos mares, formando quedas d'água (*overfalls*) ou movimentos de subida e descida repentinas das correntes (*upwelling* e *downwelling*).

Desta forma é possível analisar o comportamento das correntes do ponto de vista de como se desenvolve seu campo de escoamento e como variam seus parâmetros. São de interesse, principalmente, o parâmetro de velocidade e o tipo de escoamento desenvolvido, podendo ser classificados em uma escala variando de velocidades baixas (e o escoamento associado a estas) até faixas de velocidades altas (bem como o tipo de escoamento desenvolvido). A Tabela 1 traz uma breve classificação acerca das velocidades das correntes marinhas enquanto a Tabela 2 ilustra as características dos escoamentos.

Para melhor compreender o funcionamento das turbinas de correntes marítimas, pode-se segmentá-las, de modo geral, em quatro componentes fundamentais: o rotor, sua caixa de velocidade, o gerador e o sistema de suporte (ou fixação). O primeiro, destinado à extração da energia a partir do escoamento das correntes, é tipicamente classificado



Tabela 1 – Classificação das velocidades das correntes marinhas. Fonte:(SCOTT, 2009)

<b>Muito baixa</b>	<b>Baixa</b>	<b>Média</b>	<b>Alta</b>	<b>Muito alta</b>
<2,5 m/s	2,5 a 3,5 m/s	3,5 a 4,5 m/s	4,5 a 5,5 m/s	>5,5 m/s

Tabela 2 – Classificação dos escoamentos.Fonte:(SCOTT, 2009)

<b>Muito baixa</b>	<b>Média</b>	<b>Muito alta</b>
<b>Fluxo Laminar</b>	Principalmente laminar, a exceção de condições excepcionais de marés	<b>Fluxo turbulento</b>

segundo a orientação de seu eixo, horizontal e vertical. O segundo componente, que tem por função amplificar a velocidade de rotação do rotor, é comumente caracterizado por ter um sistema de engrenagens planetárias ou um sistema hidráulico. O terceiro elemento indicado pode ser do tipo de indução ou de ímã permanente e tem por finalidade realizar a conversão da energia cinética rotacional para energia elétrica. Por último, tem-se a fundação da estrutura, que deve ser responsável por alicerçar a turbina no solo marinho. Esta pode ser executada por gravidade, por meio de pilares ou por ancoragem.

O sistema de suporte pode receber outra classificação, de sistemas fixos ou flutuantes. O suporte fixo consiste no emprego de estruturas rígidas, fixas ao solo. Os sistemas de estruturas gravitacionais, caracterizados por blocos maciços de concreto ou aço, cuja garantia de estabilidade é decorrente de sua própria inércia, e as estruturas de pilares, onde a fixação junto ao substrato é assegurada pela cravação ou perfuração de uma ou mais hastes encaixam-se nesta classificação. Por outro lado, os sistemas móveis ou flutuantes são aqueles que, por meio da ancoragem de cabos fixados no solo, garantem a estabilidade do conjunto de geração de energia, oferecendo a este maior mobilidade. A Figura 5 exemplifica alguns tipos de fixação da turbina ao leito marítimo.

Baseadas inicialmente no princípio das turbinas eólicas, onde a maioria dos conjuntos funcionam segundo a movimentação das hélices em torno de um eixo horizontal, as turbinas de correntes marítimas possuem outros tipos de concepções que permitem a diversificação de suas aplicações. De um modo geral, todos os tipos buscam aliar a geometria mais adequada à produção de energia, de forma a garantir o máximo aproveitamento da energia cinética resultante do fluido em zonas de correntes.

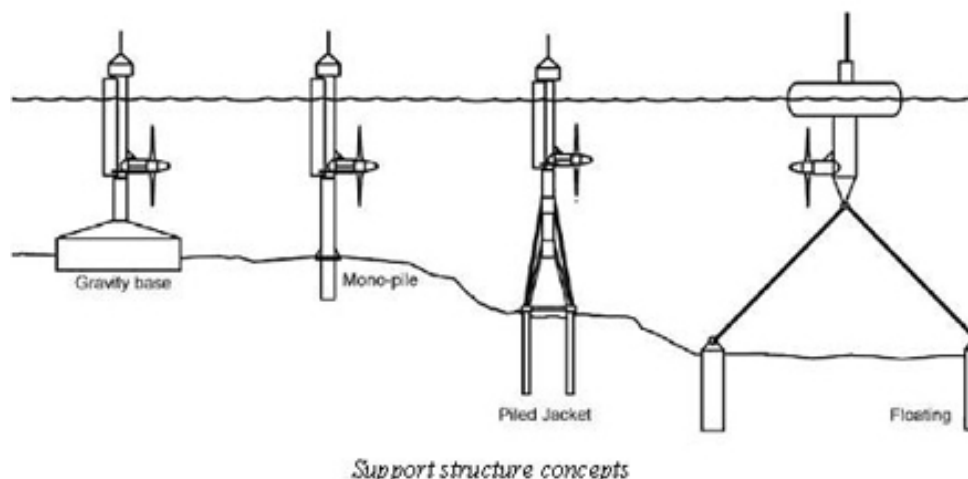


Figura 5 – Sistemas estruturais de fixação de turbinas de correntes marítimas.  
Fonte:(AQUARET, 2018)

A tecnologia de turbinas de correntes marítimas tem recebido maior atenção nas últimas décadas devido à necessidade de exploração de outras alternativas renováveis de energia na matriz hídrica. Desde a última década do século XX, diferentes projetos e modelos têm sido estudados e aplicados, principalmente, na costa noroeste da Europa, no Mar do Norte e no seus limites com o Oceano Atlântico. São destaques na pesquisa desse tipo de alternativa a Inglaterra, Irlanda do Norte, Noruega e França.

De um modo geral, no que se refere ao funcionamento das turbinas de correntes marítimas, como mencionado anteriormente, elas se assemelham, com ressalvas, às turbinas eólicas, sendo alguns de seus modelos de grande semelhança com aqueles destinados à geração de energia a partir do vento. Além disso, seu processo de conversão de energia é também análogo: primeiramente o rotor da turbina é movimentado pelo escoamento do fluido; em seguida, a caixa de velocidade converte a velocidade mais baixa do eixo da turbina para a desejável no eixo do gerador; este, por sua vez, converte a energia transferida para energia elétrica que é transmitida à costa por meio de cabos dispostos sobre o solo marinho. Ainda em comparação com as turbinas eólicas, é possível dizer que a tecnologia objeto de estudo deste projeto de formatura apresenta vantagens como a menor geração de impactos relacionados às poluições sonora e visual durante sua vida útil. Para efeito comparativo, também pode-se falar sobre as solicitações na estrutura da turbina, sendo que a água marinha é um fluido aproximadamente oitocentas vezes mais densa que o ar. Os efeitos decorrentes disso permitem supor que uma turbina de corrente marítima dimensionada adequadamente teria um diâmetro de rotor de aproximadamente a metade do de turbina eólica, considerando a mesma potência nominal. Além disso, verifica-se que a respeito do fluxo das correntes marítimas existe uma maior previsibilidade de seus parâmetros, como velocidade e direção, em relação aos ventos. Essas comparações podem ser melhor analisadas a partir dos insumos apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Quadro comparativo da influência de certos parâmetros em turbinas eólicas *offshore* e turbinas de correntes marítimas. Fonte:(AQUARET, 2018)

Parâmetro	Efeito/Implicações do Parâmetro em	
	Turbinas Eólicas Offshore	Turbinas de Marés
<b>Densidade do fluido</b>	$\sim 1,25 \text{ kg/m}^3$	$\sim 1025 \text{ kg/m}^3$
<b>Máxima velocidade durante a operação normal</b>	$\sim 25 \text{ m/s}$	2-5 m/s
<b>Velocidade nominal</b>	$\sim 12 \text{ m/s}$	2-5 m/s
<b>Máxima velocidade durante a vida útil</b>	50 m/s	Semelhante a de operação
<b>Variação de velocidade com o tempo</b>	Estocástica, magnitude e direção variáveis acima de escalas de tempo, de segundos a anos	Varição em magnitude e direção previsíveis por dados locais do período de anos
<b>Diâmetro do rotor (típico)</b>	90-120 m	15-30 m em função das correntes
<b>Limitações no diâmetro do rotor</b>	Integridade mecânica, primeiramente a fadiga devido as tensões do peso próprio	Integridade mecânica, cavitação, profundidade d'água. Velocidade reduzida com aumento do diâmetro. Limitação nas tensões das pás, principalmente devido as forças de impulso serem muito maiores pela alta densidade do fluido
<b>Padrão de variação do fluxo</b>	Complexo (turbulento)	Complexo (turbulento + ondas se o topo do rotor estiver próximo a superfície)
<b>Corrosão</b>	Sob condições de salinidade	Imersão em água marinha necessita cuidadosa consideração das combinações de materiais
<b>Erosão</b>	Improvável ser um problema sério	Potencial para sérios problemas, podendo ser mais relevante que a corrosão
<b>Acesso para manutenção</b>	Depende do clima	Depende do método de implantação, porém mais difícil do que eólica <i>offshore</i>
<b>Crescimento marinho</b>	Não é um problema	Pode ser importante para

## 2.3 Tipos de Turbinas de Correntes Marítimas

As turbinas de correntes marítimas variam entre si principalmente pela direção do eixo em que ocorre o aproveitamento de energia. De um modo geral, a maioria das

aplicações concentram-se em turbinas de eixo horizontal. No entanto, também existem as turbinas de eixo vertical, as do tipo hidrofólio e aquelas que utilizam o princípio do Efeito Venturi. Algumas concepções mais específicas também têm sido estudadas, por exemplo, uma "pipa de correntes", onde a turbina flutua por meio da amarração dos cabos dando a ideia semelhante ao funcionamento de uma pipa no ar, e um sistema dito “parafuso de Arquimedes”, o qual em formato de um parafuso gera energia pelo movimento para ou através dele realizado pelas correntes.

Dentre os tipos de turbinas de correntes marítimas, as turbinas de eixo horizontal constituem a concepção mais disseminada entre estudos e dispositivos já instalados. Caracterizadas por ter seu eixo na posição horizontal, mantendo-se alinhadas paralelamente ao fluxo das correntes marítimas. É notável sua semelhança com as geometrias das turbinas eólicas, como exemplificado em uma de suas aplicações na Figura 6.

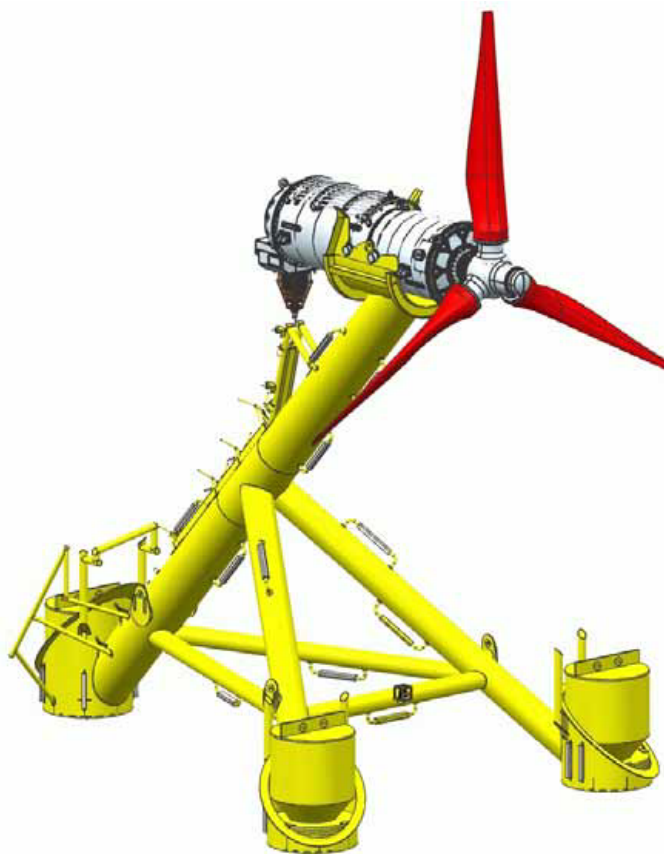


Figura 6 – Turbina de eixo horizontal desenvolvida pela Andritz Hydro.  
Fonte:(HAMMERFEST, 2018)

Dentre os outros exemplos estão as turbinas de eixo vertical (Figura 7). Neste caso, o eixo das turbinas encontra-se na vertical, posicionado perpendicularmente ao fluxo das correntes. Também tem sido bem difundida, porém, ainda em menor número quando compara a concepção indicada anteriormente.

Os hidrofólios são também um outro tipo de concepção adotada para as turbinas

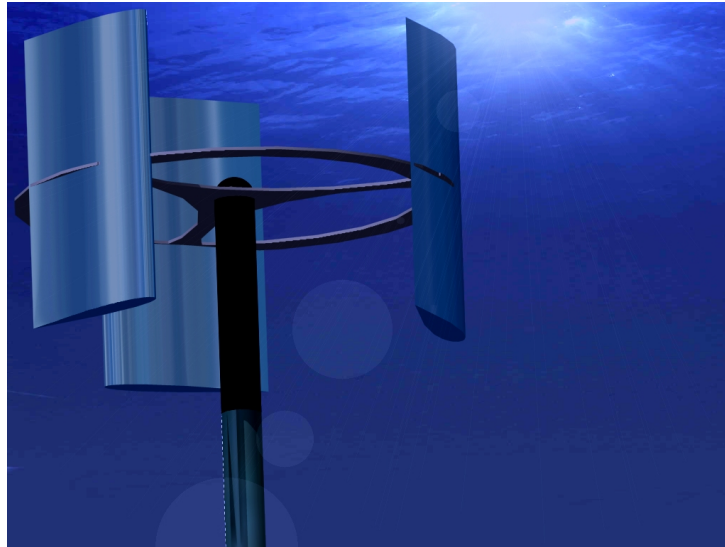


Figura 7 – Exemplo de turbina de eixo vertical. Fonte:(STRATHCLYDE, 2018)

de correntes marítimas, como ilustrado na Figura 8. Eles são compostos, normalmente, por peças com perfis hidrodinamicamente eficientes (hidrofólios), as quais são acopladas a hastes que estarão fixas a estrutura de suporte. Estas são movimentadas de forma ascendente e descendente em decorrência da passagem das massas de água. Dessa forma, a energia cinética proveniente deste movimento permite o aproveitamento energético. Os hidrofólios podem aparecer em configurações mais simplificadas com apenas uma peça, bem como em estruturas mais complexas reunindo conjuntos de 2 ou mais peças.

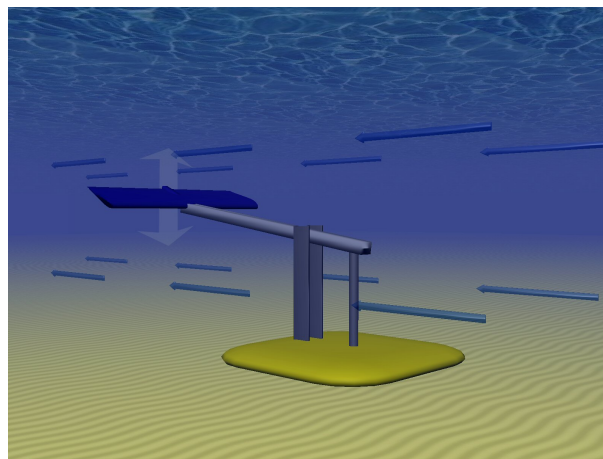


Figura 8 – Turbina do tipo hidrofólio alternado. Fonte:(AQUARET, 2018)

Além desses, têm sido estudados também os dispositivos do tipo Efeito Venturi (Figura 9). Nestes, o escoamento do fluido é direcionado ao interior de um duto de diâmetro variável, que tem por finalidade o aumento da velocidade desse e conseqüente, diminuição da pressão. Dessa forma, o fluxo das correntes marítimas é direcionado para o interior deste duto, onde estão o rotor e as pás da turbina, o quais são movimentados por uma

velocidade maior do que o fluxo exterior, buscando-se obter um maior aproveitamento energético.

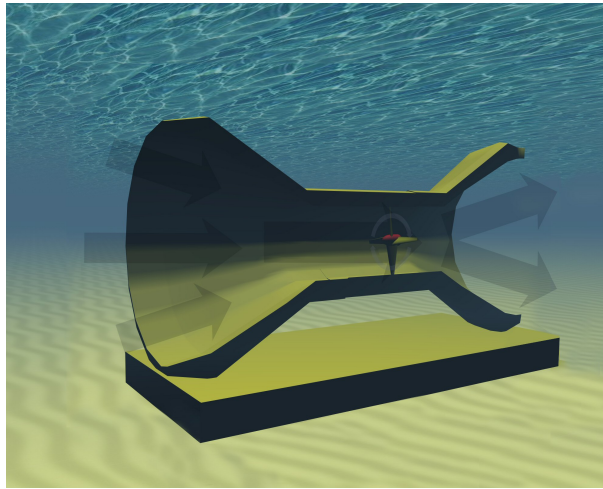


Figura 9 – Turbina utilizando o fenômeno do dispositivo de Venturi. Fonte:(AQUARET, 2018)

## 2.4 Parâmetros de Influência do Ambiente

A escolha do tipo de turbina, bem como de cada um de seus componentes estão condicionadas a diversos parâmetros que tornam mais complexa sua definição. O fluxo das correntes, o solo do local e as condições geográficas existentes possuem, cada um com sua magnitude, influência no processo de seleção da configuração desejada.

A respeito do fluxo, o parâmetro imediato a ser pensado é a velocidade das correntes. Como indicado anteriormente, as velocidades superiores a 2,5 m/s são mais interessantes para a exploração energética. Para valores inferiores a este, a produção de energia não se torna competitiva. Além desse, deve-se avaliar as condições de fluxo oferecida no local. Condições laminares ou turbulentas conduzem a diferentes aspectos de dimensionamento, que devem ser considerados no projeto das turbinas. Estes comportamentos podem induzir, por exemplo, vibrações e esforços excessivos a estrutura, os quais devem ser previstos, na medida do possível. Vale salientar, que dependendo do local de análise os dados para definir todos esses parâmetros são escassos ou de grande imprecisão. Assim, pode ser necessária a realização de estudos específicos para sua obtenção, podendo onerar os custos do projeto.

As vibrações induzidas do fluxo (efeito *Flutter*), por exemplo, podem conduzir a altas frequências e vibrações prejudiciais à estrutura e à fundação das turbinas, bem como a elevadas amplitudes, não desejáveis, nos sistemas móveis de fundeio.

As informações a respeito do leito marinho também são de grande importância. Dados batimétricos como a profundidade local, tipo de solo e topografia local são muito

utilizados. A altura da camada d'água, fornecida pela profundidade, atua diretamente na geometria do dispositivo. Locais rasos exigirão estruturas mais compactas, posicionadas sobre estruturas fixas, de modo a restringir sua mobilidade, evitando o contato das pás da turbina com o solo, por exemplo. De um modo geral, verifica-se que locais ditos rasos estão posicionados em uma faixa de 0 a 20 metros de profundidade, aproximadamente. A respeito do tipo de solo, este condiciona a escolha tanto das fundações quanto da geometria do equipamento. Estruturas mais robustas, necessitarão de fundações que garantam sua estabilidade, exigindo uma boa capacidade de suporte do solo. Por exemplo, solos granulares são favoráveis à cravação de estacas, enquanto aqueles rochosos não. Além disso, o tipo de solo deve ser avaliado para verificar-se a necessidade ou não de preparação para recebimento da fundação, como a colocação de lastro de brita. A partir da batimetria também extrai-se os dados do perfil do leito marinho. Locais muito acidentados, com elevadas inclinações impedem o uso de fundações por gravidade, por exemplo, enquanto locais que tenham formação de lagos oceânicos podem ser mais favoráveis a exploração de energia.

A exposição ao vento também deve ser avaliada no momento de escolha dos dispositivos. A energia transferida ao longo da pista de vento (chamada também de *Fetch*), que influencia a formação de ondas, pode conduzir a efeitos hidrodinâmicos inesperados nas turbinas, em função de sua posição em relação a superfície. Dependendo da área livre existente, esse efeito por ser mais ou menos significativo, porém não deve ser ignorado. A maior formação de ondas influencia não somente na fase de operação das turbinas, mas também em sua instalação, manutenção e desmontagem. A variação das janelas de ondas condiciona o período em que tais atividades podem ser realizadas. Procedimentos que demandam mais tempo podem ser inviabilizados em locais de janelas de ondas estreitas e propícios a tempestades, interferindo no planejamento das operações.

Outros aspectos do local devem ser considerados. Uma região próxima a um estuário pode oferecer restrições de profundidade e fluxo que diminuam as opções de geometria e materiais a serem aplicados. Nestes casos, uma atenção a interferência com o calado de embarcações que trafeguem na região deve ser observada. Em mar aberto, as restrições de altura relacionam-se com a dificuldade de instalação dos dispositivos e fundações, bem como, a maior complexidade de operações de instalação.

A variação entre a maré mais baixa e a profundidade do local pode interferir na concepção da turbina. A chamada maré de sizígia conduz ao nível mais baixo que a superfície de água atinge em determinado local, criando uma altura crítica de operação. Dependendo da proximidade com a costa, este fator pode ter maior influência, porém para profundidades médias a altas isso pouco se aplica.



## 2.5 Motivações

Diante do cenário da futura demanda de energia no mundo, diversos estudos têm sido desenvolvidos de modo a encontrar alternativas sustentáveis para a energia proveniente de combustíveis fósseis. De acordo com os relatórios anuais da GWEC (*Global Wind Energy Council*) e da WEC (*World Energy Council*), em 2009, a potência total instalada de energia eólica era de 158,5 GW, atingindo 486,8 GW em 2016. Já a potência fornecida para fins comerciais de correntes de marés atingia 4,3 MW em 2016, com os principais projetos localizados na Coreia do Sul e Irlanda do Norte. (PULLEN; QIAO; SAWYER, 2010), (FRIED et al., 2017), (COUNCIL, 2017).

Apesar dos primeiros estudos de turbinas voltados para correntes marítimas terem iniciado há mais de 20 anos, os custos de desenvolvimento e instalação dessa tecnologia ainda se encontram em um patamar muito elevado. Ademais, ela não possui exatamente o mesmo empenho dos desenvolvimentos voltados para as turbinas eólicas, pois diversos problemas surgem quando se troca o fluido de ar para água, o que será abordado no decorrer deste estudo.

Como já adiantado, em julho de 2008 foi instalada a primeira turbina de corrente de maré com escala comercial, com potência de 1,2 MW e capacidade de gerar energia para mais de mil casas na Irlanda do Norte. O projeto tinha o nome de SeaGen, desenvolvido pela empresa MCT (Marine Current Turbine), que na época fazia parte da Siemens. A turbina pode ser vista nas Figuras 10, 11 e 12.



Figura 10 – Turbina desenvolvida no projeto SeaGen. Fonte: (ENERGY, 2018).

Em 2011, até então diretor administrativo da MCT, Martin Wright estimava que o custo de instalação por MW instalado era de aproximadamente US\$ 10,8 milhões, o dobro do custo de instalação de turbinas eólicas *offshore*, enquanto estimava-se que os custos de geração eram de US\$0,62/kWh. (WHITAKER, 2011). Para efeito de comparação, na Figura 13 encontra-se um gráfico que demonstra os custos da geração de energia de diversas fontes válidas para o ano de 2017.





Figura 11 – Imagens de rotor desenvolvido no projeto SeaGen, já implementado. Fonte: (ENERGY, 2018).



Figura 12 – Imagens de rotor desenvolvido no projeto SeaGen, já implementado. Fonte: (ENERGY, 2018).

Como se pode ver, no pior dos casos para energia eólica (quando a turbina encontra-se em alto mar, e por isso os custos mais elevados), o custo é de US\$ 0,11/kWh, o que permite a concorrência, por exemplo, com energia nuclear (gerada de US\$ 0,11/kWh a US\$ 0,18/kWh) e de carvão (gerada de US\$ 0,06/kWh a US\$ 0,14/kWh). Como dito anteriormente, esta é uma tecnologia que atualmente se encontra num patamar de sofisticação de desenvolvimento e uso muito mais elevado do que das turbinas de correntes marítimas, gerando energia 6 vezes mais barata.

Vale ressaltar que estes custos são estimados pelo LCOE (*Levelised Cost of Energy*), que nada mais é do que a soma dos custos de implantação do projeto (CAPEX)<sup>1</sup> e dos custos de operação e manutenção (OPEX)<sup>2</sup>, em toda sua vida útil a valor presente, dividida pelo custo de geração de energia (gerada na vida útil, trazida a valor presente). Estes custos estão apresentados na Equação de LCOE. Deste modo, os custos de geração são

<sup>1</sup> *Capital Expenditure.*

<sup>2</sup> *Operation Expenditure.*

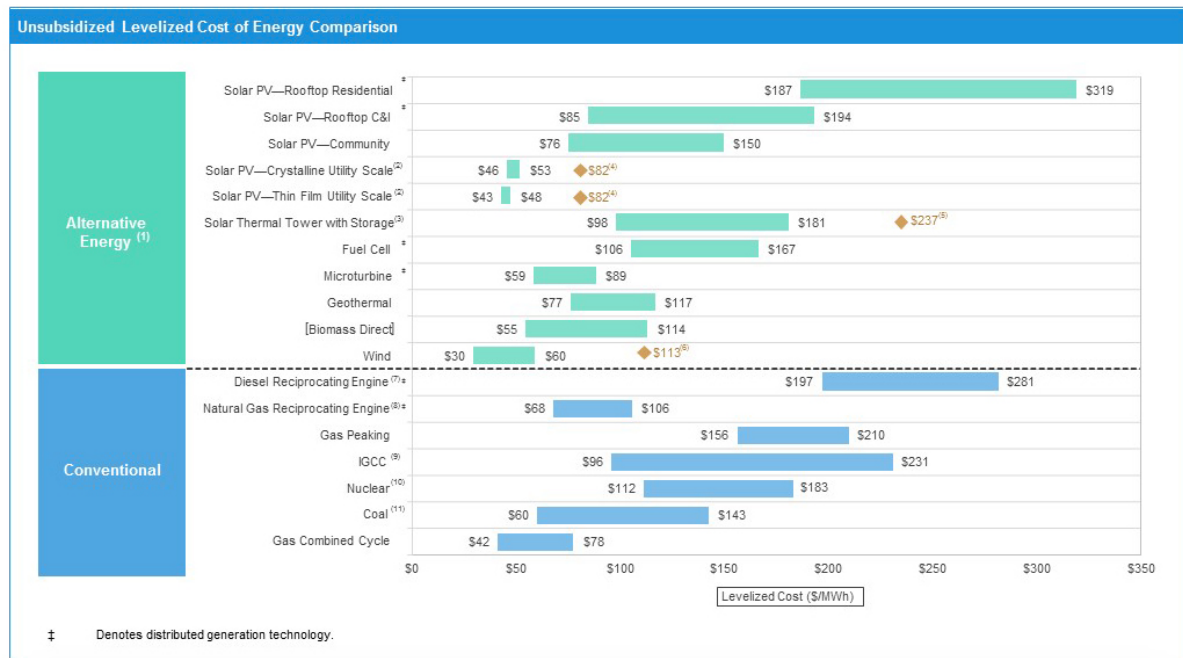


Figura 13 – Composição de custos de fontes de energias renováveis e convencionais. Fonte: (LAZARD, 2017).

equalizados para todos os tipos de energia, passíveis de comparação sem viés.

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{EP} \quad (2.1)$$

onde EP é o custo de produção de energia<sup>3</sup>.

Diante de tal cenário, parece totalmente inviável a tecnologia de turbinas de correntes marítimas, mas lembremos que a energia eólica há alguns anos também era economicamente inviável.

A partir da Figura 14, nota-se que o CAPEX de implantação do projeto reduz significativamente conforme se aumenta a escala do projeto, pois assim como a maioria dos processos de produção, o custo fixo é diluído na produção crescente. Por exemplo, se a demanda de um pedido for de apenas 1 turbina, mas seu tempo de produção é de 15 dias, os custos mensais da empresa não mudam e incidirão somente sobre esta única unidade produzida. Ao passo que se 2 turbinas forem encomendadas, o custo fixo da empresa já será rateado.

Enquanto isso, os custos de operação e manutenção podem ser reduzidos em até 4 vezes do protótipo até a fase final (comercial) do projeto, conforme visto na Figura 15. Isto se deve ao fato de que, do projeto inicial até o projeto final, muito capital é investido nos programas de pesquisa e desenvolvimento das empresas, justamente para se obter resultados otimizados e melhores performances do produto em questão. Assim, somando-se

<sup>3</sup> Energy production

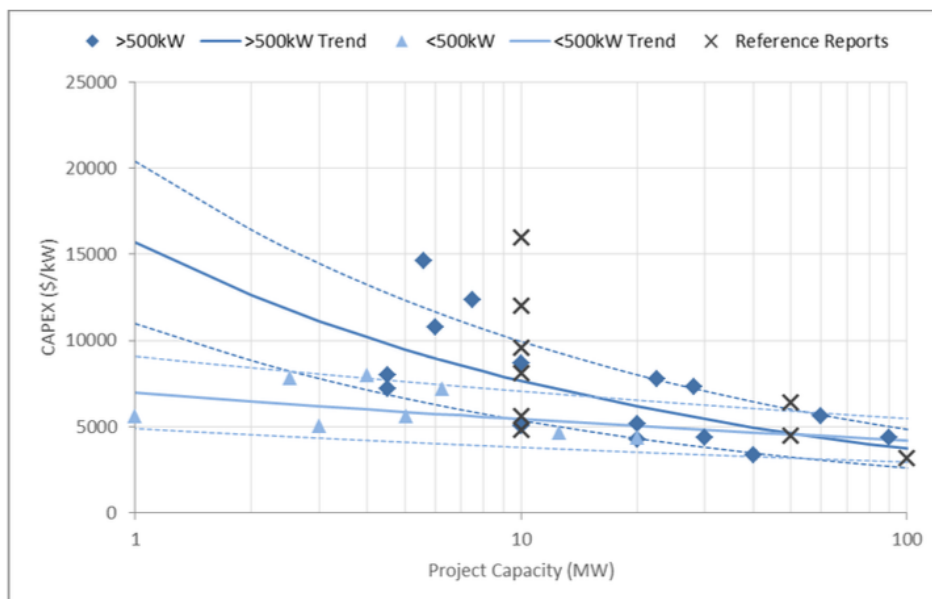


Figura 14 – Capacidade do projeto em função do CAPEX. Fonte: (OES; IEA, 2015).

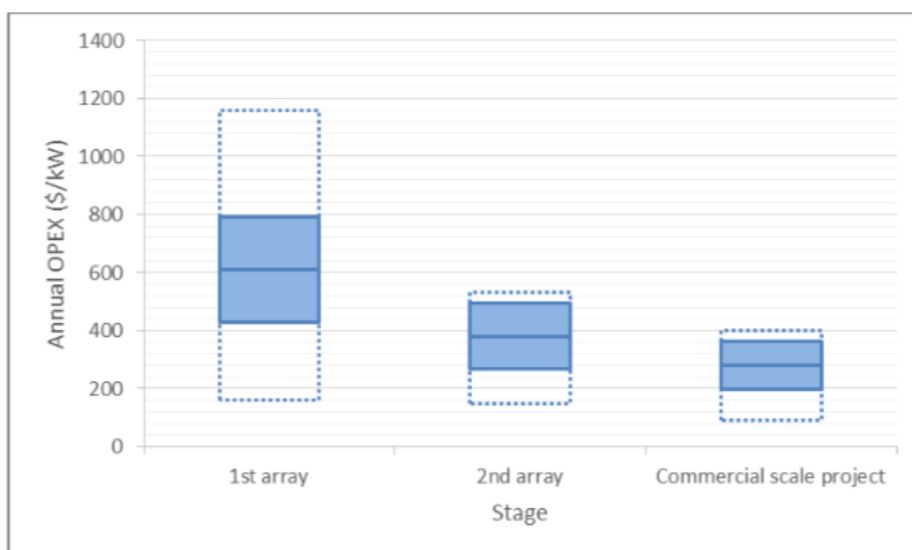


Figura 15 – Estágio de operação em função do OPEX do projeto. Fonte: (OES; IEA, 2015).

esses dois fatores, é possível ver que, com as tecnologias presentes em 2015, estudos já indicavam que há um tremendo potencial para redução da LCOE da energia de corrente de maré (Figura 16) e competição com demais fontes de energia, chegando a US\$ 0,15/kWh. De fato, o custo de geração ainda é mais elevado, se comparado com fontes não renováveis, porém os custos de implantação já são semelhantes (como indicado na Figura 17), ou seja, operação e manutenção são os limitantes, mas que, com avanços de projeto, é possível reduzir drasticamente os custos em até 25%.

Um projeto que vem se destacando nos últimos anos é o MeyGen, da *Atlantis*

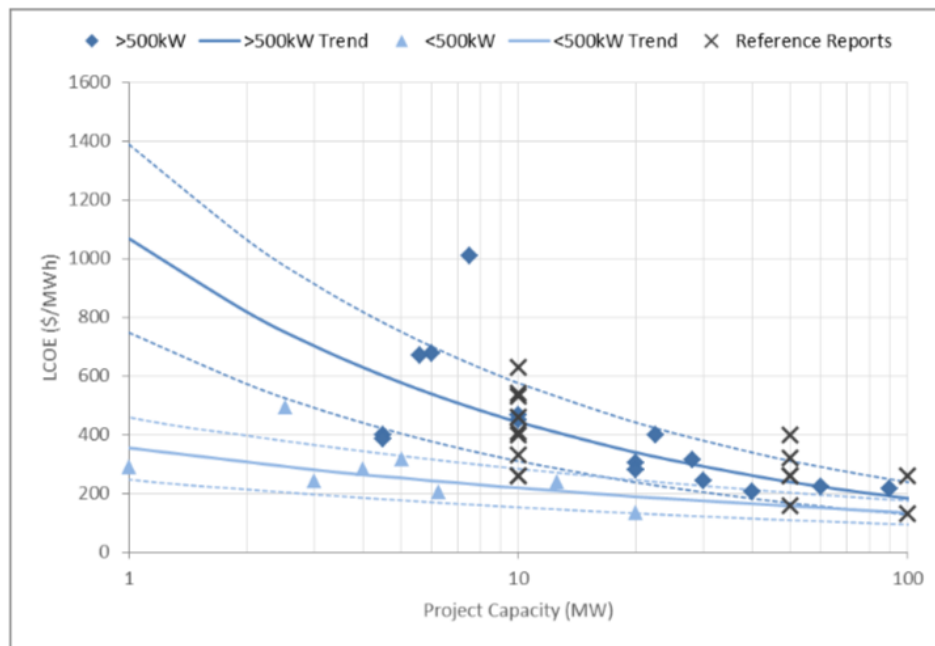


Figura 16 – Capacidade do projeto em mega watts em função da LCOE em \$/MWh. Fonte: (OES; IEA, 2015).

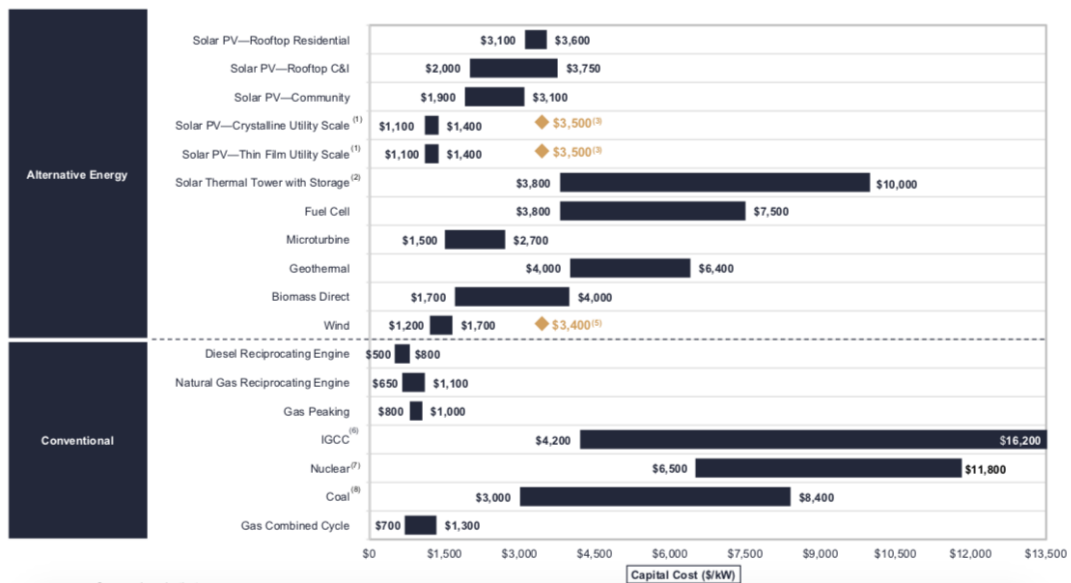


Figura 17 – Custo em \$/kW das alternativas de energias convencionais e alternativas. Fonte: (LAZARD, 2017).

*Resources.* Em 2015 a empresa adquiriu a MCT e hoje, com um novo projeto, já possui mais de 6 MW de potência instalados para fins comerciais e pretende terminar a Fase 1 do projeto com 85,5 MW instalados. Ao todo serão 3 fases, com potência total instalada de 398 MW, o que equivale a uma potência igual a 1/35 daquela obtida pela usina hidroelétrica de Itaipu.

Outros projetos da *Atlantis*, (Figuras 18 e 19) estão sendo desenvolvidos no Reino

Unido, de aproximadamente 390 MW de potência, assim como na Índia (250 MW) e na Indonésia (150 MW). Ao todo, a *Atlantis* possui projetos para instalação de sites que somam aproximadamente 1,2 GW ou 8% da capacidade total de Itaipu.



Figura 18 – Turbina de projeto da Atlantis em deslocamento para o local de implantação.  
Fonte: (ENERGY, 2018).



Figura 19 – Turbina de projeto da Atlantis em deslocamento para o local de implantação.  
Fonte: (ENERGY, 2018).

### 3 Considerações sobre o sistema de fundeio

Parte importante do conjunto que compõe as turbinas de correntes marítimas, o sistema de fundeio relaciona-se diretamente com a capacidade funcional e estrutural do elemento gerador de energia. Caso não ofereça o posicionamento adequado ao aproveitamento do escoamento, este interferirá diretamente em seu funcionamento. Caso não garanta resistência suficiente aos parâmetros, tais como a força decorrente da velocidade do fluxo das massas de água, ele não será estruturalmente adequado a esta aplicação.

Assim, dentro do ambiente de estudo deste tipo de turbina, a análise da fundação a ser empregada é de grande relevância. O local de exploração, a profundidade existente, a variação das marés e as características geológicas do sítio são alguns dos aspectos que necessitam completo entendimento para que seja possível estruturar-se uma solução coerente que garanta sua aplicabilidade. Os sistemas de fundeio em turbinas de correntes marítimas são, usualmente, posicionados sob a estrutura composta por rotor, gerador e caixa de velocidade. Assim, como em outras aplicações de exploração de recursos *offshore*, por exemplo, plataformas de extração de petróleo, as fundações para tais turbinas possuirão como funções principais (i) oferecer suporte aos elementos acima delas e (ii) garantir que o posicionamento dessas se mantenham conforme as características de projeto.

Existem diferentes configurações para atender estes objetivos. Entretanto, verifica-se, de um ponto de vista geral, a existência de dois grandes grupos de tipos de fundações designados por sistemas fixos e sistemas móveis ou flutuantes. Estes diferenciam-se entre si, principalmente, pela flexibilidade em relação ao deslocamento do posicionamento na coluna hídrica de aproveitamento energético.

A primeira categoria é caracterizada pela existência de um ou mais elementos rígidos que fixos ao solo, impõem uma altura fixa ao eixo da turbina. Dentro deste grupo existem dois principais representantes: fundações baseadas no princípio da gravidade e aquelas que apresentam a configuração de pilar. No entanto, outros exemplos podem ser encontrados, diferenciando-se por sua geometria propriamente dita ou pelo método de execução empregado. Alguns exemplos são as estruturas do tipo jaqueta, muito disseminadas em plataformas *offshore*, que se diferenciam quanto a forma e material utilizado e, também, à técnica de tunelamento, que consiste em escavar um poço e posicionar peças pré-moldadas de concreto formando uma base de suporte.

Por outro lado, a segunda classe tem como particularidade o fato de garantir flexibilidade ao eixo da turbina dentro da coluna hídrica quanto a sua posição em relação a esta. Dessa forma, algumas características funcionais podem ser aprimoradas, permitindo um melhor aproveitamento energético do escoamento local. Essas estruturas, de um

modo geral, são descritas como sistemas de ancoragem consistindo em um ou mais cabos presos a um elemento fixo ao solo ou não, que tem a finalidade de oferecer resistência a movimentação global do conjunto. Ambos os grupos indicados serão explicitados a seguir.

## 3.1 Sistemas Fixos

### 3.1.1 Bases de Gravidade em Concreto (Bloco de Concreto Gravidade)

As bases de gravidade em concreto, também conhecidas como fundações do tipo bloco de concreto gravidade, consistem, essencialmente, em grandes elementos executados em concreto. Devido à densidade do material e ao grande volume das peças, garantem o suporte das turbinas por meio de seu peso aplicado ao solo marinho, decorrente de sua elevada massa. Para sua execução, estruturas de aço mais, ou menos, robustas podem ser empregadas, em função da geometria escolhida.

De um modo geral, a geometria desse tipo de concepção estrutural será influenciada por diferentes fatores, tais como as características topográficas e geológicas do terreno, e o método de instalação. Este último terá grande impacto, uma vez que a configuração escolhida implicará no uso de equipamentos com níveis de sofisticação e capacidade de carga diferentes.

As estruturas de concreto por gravidade podem ser executadas como um elemento único inteiriço (monobloco), como várias bases modulares e também como um elemento flutuante. No primeiro caso, a montagem da peça e sua execução é realizada, de um modo geral, em uma doca seca, para ser posteriormente conduzida ao local de instalação. O deslocamento até o sítio indicado é realizado por embarcações específicas até a posição determinada, para que, por efeito da gravidade, o elemento de fundação afunde até o solo marinho. Esses elementos podem ter uma massa mais elevada por sua característica maciça, exigindo uma capacidade de transporte mais alta dos veículos utilizados. No segundo caso, os processos de execução e de deslocamento ao local de implantação assemelham-se. No entanto, as estruturas a serem transportadas possuem massas menores, pois a peça final será montada no local. Dessa forma, os elementos podem ser transportados separadamente, e um ou mais barcos, reduzindo a necessidade de veículos que transportem cargas elevadas. Uma maior atenção é necessária no posicionamento das peças, e na montagem, para que se atinja a configuração desejada. Diferentemente dos tipos indicados anteriormente, as bases de concreto gravidade flutuantes consistem em estruturas que são executadas parcialmente em docas secas e no local de instalação. Em sua maioria, a estrutura externa é executada fora da água e em seguida, transportada por barcas e rebocadores, “flutuando” até o local de implantação. Quando no local escolhido, estas são submersas por meio da entrada de água em compartimentos específicos, perdendo sua flutuabilidade. Assim, já posicionadas, inicia-se o processo de concretagem no interior da estrutura, realizando-se em paralelo o

bombeamento da água utilizada para submergi-la. Neste caso, as etapas de inundação e concretagem in loco podem ser indicadas como pontos críticos da operação, implicando na necessidade de mão de obra especializada e maior controle das atividades.

De um modo geral, esse tipo de fundação pode ser aplicado em profundidades de 20 a 80 metros. No entanto, deve-se atentar para as inclinações existentes no local de implantação. A altimetria da região deve oferecer inclinações inferiores a  $10^\circ$ , uma vez que, para valores superiores, a massa necessária do elemento de fundação aumenta a taxas mais elevadas, devido as forças necessárias para garantir sua estabilidade (força peso, por exemplo). Para tanto, em seu dimensionamento, possuem grande importância verificações relacionadas ao escorregamento e ao tombamento. No caso do primeiro, o conjunto da fundação não pode se deslocar devido ao efeito dos esforços horizontais locais susceptíveis do ambiente. Para o segundo, o momento último de tombamento deve garantir que não ocorra o levantamento de nenhuma das bordas.

Ainda a respeito do solo, ele deve oferecer rigidez suficiente, de modo a não ceder devido sob a aplicação de cargas do elemento de fundação. No caso das fundações por gravidade, é comum realizar a preparação do lastro com material granular, por exemplo, brita com densidade superior a  $1800 \text{ kg/m}^3$ , para aumento de resistência. Também neste âmbito, vale salientar que as vibrações oriundas da estrutura podem implicar na liquefação do solo, principalmente quando se verifica a presença de grande quantidade de solos finos misturados ao material granular.

Suas aplicações estão, geralmente, associadas ao uso em pequena escala, por exemplo, em protótipos, pois o processo de fabricação é, em alguns aspectos, mais artesanal.

Além disso, as fundações de concreto por gravidade podem ter, devido ao ambiente marinho agressivo, problemas associados à erosão e lixiviação. Estes conduzem a um processo de deterioração mais acelerado, levando a necessidade de ciclos de manutenção mais frequentes, elevando seus custos, e também, a uma diminuição do seu potencial de vida útil. Essa configuração também está associada a grandes impactos ambientais, uma vez que existe aqui, um grande consumo de concreto e de aço, pelas dimensões da estrutura.

### 3.1.2 Estacas

As estacas caracterizam um tipo de sistema fixo de fundeio de larga aplicabilidade em estruturas *offshore*. Em inglês, denominadas como *monopiles*, são geralmente tubos metálicos, ocos, que possuem geometria semelhante a uma torre. Devido a sua geometria e o material utilizado, possuem maior escalabilidade em comparação às fundações de concreto por gravidade.

Usualmente, sua execução está associada ou a cravação ou a perfuração. Assim,



ao executar-se o processo de cravar as estacas são utilizadas embarcações específicas com martelos acoplados (hidráulicos ou vibratórios, por exemplo), que auxiliam em sua inserção no solo, este normalmente de característica granular. Por outro lado, a perfuração torna-se uma opção mais frequente, quando da existência de solos mais rochosos, uma vez que, nestes casos, cravar as estacas torna-se inviável. Assim, por meio de uma embarcação específica com perfuratriz a bordo, o equipamento é posicionado no local determinado e inicia o processo de escavação do solo. Normalmente, a perfuratriz é encamisada pela estaca, de modo que, ao término deste processo, aquela é removida, e esta é mantida em sua posição final. A operação de uma perfuratriz pode ser observada na Figura 20. Ambas as operações requerem atenção a geração de possíveis defeitos na ponta das estruturas, por conta de esforços excessivos durante os processos de cravação ou perfuração.

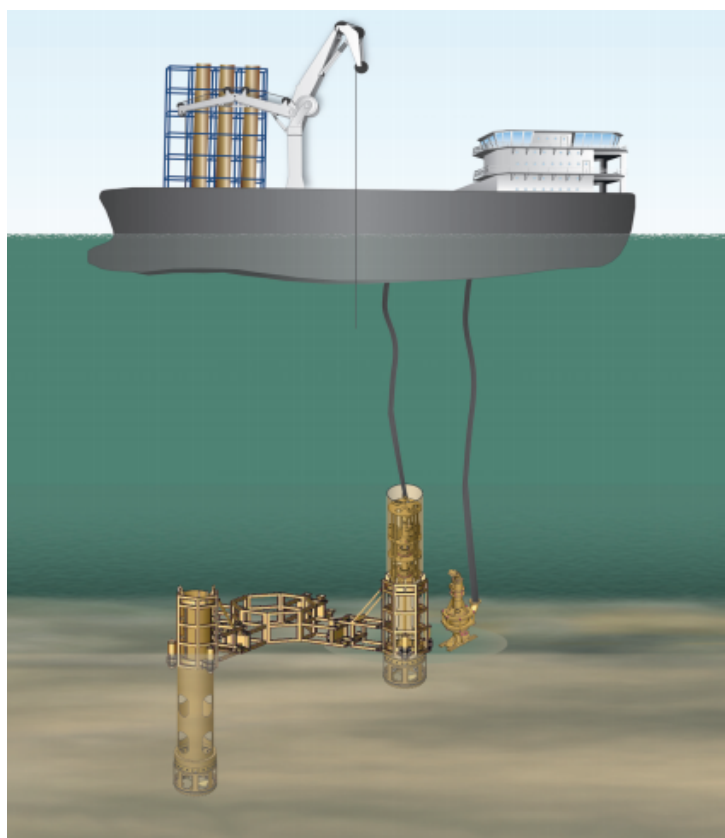


Figura 20 – Exemplo de embarcação com perfuratriz acoplada. Fonte:(LTD., )

Neste tipo de concepção, o diâmetro da estaca está associado à profundidade de instalação. Quanto maior a estaca, e consequentemente, quanto maior a profundidade e altura do rotor em relação a coluna d'água, provavelmente maior será seu diâmetro. Além disso, a espessura da parede do tubo também será influenciada pela profundidade. No entanto, o esforço a ser analisado para sua determinação, está associado ao momento de tombamento necessário para resistir a esforços extremos, decorrentes, por exemplo, do movimento do fluxo das correntes.

Podendo ser aplicado em profundidades de até, aproximadamente, 30 metros, pode se tornar mais rentável se executado em maior número, aumentando a eficiência de uso do equipamento de instalação. Tal tipo de fundação requer atenção, principalmente, ao desgaste e possíveis rupturas decorrentes de esforços de fadiga, cisalhamento e momentos fletores excessivos. Vale salientar aqui também, que a peça de ligação entre a haste (estaca) e a turbina tem grande relevância neste tipo de estrutura, uma vez que problemas na ligação podem amplificar esforços que conduzam ao aumento do desgaste na estrutura.

### 3.1.3 Trípodes

Outro tipo de fundação aplicada às turbinas de correntes marítimas são os trípodes. Sendo uma concepção mista de outros sistemas de fundeio, é em essência, uma estrutura metálica que é fixa ao solo por meio de três hastes ("pernas"), as quais podem ser implantadas por meio de estacas, elementos de gravidade ou por sucção.

Quando empregada a primeira opção, executam-se, inicialmente, três pilares onde será posicionada a estrutura do trípode, assim como descrito no item anterior (por cravação ou perfuração). No segundo caso, nas extremidades das pernas do trípode, existem cavidades semelhantes a "baldes", as quais serão preenchidas com peças de elevada massa. Este preenchimento pode ocorrer por meio do uso de ferro fundido, o qual possui maior densidade que o concreto, necessitando de um menor volume a ser ocupado para se garantir a estabilidade do conjunto. Assim, neste caso o trípode associa sua estrutura metálica com o elemento baseado no princípio da gravidade para garantir sua fixação, como pode ser visto na Figura 21. Por outro lado, para a última configuração, a estabilização da estrutura acontece por meio do processo de sucção. A estrutura na extremidade do trípode, que se encontra vazia, é preenchida com água a fim de submergir até o solo marinho. Quando este for atingido, o processo de bombeamento de água para fora da cavidade é iniciado, gerando uma diminuição da pressão em seu interior. Tal ação conduz a sucção da água presente no interior da peça e no solo também, fazendo com que a estrutura seja introduzida, cada vez mais, no solo, alicerçando-se.

Para as situações onde os elementos convencionais, como estacas, são escolhidos, as questões associadas a estes também são envolvidas. Como por exemplo, a necessidade de investigações geotécnicas mais precisas, devido a aplicação a solos granulares e rochosos. No entanto, quando se opta pela combinação com a estrutura por gravidade de ferro fundido, diminui-se o nível de detalhe de tais estudos, uma vez que a estrutura é adaptável a diferentes tipos e perfis de solo, tendo menores restrições a inclinações, embora não seja aplicável a todos os tipos de solo de suporte. As estruturas por sucção também podem ser empregadas, tanto em solos arenosos e argilosos, como em siltosos ou estratificados.

Essa versatilidade associada aos trípodes lhes garantem um espectro amplificado de possibilidades de uso. Em algumas literaturas, indicam-se como faixa de aplicação

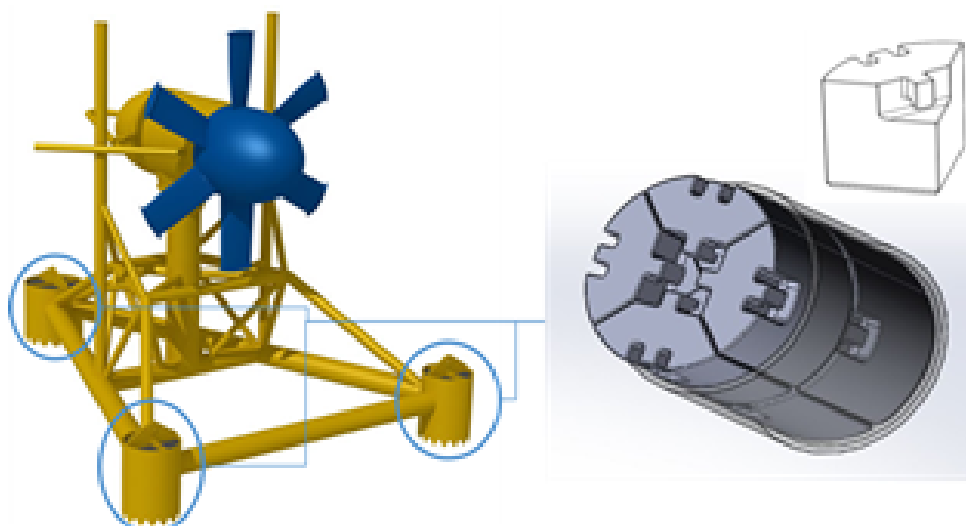


Figura 21 – Trípole com contrapeso em ferro fundido. Fonte:(SABELLA, )

até profundidades de aproximadamente 50 metros. Para níveis menores, mais próximos da costa, vale salientar a necessidade de verificação de interferência com o calado de embarcações que passem no local.

A parte metálica do tripode requer atenção e tratamento especial para evitar danos maiores no ambiente agressivo ao qual será submetido. Dessa forma, podem ser previstas aplicações de revestimentos de alta resistência a corrosão. De um modo geral, devido a sua estrutura mais simplificada, os tripodes geram menores interferências nos fluxos migratórios das vidas marinhas, além ser menos danoso ao solo marinho.

## 3.2 Sistemas Móveis

Os sistemas móveis ou flutuantes consistem em fundações que utilizam cabos ou correntes conectados a algum tipo de âncora fixa ao solo marinho. Podem ter duas configurações em relação aos cabos: de catenária ou vertical (onde mantém-se o cabo tensionado verticalmente).

Para a primeira, o cabo utilizado deve possuir peso suficiente para garantir a formação da forma de uma catenária, entre a turbina e o elemento de ancoragem. Este pode ser executado de diferentes formas, como uma âncora convencional, em estrutura metálica, ou como estacas, ou como elementos de gravidade, ou por sucção, ambos como elucidados anteriormente. Assim, os cabos são conectados em tais elementos garantindo a fixação da posição das turbinas. Neste tipo de fundação, a componente vertical garante que a turbina não se eleve acima do desejado, enquanto a componente horizontal atua em mantê-la na mesma posição, sem gerar deslocamentos excessivos.

No segundo caso, os cabos são mantidos tensionados na posição vertical diminuído

a flexibilidade de deslocamentos do dispositivo conectado a ele. As estruturas de fixação ao solo, também são semelhantes as indicadas acima. No entanto, quando da existência de fragmentos de rochas ou solos rochosos, verifica-se a necessidade de aplicação de soluções que contemplem múltiplas estacas e grauteamento, para preencher possíveis cavidades que se façam necessárias. O material do cabo nessas situações não se restringe somente a cabos metálicos, uma vez que tem sido utilizado conjuntos de fibras sintéticas, como polietileno ou nylon, devido a sua capacidade de absorção de carga e por suportarem a tensão permanente dessas fundações.

Para os sistemas de ancoragem, fazem-se necessários ciclos de manutenção menores e possivelmente, frequentes substituições dos cabos. Isso pode acontecer, principalmente, nas catenárias, na parte próxima ao solo. Isso ocorre devido as cargas cíclicas nesta região, que conduzem a maiores esforços de fadiga. Tais esforços cíclicos, podem reduzir a vida útil do cabo em 2 a 8 anos, principalmente em cabos metálicos. Como isto não é observado em cabos poliméricos, observa-se um possível campo de ampliação para este tipo de material, ainda restrito a indústria de petróleo.

Os investimentos de instalação para os sistemas móveis de fundeio são menores em relação aos sistemas fixos, de modo geral. Entretanto, as turbinas devem possuir sistemas que garantam sua flutuabilidade, seja por uma estrutura de boias, por barcos aos quais estarão conectadas ou por sistemas internos de flutuabilidade, por exemplo.

## 4 Exemplos de Aplicação

Com o desenvolvimento das turbinas de correntes marítimas desde a década de 90, diversas concepções têm sido propostas, ao mesmo passo que algumas soluções têm tido a oportunidade de implementação. Ainda que em aplicações pontuais, fabricantes importantes ligados ao setor energético têm colocado em serviço seus projetos fornecendo cada vez mais informações sobre a possibilidade de performance das turbinas de correntes marítimas. A seguir estão listados alguns exemplos de casos já em utilização ou testes.

### 4.1 AR1500

Uma turbina de eixo horizontal, produzida pela *Atlantis Resources*, cujo projeto é da Lockheed Martin (Figura 22). Com um conjunto pesando 150 toneladas-força no ar, pode atingir aproximadamente 1000 toneladas-força junto com suas fundações. É constituída de três pás de materiais compósitos de 18 metros de diâmetro no total, fixas a um cubo de 2,4 m. Com um ciclo de vida de 25 anos, sua velocidade operacional normal é de 3,0 m/s e a máxima de 5,0 m/s. A AR1500 possui um gerador com eficiência de 97%, tendo uma capacidade de geração de energia de 1,5 MW, tendo seu uso limitado a profundidades maiores que 30 metros. A turbina já está em testes em Pentland Firth, na Escócia, conectada ao local do projeto *MeyGen*. As fundações utilizadas neste caso são do tipo de amarração com blocos de gravidade. A turbina possui uma fundação individual semelhante a um tripode, amarrada por cabos a seis blocos de 1200 toneladas que garantem sua estabilidade horizontal.

### 4.2 SeaGen

A *SeaGen* é uma turbina composta de dois rotores de diâmetro total de 20 m, com pás ativas com regulação de passo, produzida hoje pela *Atlantis Resources*. A princípio seus modelos têm pesos no ar entre 100-150 toneladas-força, sem o sistema de fundação, e capacidade geração de energia de 1,0 – 1,5 MW, no entanto, após testes no local do *MeyGen Project* encontraram-se meios de otimizar seu funcionamento, podendo atingir a capacidade de 2,0 MW. Uma das pioneiras dentre as turbinas de correntes marítimas para escala comercial, a *Seagen* possui algumas variações, decorrentes de sua evolução proveniente de testes e aplicações ao longo dos anos, tanto no que se refere a capacidade de geração quanto ao tipo de fundação. O primeiro grupo, *SeaGen-S* e *SeaGen-F*, diferenciam-se entre si pela fixação, por meio de um sistema fixo (estaca) e outra por um sistema flutuante. Já



Figura 22 – Turbina desenvolvida no projeto AR1500. Fonte: (ENERGY, 2018).

a *Seagen-U* possui características associadas da turbina AR1500, garantindo a capacidade de geração de 1,5 MW sem otimizações.

### 4.3 Open-Centre

A *Open-Centre Turbine* desenvolvida pela *OpenHydro* consiste de uma turbina de eixo horizontal, cujas pás estão dentro de um duto hidrodinâmico, caracterizando seu nome “centro aberto”, onde encontra-se acoplado o seu gerador (Figura 23). Sendo desenvolvida buscando a ser um dispositivo mais simples, no que se refere ao custo de produção e de manutenção, devido a sua eficiência consegue garantir um baixo LCoE (*Levelised Cost of Energy*). A turbina possui 16 m de diâmetro e pode gerar até 2 MW de potência a partir das correntes marítimas, pesando aproximadamente 300 toneladas-força. Sua implantação é realizada por um sistema gravitacional apoiado no solo marinho, sendo que ao final desta o conjunto atinge 20-25 m no topo da turbina. As turbinas estão em testes na França e Canadá, por meio da parceria com a EDF (produtora e distribuidora de energia francesa) e a *Nova Scotia Power* (produtora e distribuidora de energia canadense), e também na Irlanda. A EDF tem atuado juntamente com a *OpenHydro* para melhorar a eficiência das turbinas.



Figura 23 – Turbina desenvolvida no projeto *Open-Centre Turbine*. Fonte:(ENERGIES, 2018b)

#### 4.4 AndritzHydro Hammerfest

Uma turbina de eixo horizontal, produzida pela *AndritzHydro*, desenvolvida para profundidades entre 35 m e 100 m embaixo d'água. Composta por um rotor com 3 pás, rotacionando em velocidade nominal de aproximadamente 10 rpm, possui diâmetro total do rotor de 20 m, podendo variar dependendo do local de projeto. O gerador de tipo indução, possui potência máxima de 2 MW. O peso da turbina é de aproximada 130 toneladas-força, sendo sua subestrutura metálica, para fixação nas fundações de 150 toneladas-força. O produto da *AndritzHydro* já foi implementado em lugares com o Centro Europeu de Energia Marinha (EMEC), no Reino Unido, e em Kvalsund, na Noruega. O sistema de fundeio utilizado neste caso é de trípode, com blocos de elevada massa posicionados em cada uma de suas extremidades.

#### 4.5 Sabella D10

Sendo um projeto do ICE (*Intelligent Community Energy*), *Sabella* é uma turbina de eixo horizontal, com 6 pás, implementada na região da Bretanha, na França. Por meio de parcerias entre diferentes órgãos europeus, o projeto contempla a exploração da turbina por 3 anos, entre 2017 e 2021. Durante esse período a turbina será monitorada constantemente, de modo a se avaliar sua capacidade de geração energética, bem como para avaliar possíveis pontos de oportunidade de aumento de eficiência. Seu potencial de geração de energia é de 1MW, por meio de seu rotor de diâmetro equivalente a 10 metros, e distância de pá ao solo de 17 metros. A turbina foi posicionada sobre o solo marinho por meio de uma fundação em trípode, utilizando o princípio de gravidade em uma base triangular de 20 metros de lado. A exemplificação de sua instalação encontra-se na Figura 24. Esta é a primeira turbina a ser ligada a rede de distribuição de energia da França.

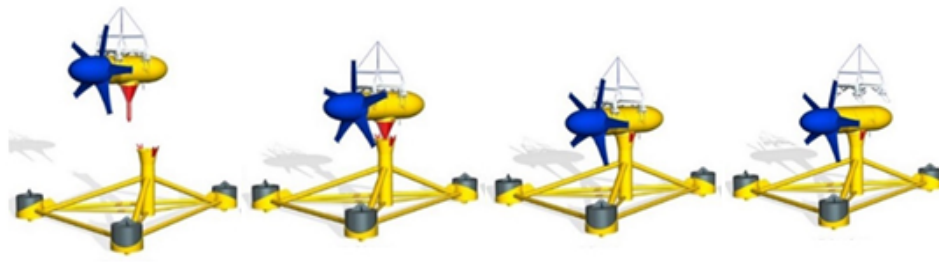


Figura 24 – *Sabella*, turbina desenvolvida no projeto do ICE. Fonte:(SABELLA, )

## 4.6 MORILD II

Uma turbina de eixo horizontal, desenvolvida nível de pesquisa como um protótipo. A MORILD II foi implantada em novembro de 2010 e retirada da água em novembro de 2012, na Noruega. Com uma capacidade instalada de 1,5 MW, o conjunto contava com quatro turbinas, cada uma com duas pás. Fixada ao solo por meio de um sistema flutuante, contava com cabos submersos para a transmissão de energia. Durante sua operação foram monitorados todos seus dados, observando-se a geração de 40% menos dióxido de carbono que as turbinas eólicas *onshore*. Além disso, 80% de toda a estrutura da MORILD II pode ser reciclada, gerando menos impacto, mesmo após seu ciclo de vida previsto de 30 anos.

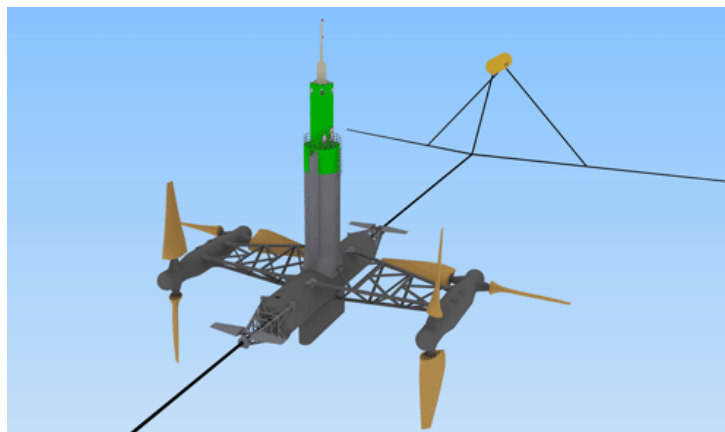


Figura 25 – Ilustração da turbina MORILD II. Fonte:(NORWAY, 2010)

## 4.7 Hydro-Gen

A *Hydro-Gen* é uma turbina de eixo horizontal caracterizada por ser uma estrutura flutuante. Isto é possível pois ela está acoplada em um barco por meio de uma haste, que é levantada e submergida em menos de 1 minuto. Dessa forma, sua estrutura é mais leve em relação aos demais exemplos indicados anteriormente, o que impacta diretamente em sua capacidade de produção de energia, de 20 a 70 kW. Seu objetivo é atender principalmente localidades afastadas do continente que tenham dificuldade de acesso a energia elétrica,



como pequenas ilhas não conectadas a rede principal de energia. Ao ser posicionada no local de operação, a *Hydro-Gen* é fixada ao solo por meio de cabos de ancoragem.

## 4.8 Rotech Tidal Turbine RTT

A *Rotech Tidal Turbine* (RTT) é uma turbina que utiliza o efeito Venturi em sua operação. Com um duto simétrico, trata-se de uma turbina bi-direcional que converte a energia do fluxo das correntes marítimas em energia elétrica. Sua capacidade instalada é de 1MW e suas dimensões são de 20 metros de altura, 20 metros de comprimento e 15 metros de largura. Seus testes tiveram início em 2010, no Reino Unido e na Coréia do Sul, e sua fundação é por elementos de gravidade.

## 4.9 Comparação entre as turbinas

Dentre todas as turbinas exemplificadas, a que tem a maior potência é a produzida no projeto *Open-Centre Turbine*, com capacidade de 2 MW. Um quadro comparativo entre as características técnicas de cada uma das turbinas aqui citadas pode ser visto na Tabela 4.

Tabela 4 – Quadro comparativo dos exemplos de aplicação estudados. Fonte: Elaborada pelos autores.

Nome do Projeto	Tipo da Turbina	Diâmetro do Rotor (m)	Capacidade de Geração de Energia (MW)
<b>AR1500</b>	Eixo horizontal, com 1 rotor, pás livres	18 m	1,5 MW
<b>SeaGen</b>	<b>Eixo horizontal, com 2 rotores, pás livres</b>	<b>20 m</b>	<b>1-1,5 MW</b>
<b>Open-Centre</b>	Eixo horizontal, com 1 rotor no interior de um duto	16 m	2MW
<b>AndritzHydro Hammerfest</b>	<b>Eixo horizontal, com um rotor, pás livres</b>	<b>~20 m</b>	<b>0,5-2 MW</b>
<b>Sabella D10</b>	Eixo horizontal, 6 pás livres	10 m	1MW
<b>MORILD II</b>	<b>Eixo horizontal, 2 pás livres em madeira</b>	<b>23 m</b>	<b>1,5MW</b>
<b>Hydro-Gen</b>	Eixo horizontal, 2 ou 3 pás livres	3 m – 5 m	20 kW – 70 kW
<b>Rotech Tidal Turbine</b>	<b>Dispositivo Venturi</b>	<b>~20 m</b>	<b>1 MW</b>

Verifica-se que grande parte dos casos analisados concentram-se no norte da Europa, sendo o local mais ao Sul a região da Bretanha, na França. No entanto, locais como Canadá e Coréia do Sul também aparecem como pontos de aplicação desta tecnologia. A respeito do sistema de fundeio, observa-se um boa variedade de tipo, com destaque aquelas baseadas no princípio por gravidade, como apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Quadro comparativo dos locais e tipos de sistema de fundeio dos exemplos de aplicação. Fonte: Elaborada pelos autores.

<b>Nome do Projeto</b>	<b>Local de Implantação</b>	<b>Data</b>	<b>Tipo de Fundação</b>
<b>AR1500</b>	Pentland Firth	2010	Amarração com blocos de gravidade
<b>SeaGen</b>	<b>Reino Unido</b>	<b>2008</b>	<b>Estacas e sistema flutuante</b>
<b>Open-Centre</b>	França, Canadá e Irlanda	2007	Bloco de gravidade
<b>AndritzHydro Hammerfest</b>	<b>Noruega</b>	<b>2011</b>	<b>Trípode</b>
<b>Sabella D10</b>	França	2017	Trípode
<b>MORILD II</b>	<b>Noruega</b>	<b>2010</b>	<b>Sistema flutuante</b>
<b>Hydro-Gen</b>	França	2009	Sistema flutuante
<b>Rotech Tidal Turbine</b>	<b>Reino Unido e Coréia do Sul</b>	<b>2010</b>	<b>Bloco de gravidade</b>

## 5 Fundamentos Teóricos

Terminados a introdução e o estudo dos tipos mais usuais de fundeio de turbinas de correntes marítimas, parte-se para as considerações acerca do projeto de turbinas de corrente marítimas, principalmente no tocante às forças atuantes nas pás devido à passagem da corrente. Para isso, será utilizado o BEMT. Este modelo analisa a diferença da quantidade de movimento em um volume de controle antes e depois da passagem pela turbina. A seção 5.1 apresenta um pouco da história do modelo utilizado, para contextualizar como foi a sua evolução até chegar no formato utilizado por este trabalho. A seção 5.2 explica os principais conceitos considerados pelo modelo, enquanto a seção 5.5 apresenta a análise matemática. Por fim, a seção 6 expõe as considerações do grupo para a implementação do modelo, bem como o perfil de pá escolhido para a turbina analisada.

### 5.1 O modelo teórico

Dentre as bibliografias estudadas, todas utilizaram o BEMT como modelo para análise das forças que atuam na turbina. Dentre elas, encontram-se tanto estudos de caso para turbinas eólicas quanto de correntes marítimas. O desenvolvimento deste modelo começou com Rankine que, em 1865, descreveu a teoria de quantidade de movimento para um disco atuador. O conceito de disco atuador modela o rotor por um disco permeável (disco atuador) e o escoamento, livre e incompressível, sofre alterações devido à presença do disco.

Depois de Rankine, Froude desenvolveu a Teoria de Elementos de Pá em 1898 e combinou com a teoria de quantidade de movimento de Rankine, originando assim a teoria abordada neste trabalho. Lanchester, em 1915, Betz, em 1920, e Zhukovsky, em 1920, também utilizaram a teoria de Rankine para calcular a potência que pode ser produzida com aplicações de energia eólica.

Glauert, em 1935, foi o primeiro a publicar um trabalho completo sobre BEMT, um ano após sua morte acidental. A teoria de Glauert incluía alguns aspectos da pressão no fluido, mas não considerava o gradiente de pressão radial. Prandtl, em 1926, contribuiu com as correções feitas ao modelo, para corrigir a não uniformidade que ocorre no escoamento entre as pás.

Com a crise do petróleo em 1973 e o desenvolvimento de novas tecnologias, começou-se a pensar em formas de energias mais sustentáveis, incluindo energia eólica. Dessa necessidade, surgiram também novas e mais modernas teorias, dentre as quais destacam-se os trabalhos de Wilson e Lissaman, desenvolvidos em 1974, e Otto de Vries, em 1979,

que introduziram outras otimizações na teoria clássica. Estes trabalhos da década de 70 assumiam fluxo de corrente regular e bidimensional, sem considerar os efeitos de *stall*<sup>1</sup>. Todos estes trabalhos servem como base para parcela importante dos métodos computacionais hoje em dia utilizados e para as normas originadas, por exemplo as normas de projeto aero-elásticas desenvolvidas pelos centros de pesquisa europeus e americanos.

O método aqui utilizado, apesar de assumir algumas premissas simplificadoras adotadas pelos modelos mais antigos, tal como o escoamento em regime permanente, baseia-se nos trabalhos feitos recentemente com o auxílio de métodos computacionais modernos. Como mencionado, um objetivo deste trabalho é utilizar o modelo BEMT e fazer o cálculo de esforços de um dado modelo de pá, analisando matematicamente forças e momentos gerados pela rotação da turbina e pela interação fluido-estrutura.

Em linhas gerais, este modelo discretiza a pá em elementos que têm como seção transversal aerofólios, assim como asas de aviões. Em cada aerofólio atuam os esforços hidrodinâmicos que, por sua vez, dependem da velocidade da correnteza e da velocidade de rotação da turbina. Sendo assim, os esforços no sistema global da pá serão divididos em dois, uma parcela perpendicular ao plano de rotação da pá, originando a força de empuxo<sup>2</sup>; e outra paralela ao plano de rotação, originando o torque. Tais esforços originam, respectivamente, coeficientes de empuxo e de torque.

Como já mencionado, a proposta do presente trabalho é fazer a implementação do BEMT no MATLAB<sup>®</sup> para pás já conhecidas e validar com trabalhos publicados em que tais coeficientes estejam calculados. Os conceitos descritos neste capítulo foram obtidos segundo Masters et al. (2011) e Abbott e Doenhoff (1959).

## 5.2 Introdução ao Modelo BEMT

Uma turbina, tanto de corrente marítima, quanto corrente de vento, funciona extraindo energia cinética do fluido que passa por ela. Quando a corrente de fluido passa pela turbina, as pás rotacionam ao mesmo tempo em que a corrente perde velocidade. Com parte da energia sendo removida, a corrente diminui de velocidade, mas somente a porção que passa pela turbina, aqui representada por um disco rotor, é afetada. Assumindo que a massa de fluido que passa pelo disco e é afetada fica separada do fluido que não passa pelo disco e não perde velocidade, pode-se desenhar uma superfície de controle separando as duas porções de água no formato de um tubo, como mostrado na Figura 26.

Como ilustrado na Figura 26, o escoamento que atravessa o disco pode ser repre-

<sup>1</sup> *Stall*, também conhecido como estol em português, é caracterizado por uma queda brusca na força de sustentação das pás e ocorre quando há a separação da camada limite do escoamento, o que diminui a diferença de pressão entre intradorso e extradorso do aerofólio.

<sup>2</sup> Empuxo para turbinas e propulsores são na direção do eixo axial da turbina/propulsor, diferentemente do empuxo vertical aplicado na teoria de hidrostática

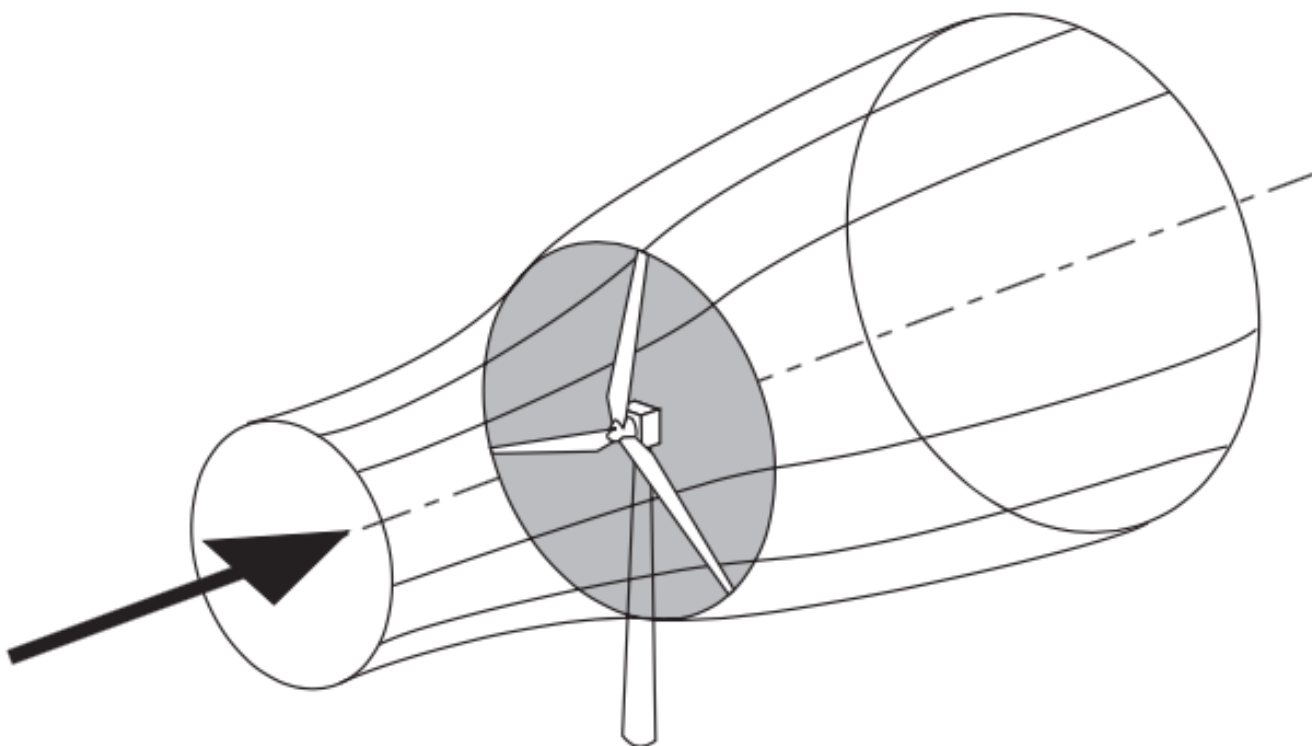


Figura 26 – Tubo que envolve a corrente que passa pelo disco atuador. Fonte: Burton (2001).

sentado basicamente pelo tubo de corrente, desde que não haja troca de massa entre a parte interna e a externa do tubo. Assumindo a hipótese de escoamento incompressível<sup>3</sup> (válida tanto para turbinas eólicas quanto para turbinas de correntes marítimas), a área da seção transversal do tubo após a turbina deve ser maior para garantir a validade da equação da continuidade.

Apesar de a energia cinética ser extraída da massa de fluido que passa pela turbina, a velocidade não é diminuída bruscamente. Desta forma, a presença da turbina diminui a velocidade do fluido de maneira gradual, tal que quando o fluido chega no disco, sua velocidade já é menor do que a da porção da corrente que atua livremente e o tubo se expande como resultado da diminuição da velocidade.

Quando o fluido passa pelo disco rotor, ocorre uma diminuição na pressão estática, tal que, quando ela deixa o tubo, sua pressão é menor comparativamente com a porção da corrente que não passou pelo tubo. A água, mesmo após sair da superfície de controle do tubo, continua com pressão e velocidade reduzida ao longo de certo trecho em comparação ao volume ao seu redor, e esse trecho é chamado de esteira<sup>4</sup>.

<sup>3</sup> Os efeitos de compressibilidade passam a ser importantes quando o número de Mach, definido como a relação entre a velocidade do escoamento e a velocidade de propagação da informação no meio é próximo a 1.

<sup>4</sup> Em inglês, *wake*

O trecho fora da superfície de controle já não interessa ao conteúdo proposto neste trabalho, mas cabe aqui ressaltar que eventualmente, em pontos distantes do final do tubo, não vai existir nenhuma mudança na pressão estática, mas existirá uma leve redução na energia cinética.

### 5.3 Teoria da Quantidade de Movimento Unidimensional

Esta teoria calcula a absorção de energia de um fluido por uma turbina. Neste caso, o rotor é modelado como um disco atuador, sem atrito e permeável. O volume de controle é limitado por um tubo de escoamento, com duas seções transversais distantes à montante e à jusante do disco. Supõe-se que o tubo de escoamento não interage com o fluido fora do volume de controle. O disco atuador remove energia do tubo de escoamento, resultando em uma força de arrasto que produz uma queda de pressão no fluido à jusante do disco. Tanto as superfícies à montante quanto à jusante do tubo são assumidas como tendo pressão estática ambiente e, assim, a velocidade do escoamento deve cair à jusante para satisfazer à equação de continuidade.

Assumindo a velocidade de escoamento livre igual a  $U$ , a velocidade à jusante do disco igual a  $U_1$ , a densidade do fluido como sendo  $\rho$  e as áreas das seções à montante e à jusante dadas por  $A_0$  e  $A_1$  respectivamente. A partir destas definições, a variação da quantidade de movimento do fluido devido ao disco pode ser escrita como na equação 5.1

$$F_A = U(\rho A_0 U) - U_1(\rho A_1 U_1) \quad (5.1)$$

Onde  $F_A$  é a força de empuxo (axial).

Como a taxa de variação de fluxo de massa  $\dot{m}$  é conservada no tubo de escoamento, isso pode ser reescrito como a equação 5.2

$$F_A = \dot{m}(U - U_1) \quad (5.2)$$

$F_A$  também pode ser definida em termos do diferencial de pressão imediatamente à montante e à jusante do disco. As pressões estáticas infinitamente distantes do disco à montante e à jusante do disco atuador são iguais à ambiente,  $p_{amb}$ .

Apresentando a velocidade de escoamento no disco como  $u_{disc}$  e  $p_{ud}$  e  $p_{dd}$  como as pressões imediatamente à montante e à jusante do disco, pode-se aplicar a equação de Bernoulli entre pontos imediatamente antes e depois do disco, levando às equações 5.3 e 5.4 respectivamente.

$$p_{amb} + \frac{1}{2}\rho U^2 = p_{ud} + \frac{1}{2}\rho u_{disc}^2 \quad (5.3)$$

$$p_{dd} + \frac{1}{2}\rho u_{disc}^2 = p_{amb} + \frac{1}{2}\rho U_1^2 \quad (5.4)$$

Assume-se que as seções transversais do tubo próximas do disco são efetivamente a área do disco,  $A_{disc}$ , as equações 5.3 e 5.4 podem ser usadas para derivar a equação 5.5, utilizada para o cálculo de  $F_A$ .

$$F_A = A_{disc} \frac{1}{2} \rho (U^2 - U_1^2) \quad (5.5)$$

Substituindo a equação 5.5 na equação 5.2, a equação 5.6 pode ser obtida.

$$u_{disc} = \frac{U + U_1}{2} \quad (5.6)$$

Se o fator de indução axial  $a$ , for definido como a fração de redução na velocidade entre o escoamento livre e o disco atuador, então,

$$U_1 = U(1 - 2a) \quad (5.7)$$

$$u_{disc} = U(1 - a) \quad (5.8)$$

A potência gerada,  $P$ , que é o empuxo multiplicado pela velocidade do escoamento no disco, pode ser calculada pela equações 5.9 ou 5.10, originadas da equação 5.5:

$$P = A_{disc} \frac{1}{2} \rho (U^2 - U_1^2) u_{disc} = A_{disc} \frac{1}{2} \rho u_{disc} (U - U_1)(U + U_1) \quad (5.9)$$

$$P = A_{disc} \frac{1}{2} \rho U^3 4a(1 - a)^2 \quad (5.10)$$

A força axial produzida, equação 5.5, pode ser escrita na mesma forma da equação 5.11:

$$F_A = A_{disc} \frac{1}{2} \rho U^2 4a(1 - a) \quad (5.11)$$

## 5.4 Quantidade de Movimento Angular

Parte da energia do escoamento é convertida em quantidade de movimento angular no próprio tubo de escoamento, como uma reação ao torque rotacional conferido ao rotor da turbina. É geralmente assumido que essa parcela convertida é muito menor do que a velocidade de rotação do sistema, o que permite supor que a pressão ambiente à montante é igual à pressão à jusante.

Para o desenvolvimento de um modelo incorporando efeitos rotacionais, o tubo de escoamento é dividido em seções anelares com raio local  $r$  e espessura  $dr$ , sendo a área do anel do tubo de escoamento como  $2\pi r dr$ . Um volume de controle girando na velocidade angular do rotor,  $\Omega$ , é empregado para resolver o problema. Como a componente axial da velocidade de escoamento é efetivamente constante, a diferença entre a velocidade angular do fluxo rotacional na seção do rotor logo depois do rotor é dada por  $\omega$ . Essa mudança de pressão pode ser escrita em termos da quantidade de movimento rotacional como a equação (12):

$$p_{ud} - p_{dd} = \rho(\Omega + \frac{1}{2}\omega)r^2\omega \quad (5.12)$$

A força axial elementar pode então ser calculado como a mudança na pressão multiplicada pela área anular, como na equação 5.13.

$$dF_a = (\rho(\Omega + \frac{1}{2}\omega)r^2\omega)2\pi r dr \quad (5.13)$$

O fator de indução angular ou tangencial,  $b$ , é agora introduzido,

$$b = \frac{\omega}{2\Omega} \quad (5.14)$$

A equação da força axial anelar 5.13 pode ser reescrita usando a equação 5.14, dando origem à equação 5.15.

$$dF_A = (4b(1 + b)\frac{1}{2}\rho\Omega^2r^2)2\pi r dr \quad (5.15)$$

Como a rotação está agora inclusa nas equações, é possível desenvolver uma fórmula para o torque produzido no anel do rotor,  $dT$ , que deve ser igual à mudança na quantidade de movimento angular. Para anéis, isso pode ser escrito como a equação 5.16:

$$dT = d\dot{m}(\omega r)r = \rho u_{disc}2\pi r dr(\omega r)r \quad (5.16)$$

Usando a equação 5.8 e a equação 5.14 na equação 5.16, uma expressão para torque elementar é obtida em termos da equação de escoamento à montante (ver equação 5.17). A força de empuxo em um anel de área  $2\pi r dr$  é obtido a partir da equação 5.11 e é mostrado na equação 5.18.

$$dT_1 = 4b(1 - a)\rho U \Omega r^2 \pi r dr \quad (5.17)$$

$$dF_{A1} = 2\pi r \frac{1}{2}\rho U^2 4a(1 - a)dr \quad (5.18)$$

Essas equações fornecem o torque e a força axial de um anel, se o escoamento for livre e os fatores de indução axial e tangencial ( $a$  e  $b$  respectivamente) forem conhecidos.



## 5.5 Blade Element Momentum Theory

Infelizmente,  $a$  e  $b$  não são conhecidos *a priori* e, portanto, as equações derivadas da teoria da quantidade de movimento unidimensional são de pouca utilidade isoladamente. A teoria dos elementos de pá divide as pás do rotor em elementos discretos em extensão (ao longo do comprimento da lâmina). Não há interação fluida entre esses elementos de aerofólio bidimensionais e, conseqüentemente, as cargas nas pás podem então ser consideradas como baseadas puramente nos coeficientes de sustentação, arrasto e torção dessas formas de aerofólios.

A Figura 27 mostra as forças de sustentação  $dL$  e arrasto  $dD$  atuando em um elemento. Nesta Figura,  $\phi$  é a inclinação do escoamento resultante  $V$  com relação ao eixo horizontal,  $\alpha$  é o ângulo de ataque da pá da turbina, resultante da composição do escoamento com resultante com o ângulo de torção local da pá ( $\theta$ ). Este ângulo de torção também é denominado *twist*.

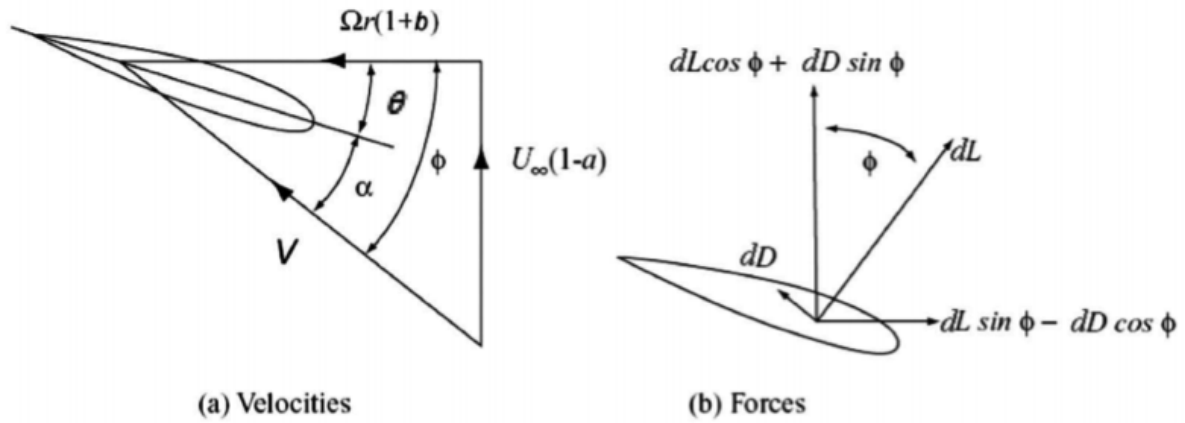


Figura 27 – Diagrama de forças de sustentação e arrasto. Fonte: (ALLSOP et al., 2016).

O empuxo axial do elemento de pá e o torque produzido podem ser encontrados resolvendo as forças de sustentação e de arrasto  $dL$  e  $dD$ . Escrevendo estes em termos de coeficientes de sustentação e arrasto  $C_L$ ,  $C_D$  e  $c$ , o comprimento da corda de aerofólio  $c$ , expressões para  $dF_{A2}$  e  $dT_2$  agora podem ser obtidas:

$$dF_{A2} = N \frac{1}{2} \rho V^2 c (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) dr \quad (5.19)$$

$$dT_2 = N \frac{1}{2} \rho V^2 c r (C_L \sin \phi + C_D \cos \phi) dr \quad (5.20)$$

Onde  $N$  é o número de pás. Da Figura 27, pode-se ver que:

$$\phi = \tan^{-1} \left( \frac{U(1-a)}{r\Omega(1+b)} \right) = \tan^{-1} \left( \frac{(1-a)}{\lambda(1+b)} \right) \quad (5.21)$$

onde  $\lambda = r\Omega/U$  é o adimensional de velocidade local. Já a velocidade do escoamento resultante  $V$ , pode ser calculado usando a equação de Pitágoras e é dada na equação 5.22.

$$V = [(r\Omega(1+b))^2 + (U(1-a))^2]^{\frac{1}{2}} = U[\lambda^2(1+b)^2 + (1-a)^2]^{\frac{1}{2}} \quad (5.22)$$

## 6 Implementação

Com embasamento na revisão bibliográfica, a implementação do cálculo dos esforços hidrodinâmicos na turbina de corrente marítima foi feita empregando uma rotina numérica construída em ambiente MATLAB<sup>®</sup> seguindo o modelo BEMT. Este capítulo foi organizado em 5 seções, sendo a primeira delas, 6.1, referente ao modo como foi feita a discretização de cada uma das pás das turbinas. Em seguida, tem-se as seções 6.2 e 6.3, que explicam como foi implementado o código no MATLAB<sup>®</sup>. A seção 6.4 traz os resultados finais obtidos pelo grupo e a seção 6.5 traz as considerações sobre os resultados e implementação.

### 6.1 Discretização da Pá

O primeiro passo foi escolher um modelo de pá para validar a ferramenta numérica construída. Foi escolhida uma pá contida em Allsop et al. (2016) e que tivesse seu perfil discretizado de acordo com Abbott e Doenhoff (1959).

O perfil escolhido foi o NACA 4415, e para os demais parâmetros (velocidade do escoamento incidente, comprimento da pá, corda ao longo da seção e ângulo de *twist* ao longo da seção), foram utilizados os mesmos que o "case 3" de Allsop et al. (2016). Ou seja, um modelo em escala 1:30 com o perfil NACA4415, velocidade de corrente incidente 0,55 m/s, raio de 0,3m e com ângulos de torção e comprimento de corda retirados dos gráficos 30 e 31.

O perfil do aerofólio característico do perfil NACA 4415 também foi discretizado em partes iguais com base nos parâmetros de Abbott e Doenhoff (1959) e pode ser visto na Figura 28.

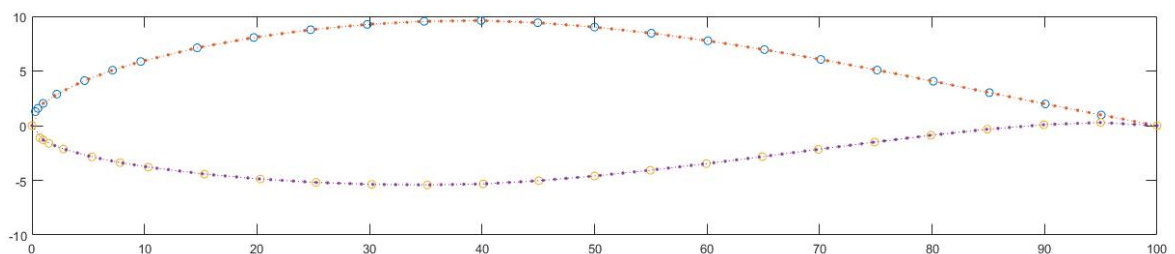


Figura 28 – Interpolação no perfil NACA 4415. Os pontos maiores são provenientes da referência bibliográfica e os menores são a interpolação. Fonte: Elaborada pelos autores.

## 6.2 Rotina Matemática

O modelo recebe, em primeiro lugar, as variáveis obtidas pelos gráficos e tabelas da referência bibliográfica (comprimento da pá, corda ao longo da seção e ângulo de *twist* ao longo da seção, coeficientes de sustentação e arrasto e o perfil do aerofólio). Depois são elencados como dados de entrada a densidade e velocidade do fluido, o número de divisões em que a pá será discretizada, o comprimento da pá (também considerado como o seu raio de rotação) e a velocidade de rotação da turbina relativa ao escoamento axial, dada pela Equação 6.1.

$$TSR = \frac{r\Omega}{U} \quad (6.1)$$

Com todos estes valores inseridos na rotina numérica, o primeiro passo é discretizar os pontos nos quais a pá será dividida ao longo do seu comprimento. Para cada um desses pontos, deverão ser interpoladas as variáveis de entrada e determinados os valores de cada uma correspondente ao ponto em questão.

Assim, o torque e a força axial na turbina, são obtidos por meio de uma iteração com o auxílio da função `fmincon` do MATLAB®. Esta utiliza  $dT$  e  $dF$ , das equações 5.17, 5.18, 5.19 e 5.20 e minimiza o resultado da variável  $g$  apresentada na equação (6.2):

$$g = (dF_{A1} - dF_{A2})^2 - (dT_{A1} - dT_{A2})^2 \quad (6.2)$$

Os parâmetros  $dT2$  e  $dF2$  utilizados na diferença de mínimos quadrados em questão, são dependentes dos coeficientes de arrasto e de sustentação de cada seção. Estes são obtidos a partir do programa Xfoil®, que é executado dentro da rotina da função que minimiza a variável  $g$ . Os ângulos de ataque e de incidência também são aqui calculados, para o cálculo deste valor.

Os valores das grandezas  $dT$  e  $dF$  de cada ponto calculados nesse processo iterativo são integrados ao longo do comprimento da, permitindo a obtenção da força e do torque total aplicados na pá. Finalmente, com as forças resultantes totais calculadas, deve-se verificar se os seus valores são os mesmos esperados pela referência bibliográfica.

## 6.3 Estrutura do Modelo

O modelo criado foi estruturado de forma a incorporar 3 *scripts* (ou *mfiles*-arquivos com extensão .m) de MATLAB®, sendo eles nomeados Simulação.m, BEMT.m e g.m. A função com o nome Simulação.m recebe todos os dados de entrada do caso estudado. Ainda nessa mesma função, ocorre um processo iterativo para cada uma das seções discretizadas nas pás, com o auxílio das funções BEMT.m e g.m. No processo iterativo, cada seção

transversal da pá precisa realizar cálculos utilizando a função "BEMT.m", que por sua vez aplica a *fmincon*, conforme discutido acima, na função "g.m". A organização das funções está explicada de forma mais visual na Figura 29.

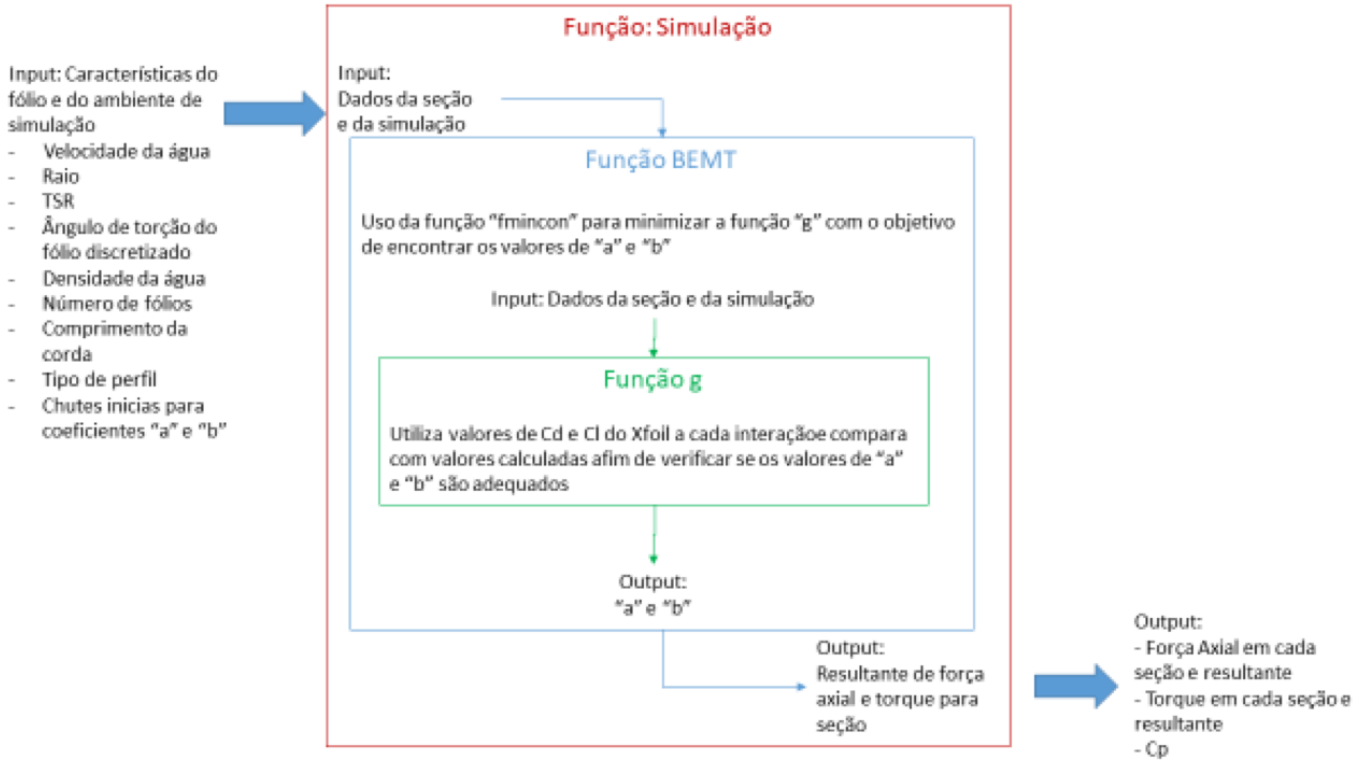


Figura 29 – Fluxograma da estrutura do código. Fonte: Elaborada pelos autores.

## 6.4 Resultados Obtidos

Para validar o modelo criado, foi utilizado o “case 3” do artigo (ALLSOP et al., 2016). Como citado no início deste capítulo, esse estudo de caso consiste em um modelo em escala 1:30 com o perfil NACA4415, velocidade de corrente incidente 0,55 m/s, raio de 0,3m e com ângulos de torção e comprimento de corda retirados dos gráficos 30 e 31.

Para comparar os resultados obtidos pelo modelo criado em MATLAB® para esse trabalho, empregou-se os valores de  $C_p$  (*Power Coefficient*) da bibliografia. O  $C_p$ , coeficiente que mede a energia de rotação obtida pelo ensaio com o valor com o valor máximo teórico. O valor da potência de rotação obtida é calculado multiplicando o valor da resultante de torque de todas as pás pela velocidade angular, já o máximo valor teórico é obtido pela expressão:

$$E = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (6.3)$$

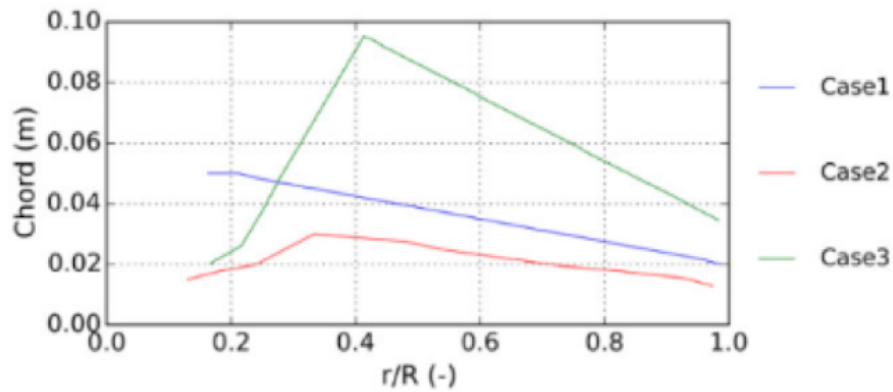


Figura 30 – Fluxograma da estrutura do código. Fonte: (ALLSOP et al., 2016).

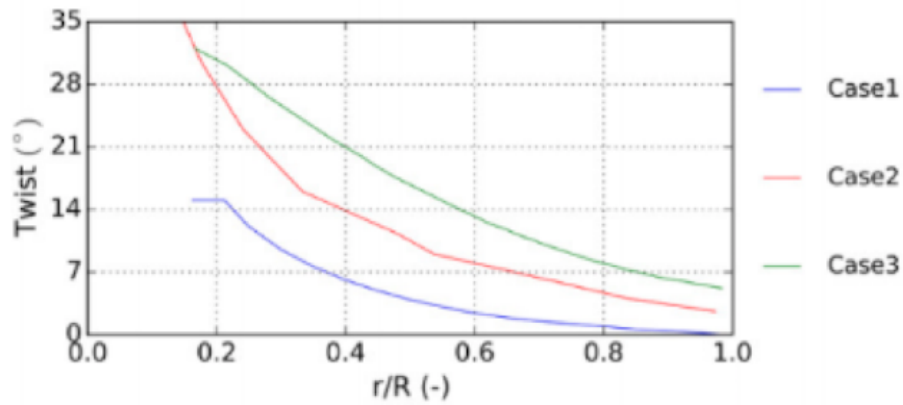


Figura 31 – Fluxograma da estrutura do código. Fonte: (ALLSOP et al., 2016).

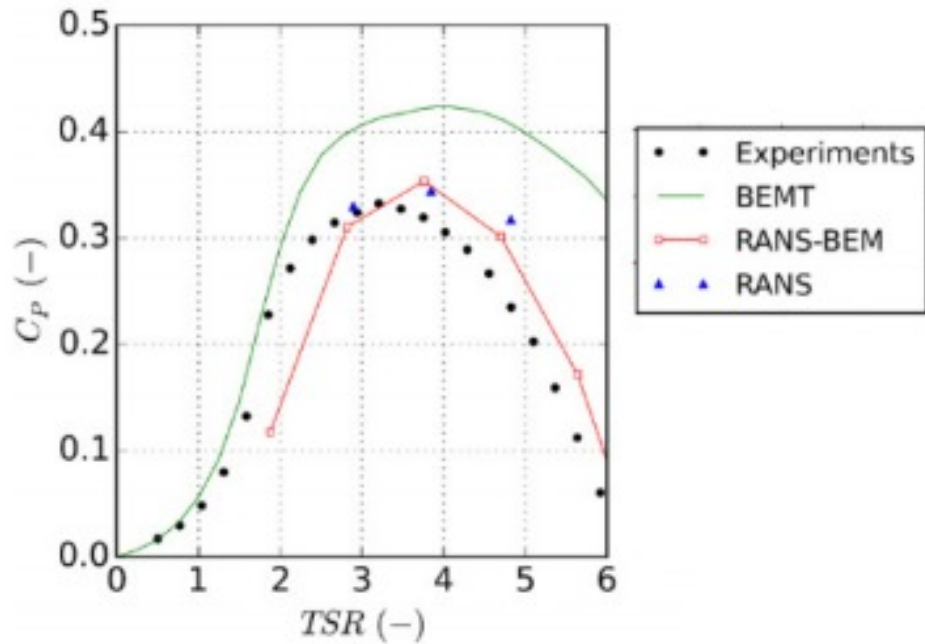
Os resultados obtidos foram próximos aos da bibliografia para TSR mais elevados, ou seja, maiores do que 5. No entanto, para valores de TSR entre 3,5 e 5, os resultados divergiam em comparação com a referência bibliográfica e não foram considerados TSR menores do que 3,5, já que o Xfoil® não era capaz de realizar os cálculos para obter os valores dos coeficientes  $C_l$  e  $C_d$ . Os resultados obtidos podem ser visualizados em na Tabela 6 e foram comparados com os dados provenientes da bibliografia, Figura 32.

## 6.5 Considerações sobre o Código

Durante a elaboração do código, foram encontrados problemas na interface com Xfoil®, de modo que para alguns valores das iterações o código retornava um erro. Para resolver esse problema, foi adotada uma solução numérica para garantir consistência nos dados de força axial e torque ao longo da pá. Cada interação com erro retorna o valor de “a” e “b” do capítulo anterior, dessa forma as resultantes da seção transversal da pá mantém o padrão de crescente sem grandes “saltos” nos resultados finais, ou seja, sem grandes variações de um resultado de uma seção transversal da pá para o resultado da

Tabela 6 – Resultados obtidos de  $TSR \times C_p$ . Fonte: Elaborada pelos autores.

Resultados obtidos	
TSR	$C_p$
6.0	0.37
5.5	0.44
5.0	0.40
4.5	0.46
4.0	0.55
3.5	0.77

Figura 32 – Resultados do artigo de  $TSR \times C_p$ . Fonte: (ALLSOP et al., 2016).

próxima seção transversal.

Mesmo com essas modificações, conseguimos ter um resultado contínuo ao longo da pá somente para a força axial. O torque teve um resultado sem um padrão claro, porém sua resultante ficou de acordo com a bibliografia para  $TSR$  igual a 6, uma vez que o  $C_p$  só leva em consideração o torque. Os gráficos das distribuições da força axial e do torque ao longo das pás se encontram nas Figuras 33 e 34.

Vale também ressaltar que o motivo desses resultados com “erros” obtidos precisariam ser estudados posteriormente. A hipótese admitida preliminarmente pelo grupo é de que o Xfoil® tem um refinamento de malha não adequado para números de Reynolds

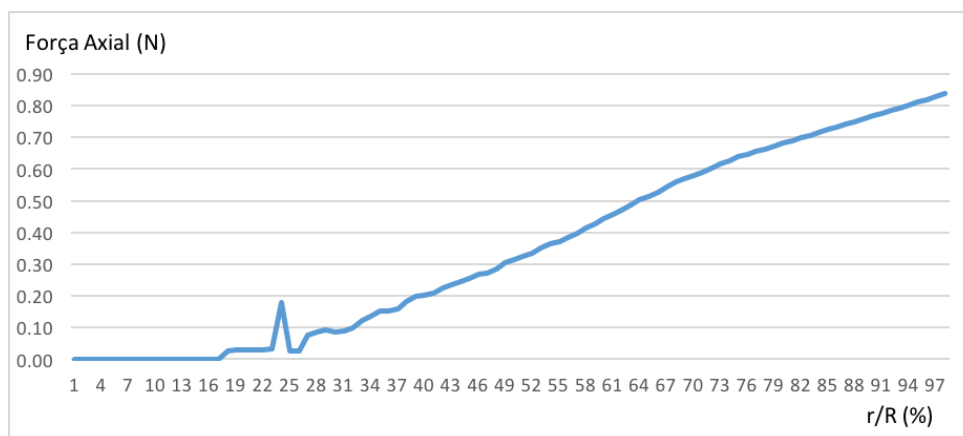


Figura 33 – Força axial por  $r/R$ . Fonte: Elaborada pelos autores.

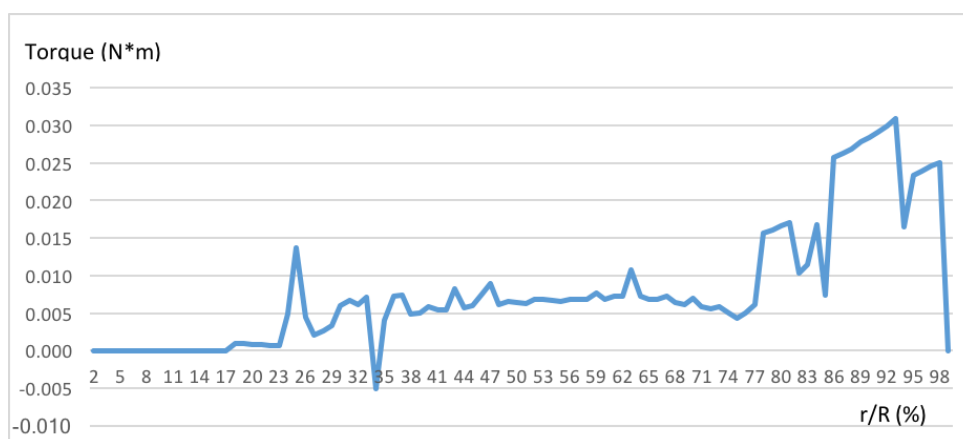


Figura 34 – Torque por  $r/R$ . Fonte: Elaborada pelos autores.

baixos, algo pouco característico para asas e turbinas eólicas, e seria necessário avaliar opções adicionais do programa para modificar os métodos de cálculo para adequar ao modelo estudado.



## 7 Validação com o FAST<sup>®</sup>

Com o objetivo de se permitir uma análise da implementação do modelo numérico descrito no capítulo anterior, foi elaborado um manual de como se utilizar uma ferramenta chamada FAST. Além disso, o modelo utilizado no presente estudo conta com o escoamento permanente e ignora a ocorrência de certos fenômenos do escoamento transiente. Com o FAST, tal modelo pode ser simulado em um trabalho futuro, gerando dados mais fiéis à realidade.

Com o intuito de simular os esforços de turbinas eólicas, o FAST, criado pelo NREL, *National Renewable Energy Laboratory*, inicialmente chamado de “*Fatigue, Aerodynamics, Structures & Turbulence*”, surgiu em meados de 1996 como uma ferramenta de engenharia assistida por computador ou, em inglês, *Computer-Aided Engineering* (CAE). Desde então, o laboratório vem atualizando a ferramenta, principalmente por conta dos grandes avanços obtidos nesta tecnologia e para aprofundar mais ainda os estudos relacionados a este tema. Deste modo, apresenta-se aqui um breve resumo de como a ferramenta poderia ser utilizada de modo a avaliar a coerência dos resultados obtidos no MATLAB<sup>®</sup>. Serão apresentados todos os dados a serem fornecidos para a ferramenta, baseando-se no modelo explorado no BEMT.

Hoje, na versão 8, o FAST possui um módulo chamado AeroDyn, que permite ao usuário realizar simulações aplicadas à turbinas de correntes marítimas. Com este módulo, ainda é possível se calcular os esforços tanto nos fólios, quanto nas torres de sustentação, além de checar a ocorrência de cavitação. Esta verificação é importante, uma vez que a diferença de pressão em que o líquido é submetido pode ocasionar a vaporização do mesmo, danificando os fólios e reduzindo a vida útil dos componentes da turbina.

Outro tipo de simulação que o AeroDyn permite é com o uso de modelos transientes, contemplando fenômenos tais como separação do escoamento e estol. A separação do escoamento pode gerar vórtices que, se desprendidos de maneira harmônica, induzem carregamentos oscilatórios nas pás.

A utilização da ferramenta pode ser feita por dois métodos. A primeira é utilizar o AeroDyn acoplado ao FAST, de modo que algumas informações sejam buscadas no próprio FAST e as demais sejam fornecidas em três diferentes arquivos. A segunda opção é fornecer estes mesmos três arquivos de dados de entrada, além de um arquivo adicional, com as informações que antes seriam buscadas na ferramenta primária. Aqui será abordado o caso em que o usuário opte por utilizar o método desacoplado.

Os modelos dos arquivos dos dados de entrada podem ser encontrados no próprio site da NREL. Ao se baixar a ferramenta, são fornecidas várias pastas contendo esses

arquivos, além de exemplos de fólios e resultados padrões de uma simulação. Todos os documentos necessários se encontram no arquivo AeroDyn Archive for Windows e no AeroDyn Manual, disponíveis em Jonkman et al. ().

## 7.1 *AeroDyn Driver Input File*

O primeiro conjunto de informações deve ser fornecido por um arquivo chamado de *AeroDyn Driver Input File*, que permite o programa a rodar desacoplado do FAST. Os dados de entrada são informações da simulação em si e dados da turbina. A primeira informação a ser fornecida ao programa é se o usuário deseja criar um arquivo suporte contendo todos os dados do *Driver Input File*. Caso positivo, deve-se deixar a opção “Echo” ligada, recurso útil para encontrar erros no arquivo, terminada a simulação. Logo em seguida, será fornecido o nome do segundo arquivo de entradas, o qual o programa se refere como 7.2. Este arquivo será abordado mais adiante.

Na seção seguinte, serão informados o número de pás na turbina, “NumBlades”, que pode ir de 1 a 3 unidades; o raio do rotor, “HubRad”, em metros; a altura do rotor, “HubHt”, em metros, quando o rotor é suportado por uma torre; a distância, também em metros, entre a torre de suporte e o rotor, “Overhang”, quando há uma inclinação; o ângulo entre a torre e o rotor, “ShftTilt”, e o ângulo entre o rotor e as pás, “Precone”, ambos em graus. Como a turbina em questão não possuirá torre de sustentação, nem angulação, as informações a serem de fato fornecidas ao programa serão a quantidade de pás e o raio do rotor. Para efeitos ilustrativos, a Figura 35 tem a indicação destes parâmetros.

A terceira seção, chamada de “I/O SETTINGS” define os parâmetros de criação dos arquivos de resultado. “OutFileRoot” refere-se ao prefixo dos arquivos de saída, para facilitar a identificação de tais arquivos. “TabDel” permite regular a tabulação das colunas dos resultados. E, por fim, “Beep” deve ser ligado caso o usuário queira que, ao final da execução do programa, um som seja emitido. Já a última seção do arquivo, chamada de *Combined-Case Analysis*, permite ao usuário definir diversos parâmetros para tantas simulações desejadas. Deste modo, com apenas um arquivo, o usuário consegue realizar um compilado de simulações sem gerar um excesso de arquivos.

Os dados de entrada para cada simulação são: velocidade de escoamento do fluido, “FlowSpeed”, em m/s; um coeficiente “ShearExp”, utilizado apenas para turbinas eólicas, quando se deseja corrigir a real velocidade do meio para diferentes alturas; a velocidade do rotor “RotSpd”, em rpm; os ângulos “Pitch” e “Yaw”, de rotação em torno dos eixos horizontal e vertical, respectivamente; “dT” é o passo da simulação em segundos e, por fim, “Tmax” é o tempo máximo de cada simulação. Estes dados serão definidos posteriormente, conforme dados utilizados para a simulação no MATLAB®.

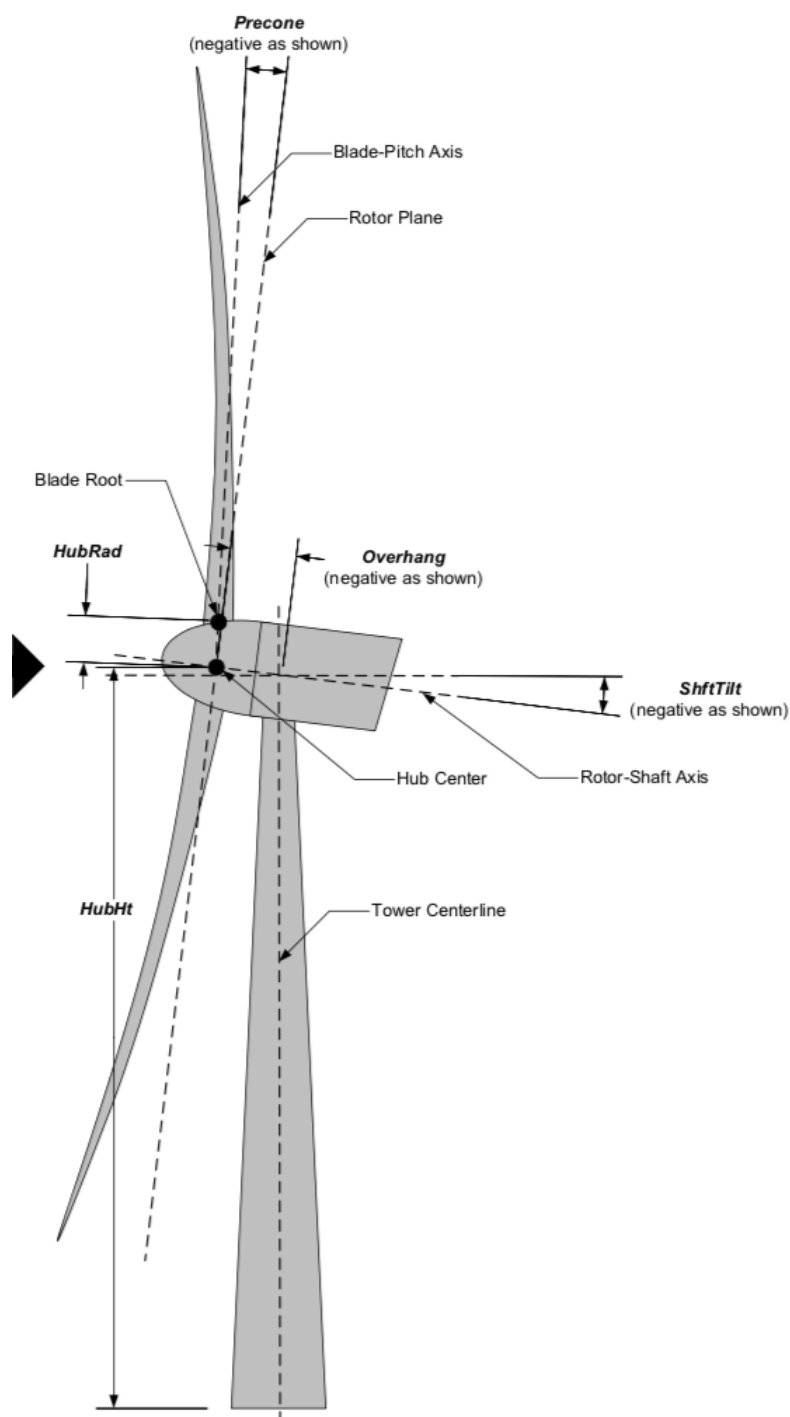


Figura 35 – Indicação dos parâmetros de entrada *HubRad*, *HubHt*, *Overhang*, *ShiftTilt* e *Precone*. Fonte: (JONKMAN et al., ).

## 7.2 AeroDyn Primary Input File

Como dito anteriormente, o arquivo *driver* já terá o nome do arquivo primário. Deste modo, ele terá acesso às informações contidas neste arquivo quando for iniciada a simulação. Este módulo será responsável por definir as opções da modelagem utilizada,

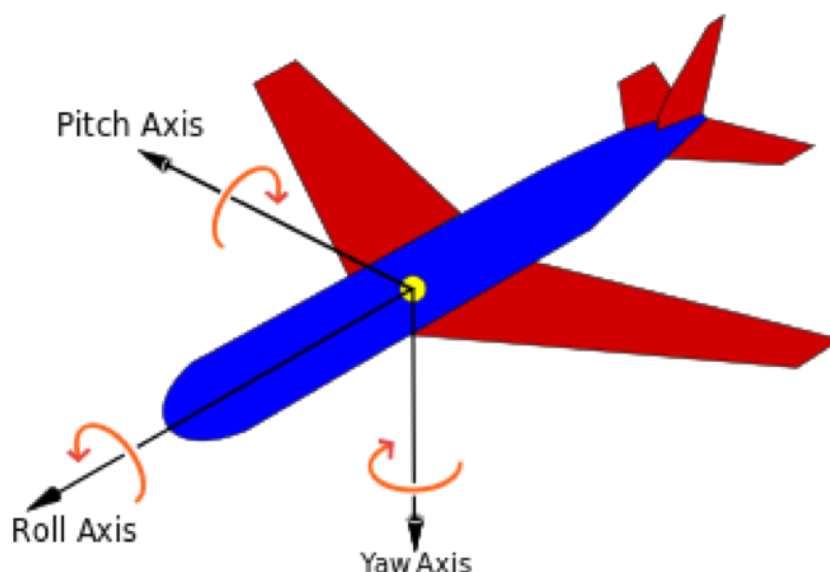


Figura 36 – Indicação dos parâmetros de entrada *Pitch* e *Yaw*. Fonte:(JONKMAN et al., ).

condições ambientes, dados de resultados e outros parâmetros, que serão detalhados a seguir.

A primeira seção de parâmetros é chamada de “Opções Gerais”. Assim como no arquivo anterior, o “Echo” é o primeiro deles e deve ser definido da mesma maneira. O segundo parâmetro, chamado de “DTAero” é o intervalo de tempo utilizado para o cálculo aerodinâmico. O recomendado é deixar o tempo padrão, já definido no arquivo *driver*. Depois, é necessário definir se a simulação calculará os efeitos de indução de velocidades axiais e tangenciais pela 5.5. No que se refere à aerodinâmica do hidrofólio, pode-se considerar modelos permanentes ou transientes a partir do parâmetro “AFAeroMod”. Os três últimos parâmetros, “TwrPotent”, “TwrShadow” e “TwrAero” são utilizados apenas quando há a torre de sustentação da turbina, que não é o caso do estudo. Por fim, deve-se informar ao programa se o problema de cavitação será checado, através do parâmetro “CavitCheck”. Assim como no MATLAB® não serão considerados efeitos de indução de velocidades axiais e tangenciais, instabilidade do hidrofólio nem cavitação, nenhum destes parâmetros serão considerados.

Na segunda seção serão definidas as condições ambientes da simulação. Os valores que devem ser fornecidos são: Densidade do fluido, “AirDens”, em kg/m<sup>3</sup>; viscosidade cinemática, “KinVisc”, em m<sup>2</sup>/s; Velocidade do som no fluido, “SpdSound”, em m/s; pressão atmosférica, “Patm”, em Pascal; pressão de vapor do fluido, “Pvap”, em Pascal e a profundidade da turbina, “FluidDepth”, em metros. Estes últimos três parâmetros só serão utilizados em caso de necessidade de se calcular a ocorrência de cavitação. Em caso contrário, pode-se deixar estes campos em branco.

A terceira e a quarta seção, a princípio, não serão utilizadas, portanto todos os parâmetros devem ser desligados. São somente utilizados quando o “WakeMod” está ativado e “AFAeroMod” é instável. Basicamente são feitas várias correções na simulação como cálculo do arrasto axial e tangencial causados pelas respectivas velocidades induzidas, além de correções de perdas de pressão causadas pela interferência do design da carcaça da turbina e das pontas das pás.

A quinta seção se refere a um arquivo de dados ainda não mencionado, chamado de 7.4. Nesta seção o usuário deverá colocar o nome do arquivo a ser utilizado, para que a simulação tenha acesso ao arquivo. Este arquivo contém as informações de cada seção da pá, dispostas em colunas. O objetivo desta seção é justamente listar em qual coluna cada uma das informações está, o que será explicado adiante. Vale lembrar que nesta seção também é possível fornecer ao programa diversos modelos de pás, indicando a quantidade, “NumAFiles” e os nomes dos arquivos.

A seguir, o usuário deverá fazer referência ao último arquivo de dados, o 7.3, para, assim como no caso anterior, a simulação ter acesso aos dados contidos neste novo arquivo. Na penúltima seção, devem ser fornecidos pelo usuário o número de nós a serem discretizados em cada pá, até um limite de 9 nós. Neste campo também deve ser fornecido o número de nós da torre de sustentação, caso o usuário esteja simulando um caso com tal estrutura.

Para finalizar o arquivo, deverão ser informados os dados que o usuário deseja obter ao final da simulação. Para se saber quais dados a simulação pode fornecer, pode-se consultar o arquivo “OutListParameters”, também disponível nos arquivos que são baixados juntamente com o programa. Para cada dado possível de ser extraído da simulação, há 27 códigos diferentes, um para cada nó (máximo de 9 nós) de cada pá (máximo de 3 pás), além de 9 códigos para cada um dos dados extraídos da torre de sustentação. Na Figura 37, apresenta-se um exemplo dos códigos para as velocidades induzidas axial e tangencial.

### 7.3 *Blade Data Input File*

Neste arquivo serão fornecidos ao programa informações sobre a discretização de cada seção da pá, chamados de nós, já definidos anteriormente. O primeiro dado, portanto, será a mesma quantidade fornecida na penúltima seção do arquivo primário. Idealmente este valor deve ser igual a 9, devido ao fato de que os modelos de pás mais comumente utilizados rotacionam ao longo de sua extensão, angulação nomeada de “Twist”. Assim, quanto mais nós, mais fiel será o resultado da simulação. Estão representados nas Figuras 39, 40, 38, cada um dos nós representantes das seções da pá.

B3N1Vindx		Axial induced wind velocity at Blade 3, Node 1
B3N2Vindx		Axial induced wind velocity at Blade 3, Node 2
B3N3Vindx		Axial induced wind velocity at Blade 3, Node 3
B3N4Vindx		Axial induced wind velocity at Blade 3, Node 4
B3N5Vindx		Axial induced wind velocity at Blade 3, Node 5
B3N6Vindx		Axial induced wind velocity at Blade 3, Node 6
B3N7Vindx		Axial induced wind velocity at Blade 3, Node 7
B3N8Vindx		Axial induced wind velocity at Blade 3, Node 8
B3N9Vindx		Axial induced wind velocity at Blade 3, Node 9
B1N1Vindy		Tangential induced wind velocity at Blade 1, Node 1
B1N2Vindy		Tangential induced wind velocity at Blade 1, Node 2
B1N3Vindy		Tangential induced wind velocity at Blade 1, Node 3
B1N4Vindy		Tangential induced wind velocity at Blade 1, Node 4
B1N5Vindy		Tangential induced wind velocity at Blade 1, Node 5
B1N6Vindy		Tangential induced wind velocity at Blade 1, Node 6
B1N7Vindy		Tangential induced wind velocity at Blade 1, Node 7
B1N8Vindy		Tangential induced wind velocity at Blade 1, Node 8
B1N9Vindy		Tangential induced wind velocity at Blade 1, Node 9

Figura 37 – Exemplos de códigos de *outputs*. Fonte: (JONKMAN et al., ).

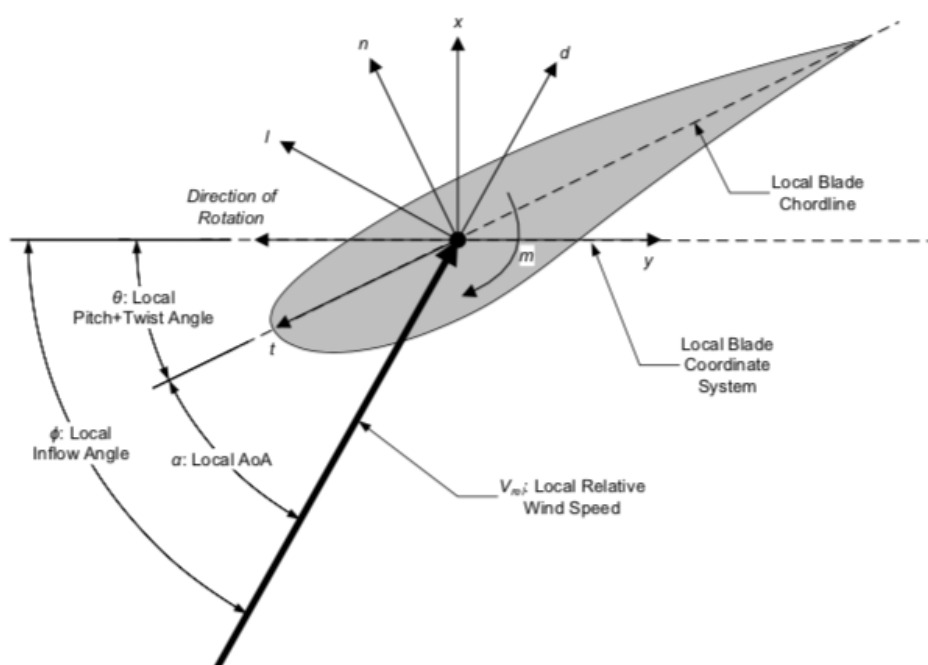


Figura 38 – Orientação da corda, representada por *Local Blade Chordline*. Fonte: (JONKMAN et al., ).

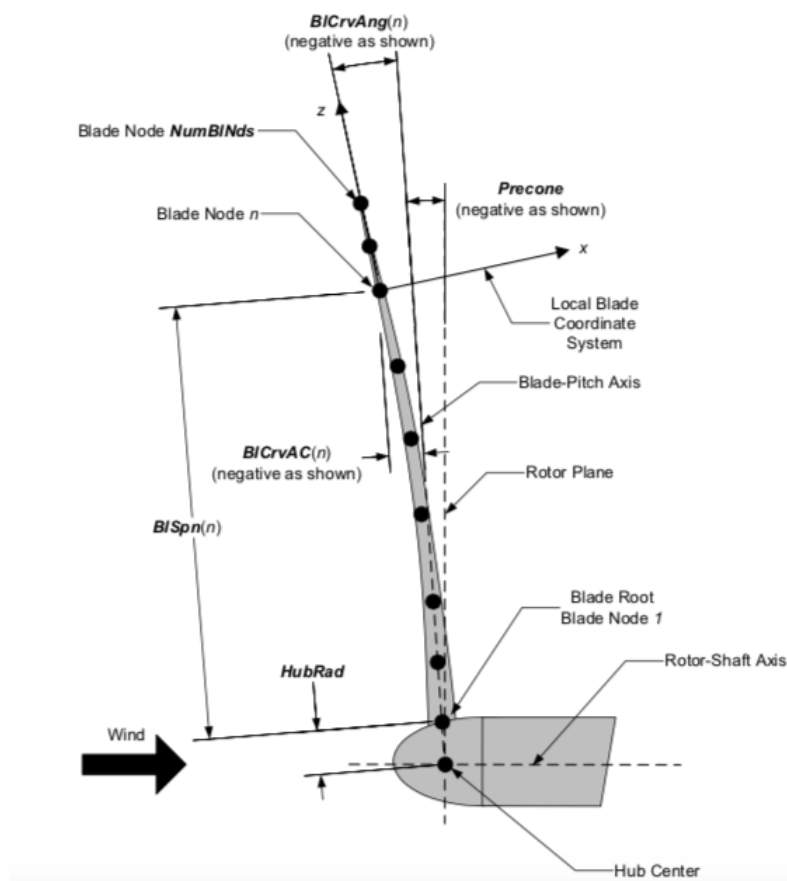


Figura 39 – Vista lateral para ilustrar  $BlSpn$ ,  $BlCrvAC$  e  $BlCrvAng$ . Fonte: (JONKMAN et al., ).

Os próximos 7 itens serão fornecidos conforme cada um dos nós indicados.

- “ $BlSpn$ ” especifica a distância do nó, em metros, a partir do centro do rotor. Nos casos em que o AeroDyn é acoplado ao FAST, o primeiro nó deve ter distância 0m e o último nó deve estar na ponta da pá;
- “ $BlCrvAC$ ” refere-se à distância, em metros, olhando em vista lateral, da curvatura da pá em relação ao centro aerodinâmico. Este valor é negativo quando a angulação é contrária ao escoamento do fluido e positivo se favorável;
- “ $BlSwpAC$ ” refere-se à distância, em metros, olhando em vista frontal, da curvatura da pá em relação ao centro aerodinâmico. Este valor é positivo quando sua rotação é contrária à rotação da pá;
- “ $BlCrvAng$ ” refere-se ao ângulo, olhando em vista lateral, da curvatura da pá em relação ao centro aerodinâmico. Assim como o “ $BlCrvAC$ ”, é negativo quando a angulação é contra o escoamento do fluido;

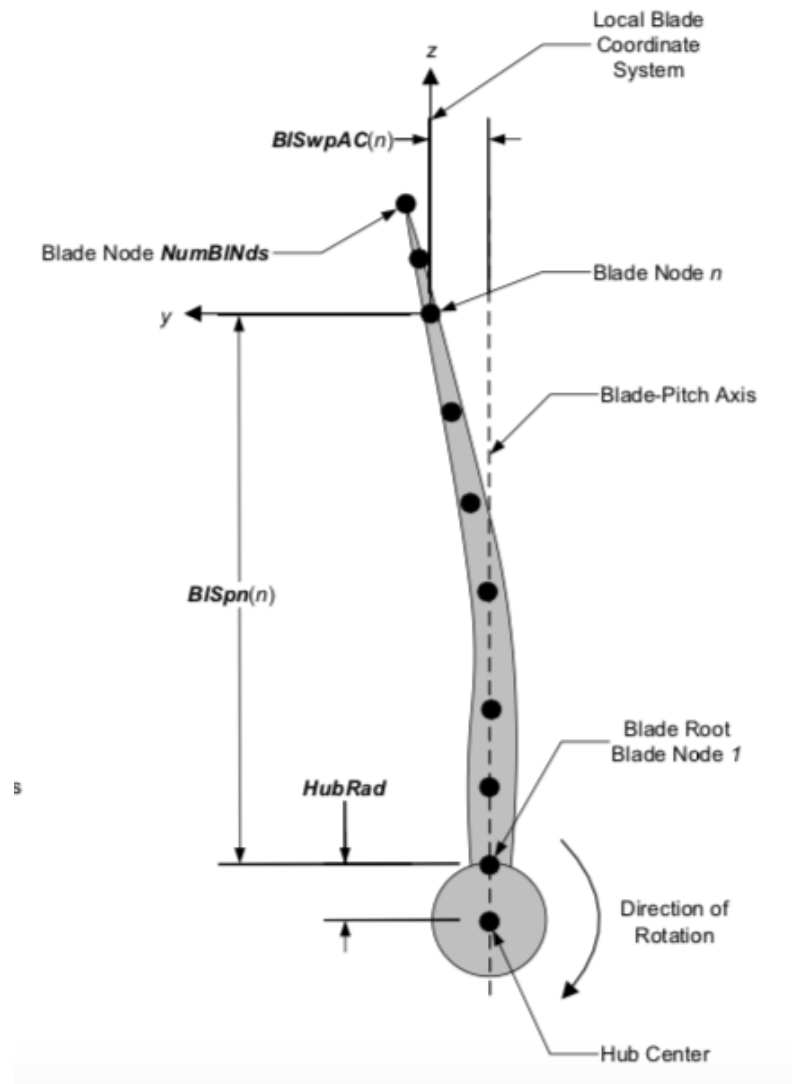


Figura 40 – Vista frontal para ilustrar o *BlSwpAC*. Fonte: (JONKMAN et al., ).

- “BlTwist” refere-se justamente ao ângulo de rotação em torno do eixo da própria pá, em graus;
- “BlChord” refere-se ao comprimento da corda do nó. É a distância entre o ponto inicial de contato com o fluido e o ponto final, ou seja, largura da pá, caso fosse cortada ao meio;
- “BlAFID” permite ao programa identificar à qual pá esta seção se refere, pois como comentado anteriormente, o modelo pode simular diversas pás ao mesmo tempo.

## 7.4 Airfoil Data Input File

Neste último arquivo serão os parâmetros para os modelos transientes, além de outros dados de entrada para cada nó simulado. Os modelos instáveis possíveis de serem



utilizados no AeroDyn são os desenvolvidos por Beddoes-Leishman, Gonzáles e Minnema & Pierce. No entanto, como indicado pelos próprios desenvolvedores da ferramenta, estas simulações ainda não estão completamente funcionais, de modo que os resultados divergem de versão para versão do AeroDyn. Como o foco deste estudo não são os modelos instáveis, tais parâmetros serão desconsiderados.

As informações que serão de fato inseridas são os ângulos de ataque, “Alpha”, em graus; coeficiente de sustentação, “Cl”; coeficiente de arrasto, “Cd”; coeficiente de momento devido ao ângulo *pitch*, “Cm” e o coeficiente de pressão mínima, “Cpmin”. Tais informações deverão ser posicionadas conforme indicado na quinta seção do arquivo *AeroDyn Driver Input File*. Ademais, deverão ser fornecidos a quantidade de ângulos de ataque existentes nas pás, “NumAlf” e “InterpOrd”, que se refere ao tipo de parametrização de todos os coeficientes em função do ângulo de ataque. Esta parametrização pode ser linear ou cúbica, utilizando-se os algarismos 1 ou 3, respectivamente.

## 8 Conclusões

O trabalho teve como objetivo realizar considerações acerca das turbinas de correntes marítimas. Assim, foi desenvolvida uma contextualização geral, envolvendo desde a explicação de seu conceito, bem como de seus aspectos históricos. Adicionalmente foram discutidas características mais específicas como a modelagem computacional dos esforços nas turbinas e os tipos de sistema de fundeio e suas especificidades.

Por meio da revisão bibliográfica, verificou-se que as opções de geração de energia elétrica utilizando energia proveniente do mar têm sido exploradas por meio de diferentes fontes, tais como a energia potencial gerada por desníveis topográficos ou variações dos níveis das marés e a energia cinética oriunda do movimento das correntes marítima, estudada neste trabalho. Esta distingue-se das demais opções, principalmente, por sua posição relativamente distante dos continentes, o que dificulta suas aplicações de alta potência.

No entanto, mesmo em estágio inicial de desenvolvimento, já é possível observar e mensurar resultados acerca da capacidade produtiva dessa vertente de geração de energia. Com uma capacidade de exploração evidente, reforça-se a motivação para estudo desse tipo de turbina.

Uma vez justificada a necessidade de estudo das turbinas de correntes marítimas, partiu-se para a conceituação teórica dos seus esforços. Por meio do modelo teórico do BEMT, pôde-se compreender as componentes atuantes nas turbinas em decorrência de sua interação com a água, por meio da discriminação das variáveis de interesse e do método propriamente dito.

A complementação do seu entendimento foi realizada por meio da implementação do BEMT em uma rotina numérica construída no *software* MATLAB<sup>®</sup>, de modo que os resultados obtidos abrem caminho para estudos futuros. Um exemplo, seria para obter resultantes para outros casos de características diferentes e para cálculos de esforços em turbinas de correntes marítimas. Vale salientar que os resultados obtidos, quando comparados com as principais referências, ainda podem ser melhorados, de forma a ficarem mais próximos do que era esperado, tais como os resultados em Allsop et al. (2016), que serviram de validação para o modelo desenvolvido.

No que se refere à utilização do AeroDyn<sup>®</sup>, o capítulo 7 descreve sucintamente os passos para se rodar a ferramenta. Buscou-se registrar os conhecimentos adquiridos sobre o AeroDyn<sup>®</sup>, para que futuros alunos e pesquisadores consigam aprender como utilizar a ferramenta de uma forma mais simples.

Em relação ao sistema de fundeio, entende-se a elevada importância de um estudo completo sobre correntes marítimas, para detalhamento de qual sistema será usado, bem como de seu dimensionamento. No escopo mais limitado deste trabalho, buscou-se entender quais eram as principais opções aplicáveis e também compreender as vantagens e riscos de cada uma delas. Apesar de não tão aprofundado, este ponto é relevante porque, com o aumento da aplicação de turbinas de correntes marítimas, é provável que uma maior atenção seja dada aos sistemas de fundeios, uma vez que podem representar um elevado custo dentro do projeto de turbinas de correntes marítimas como um todo.

Deste modo, observa-se que ao fim deste trabalho foram possíveis estabelecer considerações acerca do tema, elucidando-se os diferentes aspectos associados as turbinas de correntes marítimas, incluindo a própria turbina, seu sistema de fundeio e o contexto em que pode ser inserida. Do ponto de vista do tema, de um modo geral, ter sido estudado e desenvolvido nas últimas 4 décadas, no mundo todo, e que no Brasil, sua abrangência ainda conta com um pequeno número de pesquisas, espera-se que este documento auxilie a fomentar novos estudos acerca do assunto, tornando este melhor explorado, gerando novas oportunidades nos diferentes meandros que podem ser abordados.

# Referências

- ABBOTT, I. H.; DOENHOFF, A. E. von. *Theory of Wing Sections*. [S.l.]: Dover, 1959.
- AGENCY, I. E. *Energy Climate Change and Environment 2016 Insights*. [S.l.], 2016.
- ALLSOP, S.; PEYRARD, C.; THIES, P. R.; BOULOUGOURIS, E.; HARRISON, G. P. A validated bem model to analyse hydrodynamic loading on tidal stream turbines blades. In: *3rd Asian Wave and Tidal Energy Conference*. [S.l.: s.n.], 2016.
- AQUARET. *AquaRET E Learning Tool*. 2018.  
[Http://aquaret.com/images/stories/aquaret/pdf/chapter3.pdf](http://aquaret.com/images/stories/aquaret/pdf/chapter3.pdf).
- BINACIONAL, I. *A história da maior hidrelétrica do mundo*. 2018. Site. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/nossahistoria>.
- BURTON, T. *Wind Energy Handbook*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2001.
- COUNCIL, W. E. *World Energy Resources Marine Energy 2016*. [S.l.], 2017.
- ENERGIES, E. *L'usine maremotrice de la Rance-Histoire et fonctionnement*. 2018. Site. Disponível em: <https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/energies-renouvelables/hydraulique/edf-hydraulique-bretagne-normandie/l-usine-maremotrice-de-la-rance/decouvrir-et-comprendre>.
- ENERGIES, O. H. N. *Open-centre turbine*. 2018. Site. Disponível em: <http://www.openhydro.com/technology/open-centre-turbine>.
- ENERGY, S. A. *Tidal stream projects*. 2018. <https://simecatlantis.com/projects/>.
- FRIED, L.; QIAO, L.; SAWYER, S.; SHUKLA, S. *Global Wind 2016 Report*. [S.l.], 2017.
- HAMMERFEST, A. H. *Andritz Hydro Hammerfest Tidal Turbines*. 2018. Site. Disponível em: <http://www.andritzhydrohammerfest.co.uk/tidal-turbines/>.
- JONKMAN, J. M.; HAYMAN, G. J.; JONKMAN, B. J.; DAMIANI, R. R.; MURRAY, R. E. *Aerodyn V15 User's Guide And Theory Manual*. Disponível em: <https://nwtc.nrel.gov/AeroDyn>.
- LAZARD. *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis Version 11.0*. [S.l.], 2017.
- LTD., B. R. *Seabed drilling for marine energy*. Millers Three, Southmill Road, Bishop Stortford, CM 23 3DH, United Kingdom.
- MASTERS, I.; CHAPMAN, J.; WILLIS, M.; ORME, J. A robust blade element theory model for tidal stream turbines including tip and hub loss corrections. *J. Mar. Eng. Technol.*, v. 10, n. 1, 2011.
- NORWAY, T. R. C. of. *Laminated wood to be used for offshore turbine blades*. 2010. Site. Disponível em: [https://www.forskningsradet.no/en/Newsarticle/Laminated\\_wood\\_to\\_be\\_used\\_for\\_offshore\\_turbine\\_blades/1253954822447](https://www.forskningsradet.no/en/Newsarticle/Laminated_wood_to_be_used_for_offshore_turbine_blades/1253954822447).

- OES; IEA. International levelised cost of energy for ocean energy technologies. *Ocean Energy Systems and International Energy Agency*, 2015.
- PULLEN, A.; QIAO, L.; SAWYER, S. *Global Wind 2009 Report*. [S.l.], 2010.
- SABELLA. *Ushant showcase of tidal energy worldwide*. 7, rue Félix le Dantec.
- SCOTT, M. S. . A. *Foundation and Moorlinfs for Tidal Stream Systems*. [S.l.], 2009.
- STRATHCLYDE, U. of. *Technology: Vertical Axis Turbine*. 2018. Site. Disponível em: <[http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web\\_sites/05-06/marine\\_renewables/technology/vertaxis.htm](http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/05-06/marine_renewables/technology/vertaxis.htm)>.
- UK, R. E. H. *History of Hydroelectricity*. 2018. Site. Disponível em: <<https://www.renewableenergyhub.co.uk/hydroelectricity-information/the-history-of-hydroelectricity-and-micro-hydro.html>>.
- WHITAKER, D. Sea turbines: Turning the tide in energy production. *Living Energy*, Issue 4, p 42-45, 2011.