



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Rafael Brito de Sousa Veras

**Exploração da Complementariedade Solar, Eólica  
e de Maré no Uso Eficiente de Contratos de  
Acessibilidade da Rede por Usinas Híbridas**

São Luís - MA

2022

Rafael Brito de Sousa Veras

**Exploração da Complementariedade Solar, Eólica e de  
Maré no Uso Eficiente de Contratos de Acessibilidade da  
Rede por Usinas Híbridas**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Maranhão.

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Universidade Federal do Maranhão

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez

Coorientador: Prof. Dr. Shigeaki Leite de Lima

São Luís - MA

2022

Rafael Brito de Sousa Veras

# **Exploração da Complementariedade Solar, Eólica e de Maré no Uso Eficiente de Contratos de Acessibilidade da Rede por Usinas Híbridas**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Maranhão.

Trabalho de dissertação. São Luís - MA, 25 de Fevereiro de 2022:

---

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez  
Orientador  
Universidade Federal do Maranhão

---

Prof. Dr. Shigeaki Leite de Lima  
Coorientador  
Universidade Federal do Maranhão

---

Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira  
Examinador Interno  
Universidade Federal do Maranhão - MA

---

Prof. Dr. Mauro Michelena Andrade  
Examinador Externo  
Universidade do Vale do Itajaí - SC

---

Prof. Dr. Arcilan Trevenzoli Assireu  
Examinador Externo  
Universidade Federal de Itajubá - MG

São Luís - MA, 2022

*Dedico este trabalho a meus pais, Antônia de Sousa Veras Brito e Manoel Brito Filho, que estão sempre presentes em meu coração.*

# Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha família. Minha mãe, Antônia, por ter me estimulado a seguir meus sonhos. A meu pai, Manoel, que me ensinou resiliência e persistência. A Nayane, Mayara e João que me ensinaram fé, esperança, motivação.

Agradeço ao meu orientador Osvaldo Saavedra por ser fonte de inspiração, pela provocação científica aguçada, pela orientação precisa e pelas conversas sempre bem humoradas. A meu coorientador Shigeaki Lima por sempre ser fonte ideias inovadoras.

Agradeço ao grupo de pesquisa EOSOLAR, em especial aos professores Clóvis Oliveira e Denisson Oliveira pela condução no processo científico. Aos meus amigos Augusto e Daniel pela colaboração direta neste trabalho e a Natália pela consultoria meteorológica.

Agradeço aos meus amigos Aline e Diego e Helen por serem as outras partes que completam o grupo oceânicas e pela colaboração neste trabalho.

Aos meus professores Leonardo Paucar, Suzanne Shontz e Cândido Justino por acreditarem em mim quando eu não o fiz.

A CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) ao INEOF (Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia Energias Oceânicas e Fluviais) à Equatorial Energia e à Gera Maranhão pelo apoio financeiro por meio do Programa de P&D ANEEL (PD-00037-0042/2020).

*"Quem tem um sonho não dança."*

(Cazuza)

# Resumo

A crescente preocupação com o as mudanças climáticas aliadas ao esgotamento das fontes de energia não renováveis têm ocasionado o aumento da penetração da geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis e não despacháveis na matriz eletroenergética global. Como essas fontes tem comportamento intermitente e estocástico, geram complexidade na utilização e contratação do acesso aos sistemas de transmissão. Uma das formas de mitigar essas características indesejáveis das fontes renováveis é a hibridização das plantas por meio da geração conjunta entre recursos energéticos com características intermitentes que se complementam no tempo. Neste trabalho é proposta uma metodologia de avaliação dos benefícios trazidos ao uso eficiente dos contratos de acesso aos sistemas de transmissão no Brasil por empreendimentos híbridos com geração de energia por fonte solar, eólica e de correntes de maré na região de Alcântara e São Luís, Maranhão. Para modelagem das usinas utilizou-se dados de medição de velocidade do vento e irradiância solar, somados a uma simulação hidrodinâmica do canal do Boqueirão para aquisição dos dados de velocidade das correntes de maré. Por meio da metodologia desenvolvida, foi avaliado o desempenho das usinas modeladas em diversos parâmetros, como eficiência do contrato de transmissão, parcela de ultrapassagem, garantia física e taxa de flutuação. Os resultados obtidos levaram a conclusões que asseguram os benefícios da diversificação de fontes renováveis em uma mesma planta de produção de energia elétrica.

**Palavras-chave:** Complementaridade, Transmissão, Energias renováveis, Energia de correntes de maré.

# Abstract

The growing concern with climate change coupled with the depletion of non-renewable energy sources has led to increased penetration of power generation through renewable and non-dispatchable sources in the global electricity mix. As these sources have intermittent and stochastic behavior, they inject complexity into the utilization and contracting of access to the transmission systems. One way to mitigate these undesirable characteristics of renewable sources is the hybridization of power plants through the joint generation between energy resources with intermittent characteristics that complement each other in time. In this work is proposed a methodology to evaluate the benefits brought to the efficient use of the for teh access contracts to transmission systems in Brazil by hybrid plants with solar, wind and tidal current generation in the region of Alcântara and São Luís, Maranhão. For the modeling of the plants were used wind speed and solar irradiance measurement data, added to a hydrodynamic simulation of the Boqueirão channel for the acquisition of tidal current speed data. Through the methodology developed, the performance of the modeled plants was evaluated in several parameters, such as transmission contract efficiency, overrun portion, firm power and fluctuation ratio. The results obtained lead to conclusions that confirm the benefits of diversifying renewable sources in the same power plant.

**Keywords:** Complementarity, Transmission system, Renewable Energies, Tidal current energy.



# Lista de ilustrações

Figura 1 – Estimativas do aumento da temperatura causada pela atividade humana.	14
Figura 2 – Crescimento da geração eólica e solar fotovoltaica nos últimos 25 anos.	15
Figura 3 – Transição da matriz energética elétrica brasileira de 2020 a 2030. . . .	16
Figura 4 – Esquema da revisão bibliográfica sistemática utilizada no trabalho. . .	19
Figura 5 – Faixa de potência. . . . .	25
Figura 6 – Execução de cobrança e regulamentação do uso do sistema de transmissão.	26
Figura 7 – Tarifação do Uso do sistema de transmissão. . . . .	26
Figura 8 – Esquema de funcionamento do ciclo de conversão energética OTEC. . .	31
Figura 9 – Diferença entre as temperaturas do oceano de superfície e em 1000 m de profundidade. . . . .	32
Figura 10 – Alinhamento da atração gravitacional do Sol e da Lua na Terra formando a maré de sizígia. . . . .	34
Figura 11 – Distribuição global de média de amplitude marés. . . . .	35
Figura 12 – Localização das diferentes tecnologias de geração. . . . .	38
Figura 13 – Média horária mensal das medições de vento. . . . .	39
Figura 14 – Comparação entre curva fornecida pelo fabricante e curva produzida pelo polinômio. . . . .	40
Figura 15 – Média horária mensal das medições de irradiância solar. . . . .	41
Figura 16 – Localização das grades A e B que compõem o domínio simulado. . . .	43
Figura 17 – Distribuição da magnitude da velocidade das correntes de maré no canal do Boqueirão. . . . .	43
Figura 18 – Mediação, simulação e simulação ajustada. . . . .	44
Figura 19 – Curva de potência da turbina hidrocínética Evopod E1. . . . .	46
Figura 20 – Coeficiente de correlação = 1. . . . .	47
Figura 21 – Coeficiente de correlação = 0. . . . .	48
Figura 22 – Coeficiente de correlação = -1. . . . .	48
Figura 23 – Pior caso possível. Taxa de flutuação $FR = 1$ . . . . .	49
Figura 24 – Ocorrência de potência nominal no mês de setembro para uma usina 100 % eólica. . . . .	51
Figura 25 – Ocorrência de potência nominal no mês de setembro para uma usina 100 % solar. . . . .	52
Figura 26 – Velocidades de correntes de maré da primeira semana de fevereiro de 2019 dia a dia. . . . .	53
Figura 27 – Ocorrência de potência nominal no mês de setembro para uma usina 100 % de correntes de maré. . . . .	54

Figura 28 – Ocorrência de potência nominal no mês de abril para uma usina 50 % eólica e 50 % solar PV. . . . .	56
Figura 29 – Ocorrência de potência nominal no mês de outubro para uma usina 50 % eólica e 50 % solar PV. . . . .	56
Figura 30 – Ocorrência de potência nominal no mês de janeiro para uma usina 70 % eólica e 30 % solar PV. . . . .	58
Figura 31 – Ocorrência de potência nominal no mês de agosto para uma usina 70 % eólica e 30 % solar PV. . . . .	58
Figura 32 – Ocorrência de potência nominal no mês de janeiro para uma usina 70 % correntes de maré e 30 % solar PV. . . . .	60
Figura 33 – Ocorrência de potência nominal no mês de fevereiro para uma usina 70 % correntes de maré e 30 % solar PV. . . . .	60
Figura 34 – Ocorrência de potência nominal no mês de abril para uma usina 50 % eólica e 50 % correntes de maré. . . . .	61
Figura 35 – Ocorrência de potência nominal no mês outubro para uma usina 50 % eólica e 50 % correntes de maré. . . . .	62
Figura 36 – Ocorrência de potência nominal no mês de abril para uma usina 40 % eólica , 30 % correntes de maré e 30 % solar PV. . . . .	63
Figura 37 – Ocorrência de potência nominal no mês de outubro para uma usina 40 % eólica , 30 % correntes de maré e 30 % solar PV. . . . .	63

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Revisão bibliográfica da complementaridade energética . . . . .	21
Tabela 2 – Revisão bibliográfica de complementaridade energética (Continuação).	22
Tabela 3 – Principais constituintes harmônicas relativas à $M_2$ de equilíbrio de amplitude $k = 24,2334$ cm. . . . .	33
Tabela 4 – Especificações da turbina eólica. . . . .	39
Tabela 5 – Especificações do painel PV. . . . .	41
Tabela 6 – Especificações da turbina hidrocínética. . . . .	45
Tabela 7 – Garantia física de usinas não-híbridas. . . . .	54
Tabela 8 – valores de IAMUST e Taxa de flutuação para usinas não-híbridas. . . .	55
Tabela 9 – Coeficiente de correlação entre fontes de geração. . . . .	55
Tabela 10 – IAMUST e energia excedente para uma usina 50 % eólica e 50 % solar PV. . . . .	57
Tabela 11 – IAMUST e energia excedente para uma usina 70 % eólica e 30 % solar PV. . . . .	59
Tabela 12 – IAMUST e energia excedente para uma usina 70 % Cm e 30 % solar PV. . . .	61
Tabela 13 – IAMUST e energia excedente para uma usina 50 % eólica e 50 % correntes de maré. . . . .	62
Tabela 14 – IAMUST e energia excedente para uma usina 40 % eólica e 30 % correntes de maré 30 % solar. . . . .	64
Tabela 15 – Comportamento da garantia física nos diferentes cenários de usinas híbridas. . . . .	64
Tabela 16 – Comportamento da taxa de flutuação nos diferentes cenários de usinas híbridas modeladas. . . . .	65

# Lista de abreviaturas e siglas

IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
BEN	Balanco Energético Nacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SIN	Sistema Interligado Nacional
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
REN	Resolução Normativa
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema
SMF	Sistemas de Medição para Faturamento
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
FR	<i>Fluctuation Ratio</i>
FC	Fator de Capacidade
IAMUST	Índice de Aproveito do Montante de Usos do Sistema de Transmissão
OTEC	<i>Ocean thermal energy conversion</i>
GD	Geração Distribuída
APE	Auto Produção de Energia
UGH	Central Geradora Híbrida

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos</b>	<b>17</b>
1.1.1	Objetivo geral	17
1.1.2	Objetivos Específicos	17
<b>1.2</b>	<b>Justificativa</b>	<b>18</b>
<b>1.3</b>	<b>Organização do Trabalho</b>	<b>18</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>19</b>
<b>2.1</b>	<b>Acesso ao sistema de transmissão</b>	<b>24</b>
<b>3</b>	<b>ENERGIAS RENOVÁVEIS</b>	<b>28</b>
<b>3.1</b>	<b>Energia eólica</b>	<b>28</b>
<b>3.2</b>	<b>Energia solar</b>	<b>29</b>
<b>3.3</b>	<b>Energias Oceânicas</b>	<b>30</b>
3.3.1	OTEC	31
3.3.2	Energia das Marés	33
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>37</b>
<b>4.1</b>	<b>Modelagem da usina</b>	<b>37</b>
<b>4.2</b>	<b>Modelagem eólica</b>	<b>38</b>
<b>4.3</b>	<b>Modelagem solar</b>	<b>40</b>
<b>4.4</b>	<b>Modelagem maremotriz</b>	<b>42</b>
4.4.1	Simulação	42
4.4.2	Geração maremotriz	44
<b>4.5</b>	<b>Método de avaliação dos benefícios da complementaridade</b>	<b>46</b>
4.5.1	Coeficiente de correlação	46
4.5.2	Taxa de flutuação	47
4.5.3	Garantia física	49
<b>4.6</b>	<b>Índice de aproveitamento do montante de uso do sistema de transmissão</b>	<b>50</b>
<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>51</b>
<b>5.1</b>	<b>Usinas não-híbridas</b>	<b>51</b>
<b>5.2</b>	<b>Usinas híbridas</b>	<b>55</b>
5.2.1	Usina híbrida 1 - 50 % eólica 50 % solar PV	55
5.2.2	Usina híbrida 2- 70 % eólica 30 % solar PV	57
5.2.3	Usina híbrida 3 - 70 % correntes de Maré 30 % solar PV	59

5.2.4	Usina híbrida 4 - 50 % eólica 50 % correntes de maré . . . . .	61
5.2.5	Usina híbrida 5 - 40 % eólica 30 % correntes de maré 30 % solar PV . . . . .	62
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>66</b>
<b>6.1</b>	<b>Trabalhos futuros . . . . .</b>	<b>67</b>
<b>6.2</b>	<b>Artigos associados a essa dissertação . . . . .</b>	<b>68</b>
	 <b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	 <b>69</b>

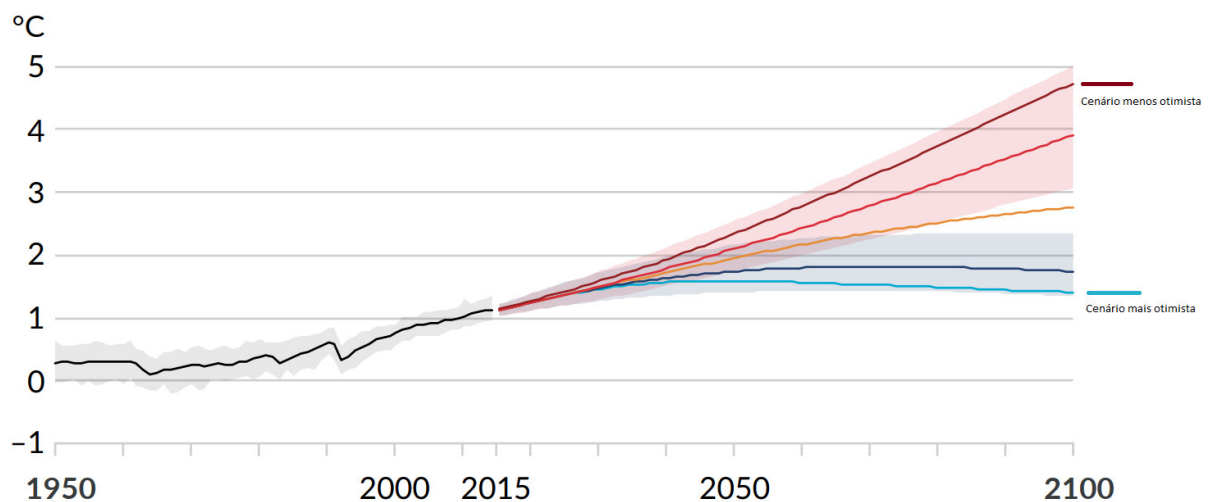
# 1 Introdução

As primeiras descobertas relacionadas às mudanças climáticas datam do início do século XVIII, mas os motivos por trás desse fenômeno ainda eram desconhecidos. Durante a década de 1970 ainda não havia um consenso científico sobre se o planeta estava aquecendo devido ao efeito estufa, ou se estaríamos nos aproximando de um novo período glacial causado pela poluição atmosférica bloqueando os raios solares (WEART, 2003).

No ano de 1988, no entanto, a conferência de Toronto sobre mudanças atmosféricas emitiu um aviso de consenso científico concluindo que a atividade humana havia causado mudanças atmosféricas. Essas transformações, caso não fossem controladas, levariam a eventos catastróficos tão graves quanto àqueles gerados por uma possível guerra nuclear (ORGANIZATION; CANADA; PROGRAMME, 1988).

Em agosto de 2021, o Painel Intergovernamental Sobre Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC*) liberou ao mundo o mais alarmante relatório até então. Foi descoberto que os danos causados pela humanidade ao meio ambiente atingiram um patamar que não pode mais ser revertido e também que, no cenário mais otimista até 2040, o homem será responsável por um aumento de ao menos 1,5 °C na temperatura global, como ilustrado na Figura 1.

Figura 1 – Estimativas do aumento da temperatura causada pela atividade humana.

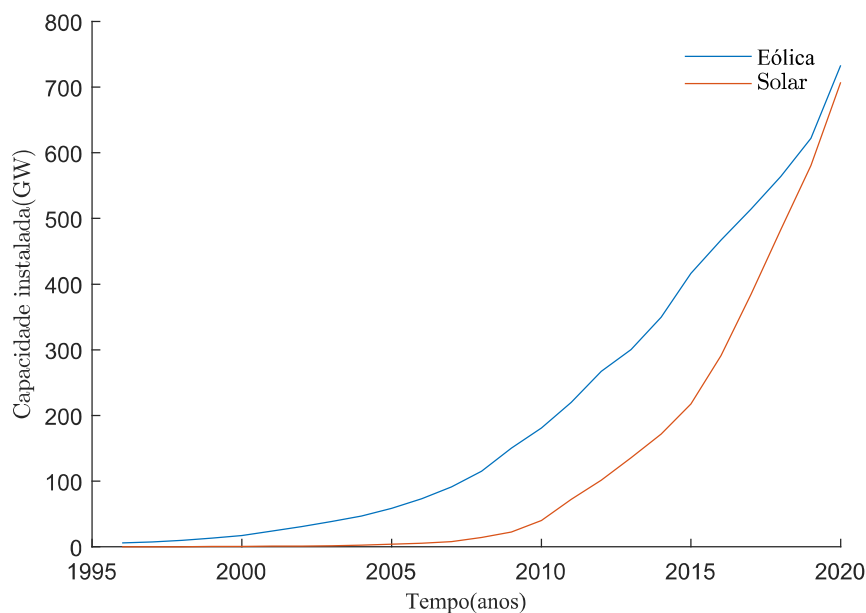


Fonte: (MASSON-DELMOTTE et al., 2021).

A crescente preocupação com os efeitos do aquecimento global tem voltado a atenção do homem à prospecção de recursos energéticos não-poluentes e renováveis de forma a contribuir com a descarbonização da matriz eletroenergética global. Dados da petrolífera *BP Energy* divulgados em relatório energético anual (BP, 2021) apresentam

uma tendência de crescimento na penetração da geração por meio das fontes eólica e solar no mundo. Nos últimos 20 anos houve um aumento de 18 GW para mais de 1,4 TW de capacidade instalada, representando uma potência instalada 77 vezes maior que a de 25 anos atrás, como ilustrado na Figura 2.

Figura 2 – Crescimento da geração eólica e solar fotovoltaica nos últimos 25 anos.



Fonte: Adaptado de BP (2021).

O mesmo relatório apontou também que a geração de eletricidade do mundo ainda é na maioria proveniente da queima do carvão, mas que no ano de 2020 houve pela primeira vez uma redução de 1,3 % na participação da matriz energética global, indo para 35,1 % do total de todas as fontes de energia que são convertidas em eletricidade. A boa notícia é que no mesmo ano a participação das renováveis alcançou um patamar recorde de 11,7 % de penetração.

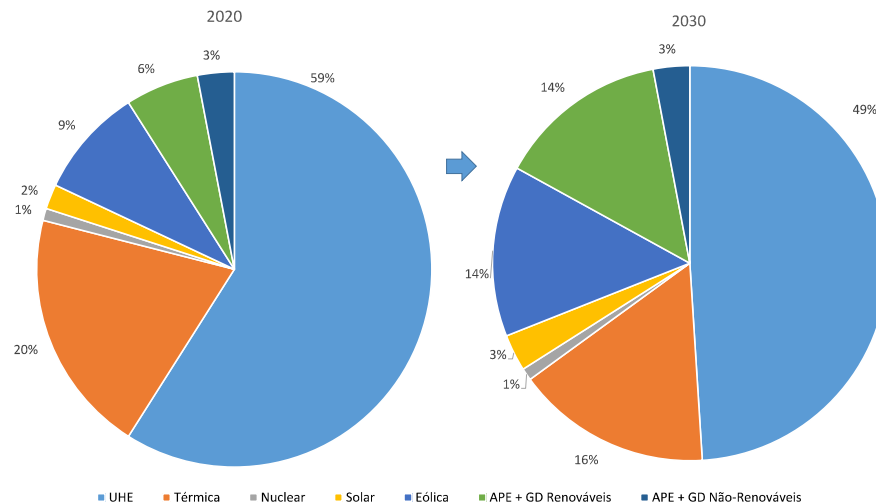
No Brasil a realidade é diferente. Dados do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2021 apontam que o Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto em sua maioria por fontes renováveis (EPE, 2021). Uma parcela de 65,2 % de toda a energia elétrica produzida no país é proveniente da geração hidrelétrica, com ainda participação de 8,8 % de geração eólica e 1,7 % de geração solar.

As projeções apresentadas no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, também elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), preveem que a capacidade instalada de geração eólica vai ter um salto de 9 % para 14 % de toda matriz. Já a previsão de aumento da penetração da fonte solar fotovoltaica é de 2 % para 3 %. Essa estimativa mais singela deve-se ao fato de que grande parte da previsão do crescimento da capacidade instalada desta fonte é nos regimes de Autoprodução de Energia (APE)



e Geração Distribuída (GD). Na Figura 3 é ilustrada a capacidade instalada atual e a previsão de crescimento de cada fonte para 2030.

Figura 3 – Transição da matriz energética elétrica brasileira de 2020 a 2030.



Fonte: Adaptado de EPE (2020).

Um fato importante é que há uma previsão de queda de 10 % da participação da geração hidrelétrica ao passo que é previsto um aumento da participação das fontes eólica e solar. Essa previsão não indica que a potência hidrelétrica instalada vai diminuir. Pelo contrário, a previsão é de crescimento. Entretanto, também é previsto um aumento na demanda de 39 % e esse aumento será atendido na maioria por fontes de energia renováveis, intermitentes e não despacháveis *Variable Renewable Energy Sources* (VRES). Com essa transição de uma fonte ágil, despachável, segura e de comportamento previsível para fontes não despacháveis, intermitentes com comportamento estocástico, a matriz brasileira estará injetando incertezas e complexidade na operação de seu sistema (AYODELE; OGUNJUYIGBE, 2015; NOTTON et al., 2018).

Uma das formas de atenuar o efeito negativo da intermitência e do comportamento estocástico das energias renováveis é a diversificação das fontes de geração. Pelo fato de o planeta possuir 2/3 da superfície coberta por água, as buscas por novas formas de extrair energias da natureza de forma sustentável se voltam para o mar. O oceano é o berço de muitos tipos diferentes de fontes energéticas, desde energia eólica *offshore*, com ventos de maior intensidade que na terra firme, até tipos de geração que exploram os gradientes de salinidade e de temperatura da água do mar.

No entanto, o recurso energético oceânico que está em maior evidência e possui maior maturidade de desenvolvimento tecnológico é aquele contido nas marés. A maior vantagem da energia das marés é que altamente previsível, estando diretamente ligada a fenômenos astronômicos, principalmente à atuação gravitacional da lua na terra, que

varia de forma previsível no tempo (GOMES et al., 2019; NETO; SAAVEDRA; RIBEIRO, 2017).

A diversificação de fontes permite a possibilidade da hibridização de plantas de geração de energia, que é estudada na literatura. Logo, trata-se do uso de uma ou mais fontes com comportamentos intermitentes diferentes entre si e que se complementam no tempo ou no espaço. Os primeiros estudos que exploram os efeitos positivos da junção de uma ou mais fontes de energia com características complementares datam de 1978 (KAHN, 1978). Entretanto, o tópico vem ganhando mais importância desde 2016 (JURASZ et al., 2020).

Uma das características negativas das VRES que a hibridização tem o potencial de mitigar é a baixa eficiência dos contratos de uso do sistema transmissão. Como as VRES, principalmente a eólica e a solar FV, têm um comportamento estocástico que varia durante o dia e de forma sazonal, o processo da definição de um valor de potência a ser transmitida se torna complexo. Uma contratação igual à potência instalada resultaria em muita ociosidade na rede transmissão, como por exemplo em uma planta solar durante a noite. Um contrato abaixo da potência instalada poderia causar geração em níveis de potência acima do contrato, levando a corte ou até mesmo a ultrapassagens, podendo ocasionar sérios problemas de segurança à rede.

## 1.1 Objetivos

### 1.1.1 Objetivo geral

Propor uma metodologia de análise e quantificação dos benefícios que a hibridização energética traz ao uso eficiente de contratos de acessibilidade da rede de transmissão.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Realizar uma revisão sistemática da complementaridade entre fontes de energia renovável em plantas de geração *on-grid*;
- Realizar simulação hidrodinâmica das correntes de maré do Canal do Boqueirão;
- Modelar plantas de geração eólica e solar com dados reais de campanhas de medição de irradiância solar e velocidade dos ventos;
- Modelar plantas de geração por correntes de maré com o uso dos resultados da simulação hidrodinâmica;
- Analisar a complementaridade entre as fontes solar, eólica e de Maré na região de Alcântara-MA;

- Propor uma metodologia de avaliação do uso eficiente de contratos de acessibilidade da rede por usinas híbridas;
- Avaliar o impacto da Resolução Normativa N<sup>o</sup> 954 de 30 de novembro de 2021 nos contratos de acessibilidade ao sistema de transmissão celebrados por usinas híbridas.

## 1.2 Justificativa

Apesar dos diversos benefícios trazidos pela geração de energia através das VRES, elas possuem um perfil intermitente e variável. Essa característica prejudica o uso eficiente dos montantes de usos do sistema de transmissão contratados por empreendimentos de geração. Esse cenário é prejudicial à usina, que paga por uma janela de transmissão sem utilizá-la, e também ao sistema de transmissão, que trabalha com capacidade abaixo do esperado. A vista disso, a hibridização surge como uma forma de mitigar esse efeito, ao combinar fontes com características de disponibilidade temporal que se complementam.

## 1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

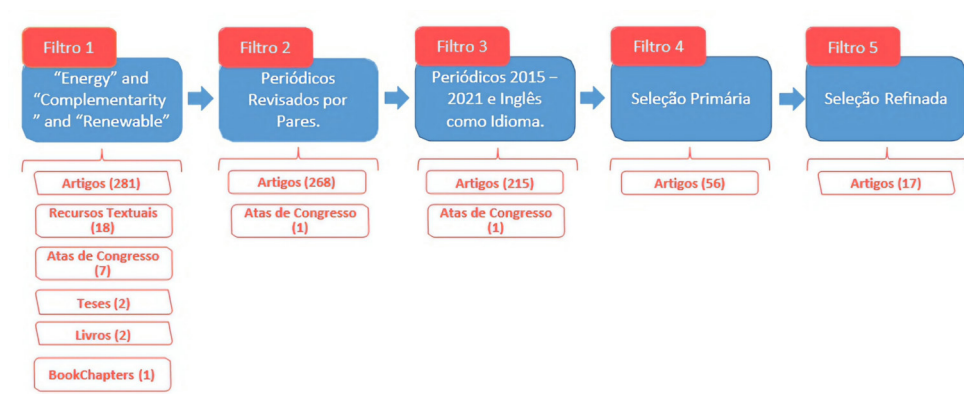
- O Capítulo 1 faz uma breve introdução sobre fontes renováveis, energias oceânicas e complementaridade energética;
- O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica à luz da complementaridade energética e descreve como são celebrados os contratos de acesso ao sistema de transmissão;
- O Capítulo 3 introduz conceitos das VRES que são modeladas e utilizadas nas simulações deste trabalho;
- O Capítulo 4 apresenta as etapas adotadas que compõem a metodologia proposta para este trabalho. São elas: Simulação hidrodinâmica, modelagem de usinas e análise de complementaridade;
- O Capítulo 5 trata sobre os resultados obtidos e discussões em relação aos experimentos realizados;
- O Capítulo 6 apresenta as considerações finais sobre os resultados e trabalhos futuros e os artigos científicos desenvolvidos.

## 2 Revisão Bibliográfica

Em [Jurasz et al. \(2020\)](#) a complementaridade é definida como a capacidade de atuar de forma complementar, sendo observada no tempo, espaço e de forma conjunta em ambos os domínios. Analogamente, [Rosa et al. \(2017\)](#) descreve este conceito como a capacidade de duas (ou mais) fontes de energia apresentarem disponibilidade complementar entre elas, podendo ocorrer entre fontes iguais ou de tipos diferentes. Sendo assim, pode-se definir a complementaridade energética como a relação entre recursos energéticos que se complementam no tempo ou no espaço de forma a trazer benefícios ao sistema no qual estão conectadas.

Com o aumento da utilização das VRES nas matrizes energéticas pelo mundo, aumenta também a complexidade desses sistemas devido à característica intermitente dessas fontes. Essa diversificação energética vem chamando a atenção de pesquisadores de diversos países para o estudo da complementaridade. Neste sentido, foi elaborada uma revisão bibliográfica dos trabalhos mais relevantes nessa área. O processo de seleção das pesquisas incluídas nesta revisão está ilustrado na Figura 4.

Figura 4 – Esquema da revisão bibliográfica sistemática utilizada no trabalho.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A busca foi realizada no portal de periódicos CAPES por meio da Comunidade Acadêmica Federada (CAFe), com seleção de acesso proveniente da instituição de ensino superior Universidade Federal do Maranhão (UFMA). Trata-se de uma base de dados que reúne as principais revistas científicas do mundo.

Na estratégia de busca aplicada, foram pesquisadas as palavras chave de interesse: "Energy" and "complementarity" and "renewable". Quando o operador lógico "and" é utilizado, necessariamente as palavras associadas precisam aparecer todas no texto. Com essa escolha de palavras-chave, os artigos ficam delimitados a trabalhos no campo da

complementaridade entre energias renováveis. Foram encontrados 281 artigos, 18 recursos textuais, 7 atas de congresso, 2 teses, 2 livros e 2 capítulos de livros.

O refinamento aplicado na busca foi a obrigatoriedade de trabalhos revisados por pares. Este recurso garante uma maior qualidade da pesquisa, pois implica uma revisão anterior à publicação por profissionais de mesmo nível técnico dos autores. Em seguida, foi definido que somente seriam incluídos os trabalhos publicados em inglês no período de 2015 até a data da pesquisa: 07/06/2021. Essa preferência por trabalhos mais novos foi definida devido ao fato da complementaridade ser um tema que vem sendo mais abordado com o aumento da penetração das VRES nas matrizes energéticas. Foi dada a prioridade para o idioma inglês para alcançar trabalhos com maior fator de impacto.

A seleção primária, que resultou na eliminação da maioria dos trabalhos, foi realizada com base nos três filtros descritos a seguir:

1. Assunto: alguns trabalhos não utilizavam o termo complementaridade para expressar a hibridização de fontes de energia. Estes trabalhos foram desconsiderados por não ter relação com o assunto da pesquisa mesmo contendo os termos buscados;
2. Fontes não renováveis: trabalhos que abordam usinas com fonte de energia não renovável foram desconsiderados, já que o foco desta pesquisa é avaliar os efeitos da complementaridade entre VRES;
3. Uso de uma única fonte: somente trabalhos que utilizam mais de uma VRES foram considerados.

A seleção refinada foi realizada com a leitura preliminar dos 49 artigos. Os pontos principais analisados para a filtrar os trabalhos foram:

1. Objetivo: alguns dos trabalhos apresentam a temática da complementaridade entre VRES, mas com objetivos diferentes da avaliação do recurso energético. Estes trabalhos foram desconsiderados;
2. Fonte despachável: as pesquisas que utilizavam fontes despachadas em sua composição da geração complementar também não foram consideradas neste trabalho, já que o objetivo do estudo são as VRES;
3. Resolução temporal: os trabalhos selecionados nesta revisão exclusivamente trabalham com análises de um período igual ou superior a um ano, já que o montante de uso do sistema de transmissão é contratado pelo período de quatro anos, podendo ser modificado anualmente.

Ao final, 17 trabalhos foram selecionados e os objetivos, metodologias e resultados estão descritos de forma resumida na tabela 1.

Tabela 1 – Revisão bibliográfica da complementaridade energética

Título	Objetivos, metodologia e resultados
Increasing climate-related-energy penetration by integrating run-of-the river hydropower to wind/solar mix (FRANÇOIS et al., 2016)	Este artigo explora a possibilidade de uma matriz totalmente renovável no continente europeu com junção das fontes eólica, solar e de pequenas usinas hidrelétricas a fio d'água. 12 regiões foram estudadas devido à variabilidade climática e o uso de armazenamento não foi considerado. Este trabalho é importante devido ao fato de considerar uma fonte hidrelétrica a fio d'água para complementar os recursos solar e eólico e assim atender a carga com menor variabilidade. Os resultados mostram que uma penetração de 1 % a 8 % de energia hidrelétrica em uma matriz eólico-solar melhora a correlação entre geração e carga e reduz a variabilidade da potência gerada.
A parametric genetic algorithm approach to assess complementary options of large scale windsolar coupling (MAREDA; GAUDARD; ROMERIO, 2017)	Este trabalho introduz uma metodologia para definição ótima do balanço entre banco de baterias e a dispersão geográfica das unidades de geração. Para essa análise foram realizadas simulações climáticas com resolução temporal de 1 hora de uma determinada região. Para a definição da distribuição espacial ótima das unidades de geração foi utilizado um algoritmo genético. Ao final conclui-se que a maior contribuição deste estudo é a definição da distribuição geográfica ótima de possíveis usinas de geração com VRES
Complementarity of hydro, photovoltaic, and wind power in Rio de Janeiro State (ROSA et al., 2017)	O artigo propõe um modelo de complementaridade com três fontes renováveis, eólica - solar - hidrelétrica. Os autores utilizam como métrica o coeficiente de correlação de Pearson. Os resultados mostram uma redução de 61 % da variabilidade diária comparado às fontes isoladas.
Local Complementarity of Wind and Solar Energy Resources over Europe: An Assessment Study from a Meteorological Perspective (MIGLIETTA; HULD; MONFORTI-FERRARIO, 2017)	O trabalho propõe uma complementaridade eólica-solar por toda a Europa, utilizando o coeficiente de correlação de Pearson para a avaliação de espaço temporal das fontes. Foi utilizado uma análise de 3 anos para estudo. Relata-se uma complementaridade negativa presente na Europa Central, no norte da África e no interior do Oriente Médio sendo ideal para produção das fontes complementares estudadas.
Variability and correlation of renewable energy sources in the Portuguese electrical system (CASTRO; CRISPIM, 2018)	Avaliar a capacidade instalada no país e do perfil variável de energia injetada no sistema elétrico. Esta avaliação é baseada em registros de energia injetada de fontes renováveis na rede, em períodos de 15 minutos, de 2010 a 2014. Três tecnologias renováveis foram investigadas: PV, eólica e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Além disso, uma quarta situação, composta pela hibridização dessas três tecnologias, foi considerada. Os autores concluem a pesquisa indicando altos fatores de complementaridade entre os recursos eólico e solar, além de expor como o custo da reserva de regulação no mercado de serviços diminui à medida que a capacidade instalada das três VRES aumenta.
A joint evaluation of wave and wind energy resources in the Black Sea based on 20-year hindcast information (CASTRO; CRISPIM, 2018)	Os autores avaliam a complementaridade eólica e das ondas ao longo do mar negro para estimar os locais promissores. É utilizado o coeficiente de variação para a análise da complementaridade e ainda utiliza mais dois parâmetros: assimetria (Sk) e a curtose (K), para análise de valores extremos e suas frequências. É indicado pelos autores que a parte oeste da bacia do mar negro apresenta um grande potencial para ambas as fontes.
Complementarity Roses Evaluating Spatial Complementarity in Time between Energy Resources (RISSO; BELUCO; ALVES, 2018)	O principal objetivo deste trabalho é propor uma metodologia de análise da complementaridade através de uma ferramenta chamada rosa da complementaridade. Trata-se de um hexágono que pertence a uma determinada localidade representando a fonte energética disponível naquele local. Esse hexágono tem ponteiros que apontam na direção de outras fontes de interesse distribuídas pelo mapa. Quanto mais distante a ponta do ponteiro do centro do hexágono, maior a distância entre a fonte analisada e a fonte apontada. A cor do ponteiro representa o fator de correlação entre as duas fontes. Essa ferramenta é empregada na avaliação da complementaridade entre VRES no estado do Rio Grande do Sul, Brasil. Chega-se à conclusão
Evaluation of Supply–Demand Adaptation of Photovoltaic–Wind Hybrid Plants Integrated into an Urban Environment (LOPEZ-REY et al., 2019)	Analisar a adaptação do equilíbrio entre oferta e demanda de usinas híbridas solar fotovoltaica e eólica, integradas em um ambiente urbano. Os autores consideram centenas de locais espalhados por todo o mundo e múltiplos perfis de carga para a caracterização da demanda, analisando se as instalações híbridas apresentam padrões de geração que se adaptam melhor aos perfis de demanda do que se as instalações fossem instaladas individualmente, a fim de quantificar o grau de adaptação. Ao final do artigo, os autores afirmam que a implementação de usinas híbridas em áreas urbanas ampliaria os limites de integração de fontes renováveis de energia e reduziria o custo de alta penetração destes recursos.
Assessment of solar and wind energy complementarity in Algeria (GUEZGOUZ et al., 2021)	Este artigo propõe uma avaliação da complementaridade espacial e temporal entre recursos solares e eólicos em diferentes escalas de tempo, utilizando o coeficiente de correlação de classificação de Spearman como um índice para medir a relação entre conjuntos de dados representativos da velocidade do vento e da radiação solar no território argelino. Ao final do artigo, os autores classificam cada região do país com o índice de complementaridade correspondente, destacando que as fontes de energia solar e eólica que fornecem cargas locais ainda terão que contar com tecnologias de armazenamento de energia, gerenciamento do lado da demanda ou geradores despacháveis.

Tabela 2 – Revisão bibliográfica de complementaridade energética (Continuação).

Quantitative evaluation method for the complementarity of wind solar hydro power and optimization of wind solar ratio. (HAN et al., 2019)	Este artigo propõe um método de avaliação de complementaridade para a energia eólica, fotovoltaica e hidrelétrica, examinando minuciosamente a flutuação da geração de energia independente e combinada. Em que índices de avaliação são utilizados a partir do panorama de flutuação aleatória entre intervalos de tempo adjacentes e rampa dentro de janelas de tempo contínuas. Por fim, concluiu-se que o nível ótimo de complementaridade para um determinado caso pode ser alcançado alterando a proporção de energia fotovoltaica e eólica.
Exploring Wind and Solar PV Generation Complementarity to Meet Electricity Demand (COUTO; ESTANQUEIRO, 2020)	O artigo explora a complementaridade dos recursos primários eólicos e solares e da demanda de eletricidade no planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência. A metodologia analisa e compara panoramas que exploram a implantação estratégica combinada de energia eólica e solar em relação a cenários baseados apenas no desenvolvimento de uma fonte de energia renovável individual. Os autores detalham os resultados demonstrando que a maior participação de penetração foi alcançada explorando a complementaridade entre geração eólica e solar FV, atingindo 68 % de penetração no sistema elétrico.
Assessing temporal complementarity between three variable energy sources through correlation and compromise programming (CANALES et al., 2020a)	Apresenta um método que avalia simultaneamente a complementaridade temporal parcial e total entre as fontes de geração eólica, solar e hidrelétrica. Para isso, foram usados uma combinação de coeficientes de correlação, vetores euclidianos, programação de compromisso e normalização, estes que permitem quantificar a complementaridade temporal total, variando de similaridade total a uma complementaridade máxima viável. Os resultados desta pesquisa indicam que a seleção da escala de tempo tem um impacto direto no valor do índice de complementaridade energética.
A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions (JURASZ et al., 2020)	O objetivo deste estudo foi criar um extenso review de trabalhos que instigaram a complementaridade entre VRES. Este trabalho levou em consideração aproximadamente 100 trabalhos publicados entre 1979 e 2019. Foi feita uma análise e uma categorização das principais métricas aplicadas para a avaliação da complementaridade e das suas principais aplicações. O estudo conclui principalmente que algumas regiões (África e Ásia) são carentes de estudos relacionados à complementaridade e que os estudos futuros devem incluir os efeitos da mudança climática na avaliação das VRES
Analysis of the solar and wind energetic complementarity in Mexico (GALLARDO; RÍOS; RAMÍREZ, 2020)	Este artigo apresenta a complementaridade energética temporal dos recursos solares e eólicos no México para identificar as áreas viáveis para instalação de sistemas de geração solar e eólica híbrida que complementam sua geração ao longo de um ano. Para isso, a pesquisa é baseada no coeficiente de correlação de Pearson como indicador no estudo de complementaridade energética, que viabilizou a geração de mapas que mostram a complementaridade energética mensal e anual no país. Ao final do artigo, os autores detalham o estudo da complementaridade mensal e anual, pontuam a pesquisa feita sobre locais não adequados para instalações de novos sistemas híbridos, o aspecto da proximidade das áreas com boa complementaridade energética com os sistemas de transmissão e uma comparação a situação atual de usinas de geração a partir de painéis fotovoltaicos e aerogeradores já instalados e em operação e do potencial energético, com as áreas identificadas neste estudo com boa complementaridade energética.
The effect of complementarity between solar, wind and tidal energy in isolated hybrid microgrids (NETO; SAAVEDRA; OLIVEIRA, 2020a)	Este trabalho objetiva avaliar como se comporta a geração híbrida eólico solar quando uma terceira fonte, maremotriz, é adicionada. A análise é feita através de uma métrica nova neste tipo de estudo chamada de garantia de entrega. Trata-se da quantidade de potência gerada que o empreendimento pode garantir em uma determinada porcentagem de dias do período de um ano. Ao final do trabalho os autores concluíram que a diversificação de fontes de geração diminui o custo com baterias em empreendimentos <i>off grid</i> e que as características mais uniformes da fonte oceânica devem ser melhor exploradas energeticamente.
A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems (WESCHENFELDER et al., 2020)	Este trabalho se trata de um review que tem o objetivo de caracterizar e entender as metodologias aplicadas na avaliação da complementaridade entre os recursos solar e eólico. Para tal, foi feita uma seleção de trabalhos que resultou em 41 artigos a serem analisados. Foi realizada uma categorização dos trabalhos baseada na localidade do estudo de caso, no método de avaliação empregado e nos resultados mais significativos. Ao final da análise foi concluído que a complementaridade entre as fontes solar e eólica pode criar uma melhor linearização da potência de saída dessas usinas híbridas, e que as principais métricas aplicadas nestes estudos são o coeficiente de correlação e o desvio padrão.
Spatial representation of temporal complementarity between three variable energy sources using correlation coefficients and compromise programming (CANALES et al., 2020b)	O trabalho apresenta um estudo de correlação com 3 fontes, utilizando coeficiente de Pearson. Os autores propõem uma análise temporal e espacial no projeto. Para o estudo de caso na Colômbia as fontes eólica-solar-escoamento, são totalmente complementares.

Todos os trabalhos com estudo de caso presentes nessa revisão bibliográfica utilizaram o coeficiente de correlação para quantificar a complementaridade entre VRES. Este mesmo aspecto foi percebido nas revisões em [Jurasz et al. \(2020\)](#) e [Weschenfelder et al. \(2020\)](#) os quais também concluíram que a maioria dos trabalhos que avaliam a complementaridade entre VRES utilizam o coeficiente de correlação.

Devido ao fato das VRES não serem fontes despacháveis, a curva de geração pode não corresponder sempre à demanda. Essa incompatibilidade entre geração e consumo é geralmente resolvida com o uso de tecnologias de armazenamento. A complementaridade entre VRES se mostra como uma solução viável para atenuar essa diferença na curva de potência entre oferta e demanda energética. Essa abordagem foi explorada em [Guezgouz et al. \(2021\)](#), [Castro e Crispim \(2018\)](#) e [Lopez-Rey et al. \(2019\)](#) com resultados que implicam em uma drástica redução nas despesas com sistemas e soluções de armazenamento.

Outro aspecto negativo das VRES abordado pelos trabalhos é a intermitência das fontes. Essa característica faz com que a previsibilidade de geração não seja precisa, devido a uma grande quantidade de rampas, que podem ser resultado de uma passagem de nuvem sobre um painel FV ou até mesmo um aumento no vento turbulento em microescala em um parque eólico. Alguns dos trabalhos analisados abordam a complementaridade visando suavizar a curva de saída de potência dos empreendimentos de geração e assim atenuar este aspecto. Em [François et al. \(2016\)](#) e [Han et al. \(2019\)](#) são utilizadas três VRES com diferentes características de variabilidade. Estes trabalhos mostram que a diversificação dos recursos energéticos resulta em curvas de geração de potência mais suaves, uniformes e previsíveis. [Neto, Saavedra e Oliveira \(2020a\)](#) ainda enfatiza o fato da fonte maremotriz ter uma característica intermitente melhor do que a fonte solar para geração complementar por apresentar 4 picos diários em localidades com maré semidiurna, ser menos intermitente, mais previsível e estar sempre disponível de forma mais uniforme.

Um ponto importante a ser levado em consideração quando se estuda a hibridização para mitigar a variabilidade das VRES é determinar a proporção ótima entre as fontes utilizadas. O trabalho desenvolvido em [Han et al. \(2019\)](#) aborda esse assunto. A principal descoberta em relação a esse aspecto é que a proporção ótima entre VRES em empreendimentos híbridos muda de acordo com as características das fontes utilizadas para compor a planta e não pode ser estabelecida de forma definitiva.

O único trabalho nesta revisão que considerou o sistema de transmissão em seu estudo de avaliação de complementaridade foi [Gallardo, Ríos e Ramírez \(2020\)](#). Este artigo mostra além da correlação entre fontes, a viabilidade técnica de um possível empreendimento de geração baseado na distância entre a fonte energética e o sistema de transmissão para o escoamento de potência.

Nessa vertente, o presente estudo tem o objetivo de avaliar a complementaridade em uma ótica relacionada à melhoria na eficiência dos contratos de acessibilidade da



rede por usinas híbridas, que não foi abordada por nenhum dos trabalhos presentes nesta revisão bibliográfica.

## 2.1 Acesso ao sistema de transmissão

Uma parte muito importante a ser considerada durante o projeto de uma planta de geração de energia elétrica é o escoamento energético. Como a capacidade dos sistemas de transmissão é limitada, muitos países como Alemanha, Estados Unidos, Noruega e inclusive o Brasil se utilizam da prática de uma cobrança pelo uso da rede. Um relatório emitido pela empresa britânica Poyry Energy Consulting fez uma ampla análise (CONSULTING, 2010) sobre como essa prática é aplicada internacionalmente. Irlanda, Alemanha e Grã-Bretanha utilizam contratos de longa duração, assim como o Brasil, que usa contratos com duração de 4 anos. Já Estados Unidos e Suécia utilizam contratos de duração mista. Em relação à conexão, alguns países, assim como o Brasil, Irlanda e Noruega, têm encargos que variam com o nó de conexão da unidade de geração, enquanto outros têm encargos que são definidos regionalmente.

As práticas de cobrança pelo uso dos sistemas de transmissão variam muito internacionalmente. No Brasil, que é estudo de caso deste trabalho, os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) são regulamentados principalmente pela Resolução normativa n° 666, de 23 de junho de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essa resolução especifica que o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) em MW contratado pelo empreendimento, por um período de 4 anos, é dado através do valor declarado pelo usuário da máxima potência elétrica injetável no sistema, que deverá ter valor no mínimo igual à potência instalada subtraída da mínima carga própria. Sendo assim o encargo de uso do sistema cobrado é descrito na equação 2.1.

$$\text{Encargos de uso [R\$]} = TUST \left[ \frac{R\$}{MWh} \right] . MUST[MWh] \quad (2.1)$$

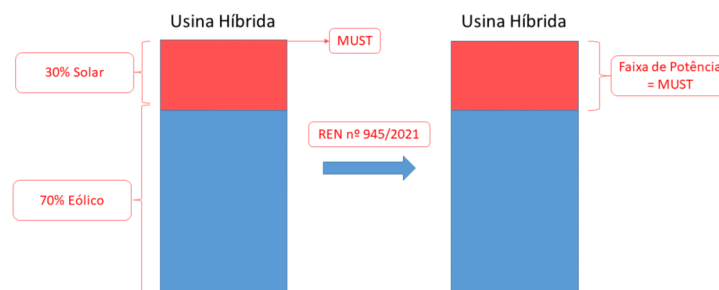
Na qual: TUST é a tarifa do uso do sistema de transmissão;

MUST é o montante do uso do sistema de transmissão contratado.

A exigência de contração de MUST igual à potência instalada desestimula a implantação de empreendimentos híbridos. Mesmo com uma saída de potência mais uniforme produzida por uma junção de fontes complementares, o usuário ainda teria que custear uma janela de transmissão superior ao seu uso. Com o intuito de mudar esse cenário e estimular a implantação de usinas híbridas que usam o sistema de forma mais eficiente, a ANEEL homologou em 30 de novembro de 2021 a REN N° 954. Essa resolução estabelece principalmente:

- O conceito de Central Geradora Híbrida (UGH) como sendo uma instalação de produção de energia elétrica a partir da combinação de diferentes tecnologias de geração, com medições distintas por tecnologia ou não e outorgadas de forma única;
- O conceito de faixa de potência, correspondendo ao intervalo entre a potência nominal da fonte de energia predominante e a soma total de todas as fontes compreendidas na planta de geração. O esquema ilustrado pela Figura 5 apresenta a diferença entre a contratação de MUST antes e depois da REN N° 954. Agora, em uma usina híbrida, é possível celebrar um contrato um MUST igual à faixa de potência definida pelo usuário.

Figura 5 – Faixa de potência.

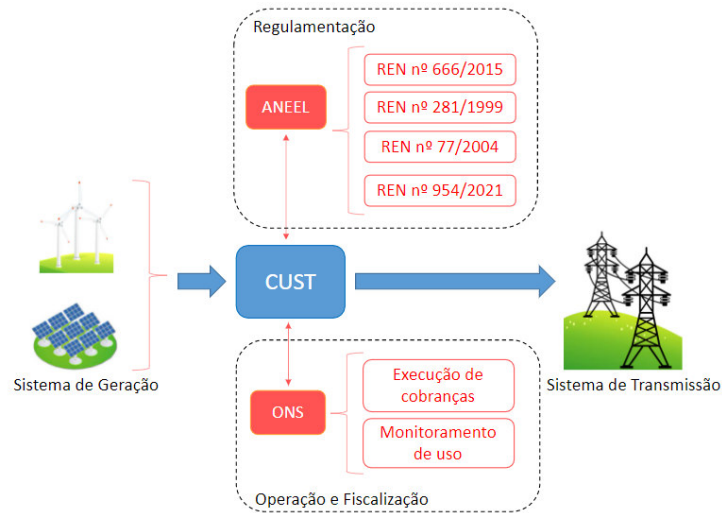


Fonte: Elaborado pelo autor.

Como forma de mitigar o efeito da sazonalidade percebida anualmente, a nova regulamentação permite ao usuário a redução não onerosa de 5% no MUST contratado uma vez ao ano. Com a possibilidade de uma contratação de MUST inferior à potência instalada do sistema, surge a possibilidade de ultrapassagem. Desta forma, a nova resolução prevê que o usuário é responsável por lidar com esse excedente sem injetá-lo no sistema.

A ANEEL é responsável pela regulamentação do uso do sistema de transmissão e o Operador Nacional do Sistema (ONS) realiza a execução das cobranças e monitoramento do uso pelas unidades geradoras e consumidoras, como ilustra o esquema na figura 6.

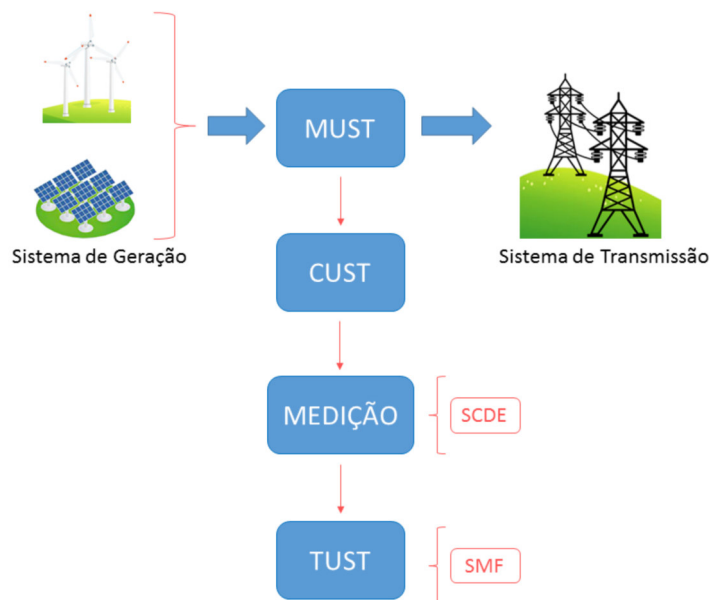
Figura 6 – Execução de cobrança e regulamentação do uso do sistema de transmissão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O  $MUST$  verificado ( $MUST_V$ ) utilizado no processo de monitoramento dos encargos é obtido através do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) e do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), de acordo com o esquema da figura 7

Figura 7 – Tarifação do Uso do sistema de transmissão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a obtenção do  $MUST_V$ , são apuradas as injeções e demandas nos nós em que as unidades estão conectadas. Esses valores são obtidos em kWh por período com medições para cada intervalo de 5 minutos e são convertidos para dados de potência média equivalente (MW) a cada 15 minutos, como descreve a expressão 2.2 para unidades geradoras.

$$PM_{15} = \frac{4[(PM_{5G1} + PM_{5G2} + PM_{5G3}) - (PM_{5C1} + PM_{5C2} + PM_{5C3})]}{1000} \quad (2.2)$$

Sendo:  $PM_{15}$  A potência média em 15 minutos para o ponto de medição em MW;

$PM_{5Gi}$  A potência medida no canal de geração (KWh) em um dos três  $i$  períodos de 5 minutos dentro dos 15 minutos;

$PM_{5Ci}$  A potência medida no canal de consumo (KWh) em um dos três  $i$  períodos de 5 minutos dentro dos 15 minutos.

Para unidades de geração, que são objeto de estudo deste trabalho, o  $MUST_V$  não pode ser superior a 1,01 vezes o MUST contratado em caráter permanente, segundo a REN n° 666. Caso esses valores não sejam alcançados pela unidade de geração, são aplicadas multas em reais (R\$) por Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem ( $PI_u$ ).

A regulamentação vigente para usinas híbridas prevê que o MUST contratado seja igual à faixa de potência, que é um valor definido pelo usuário entre a potência instalada da tecnologia de geração predominante e a potência instalada total do empreendimento. Logo, deseja-se verificar como a complementaridade atua na uniformização da saída de potência de forma a permitir uma redução no MUST contratado com pouco ou nenhum excedente de energia.

## 3 Energias renováveis

As energias renováveis são aquelas cuja origem é proveniente de recursos naturais e que se renovam naturalmente. Neste capítulo são tratadas a energia eólica, solar PV e de correntes de maré à luz da sua forma de extração, potencial teórico disponível, custo de produção e maturidade de desenvolvimento tecnológico.

### 3.1 Energia eólica

O vento é nada mais do que o ar em movimento. O deslocamento do ar é associado às grandes células de circulação atmosférica que ocorrem devido ao aquecimento diferenciado da superfície terrestre pelo sol. O aquecimento desigual da superfície leva a um gradiente de pressão atmosférica que movimenta o ar horizontalmente da alta para a baixa pressão. Especula-se que o vento vem sendo usado como força de trabalho através de moinhos de vento há mais de 3000 anos, mas foi só no ano de 1759 que essas máquinas começaram a ser estudadas de forma científica (SMEATON, 1759). Em 1887, o engenheiro eletricitista James Blyth conseguiu utilizar pela primeira vez um moinho de vento para gerar energia elétrica na cidade de Glasgow, na Escócia. Desde a criação de Blyth até os dias atuais, as máquinas de geração eólica evoluíram de um moinho de vento, de 10 m de altura que alimentava o sistema de iluminação de uma casa, para máquinas de 164 m de altura com capacidade nominal de 8 MW (Vestas V164), o que seria suficiente para alimentar uma cidade de 40 mil habitantes.

Os aerogeradores hoje se encontram em um alto grau de maturidade tecnológica e viabilidade econômica, apresentando um LCOE (*leverized Cost of Electricity*) de USD 0.053/kWh em 2019, se tornando assim uma tecnologia de geração de energia elétrica mais barata do que a geração a carvão, que tem LCOE de USD 0.061/kWh. Para se ter uma ideia, o LCOE da geração eólica em 2010 era de USD 0.086/kWh. Houve uma redução de quase 40 % no LCOE da geração eólica em um período de 9 anos. Para determinar a energia cinética contida em uma massa de ar  $m$  que se movimenta em uma velocidade  $v$  é utilizada a equação 3.1.

$$E_c = (1/2)mv^2 \quad (3.1)$$

A potência disponível  $P$  naquela parcela de ar em movimento é a derivada da energia cinética no tempo, definida por 3.2

$$P = \frac{dE_C}{dt} = (mv^2)/2 \quad (3.2)$$

Substituindo  $m$  por  $\rho Av$  tem-se então:

$$P = (1/2)\rho AV^3 \quad (3.3)$$

Sendo:

$\rho$  a densidade absoluta do ar ( $\text{kg/m}^3$ );

$A$  a área pela qual o ar se desloca ( $\text{m}^2$ );

$V$  a velocidade do vento ( $\text{m/s}$ ).

Em 1919 o físico alemão Albert Betz concluiu que com as máquinas de geração eólica não seria possível extrair toda a potência disponível nos ventos. Após passar por uma turbina, o ar é desacelerado e continua em movimento. Logo, somente uma parte da energia cinética é extraída. Para que toda energia fosse utilizada, o ar deveria parar de se mover após passar pela turbina. O limite teórico de Betz implica que o máximo de potência extraível do vento é de aproximadamente 59 % (BETZ, 1920). As turbinas existentes não operam no limite de Betz. A potência real extraída alcançada por máquinas eólicas chega a no máximo 45 % sem considerar as perdas no sistema geração. Quando esses números são considerados, a potência máxima extraída dos ventos é de aproximadamente 30 % da potência definida em 3.2 (ENERGY, 2022).

## 3.2 Energia solar

A maior fonte de energia na Terra é o sol. Muitas das fontes de energia exploradas pelo homem existem devido à energia emitida pelo Sol na Terra por meio da radiação solar. A energia hidrelétrica, por exemplo, é dependente do ciclo hidrológico que é comandado principalmente pelo aquecimento solar. A energia eólica é extraída do ar em movimento, movimento este que é causado pelas diferenças de pressão na atmosfera que são, por sua vez, causadas pelo aquecimento desigual da superfície. A energia solar era inicialmente extraída somente pelo aquecimento ou pela transferência de calor por meio de coletores solares. Foi só em 1960 que o efeito fotovoltaico, descoberto em 1939 por Becquerel, foi utilizado para geração de eletricidade no espaço, onde o custo de geração não era uma barreira, já que esta era a única fonte de energia disponível (KALOGIROU, 2016).

A luz é constituída por minúsculas partículas denominadas fótons, que possuem energia. Quando esses fótons entram em contato com uma fotocélula e são absorvidos, a sua energia é transferida para os elétrons da composição da célula PV. O elétron, agora energizado, fica livre da associação com seu átomo original e se torna parte de uma corrente elétrica. A expressão 3.4 descreve a quantidade de energia contida em um fóton  $E_P$  em  $W_s$ .

$$E_P = hv \quad (3.4)$$

$h$  = Constante de Planck, =  $6,63 \cdot 10^{-34}$  (m<sup>2</sup>.kg/s);

$v$  = Frequência (Hz)

O Sol irradia continuamente um potencial energético  $P_{sol}$  igual a  $3.84510^{26}$  W. A Terra recebe somente uma pequena parcela desse potencial energético que é chamado constante solar  $E_s$ . Para calcular da esse valor é assumido que existe uma esfera em torno do Sol com raio  $r_{se}$  igual a  $1.496 \cdot 10^{11}$  m. Nesta distancia a radiação solar já se espalhou por toda a esfera e a porção que chega na Terra é descrita por 3.5.

$$E_s = \frac{P_{sol}}{4\pi r_{se}^2} = 1367W/m^2 \quad (3.5)$$

A constante solar é então o fluxo de radiação solar que chega ao topo da atmosfera e recebida em um plano perpendicular à direção do Sol. A irradiância chega em diferentes intensidades à superfície devido ao formato esférico da Terra e diversos outros fatores, como o tempo meteorológico local, por exemplo. Desse valor no topo na atmosfera, grande parte da irradiância é absorvida, espalhada e retroespalhada antes de chegar à superfície. Da parcela que é recebida pelos painéis PV, somente uma parcela é convertida eletricidade. A razão entre potência máxima gerada pelo painel  $i_{max}V_{max}$  e irradiância que chega ao painel  $G_t$  em  $W/m^2$  multiplicada pela área  $A$  do conjunto PV em  $m^2$  é denominada eficiência e indica a porcentagem desta parcela de energia que chega no painel PV que pode ser convertida. O cálculo da eficiência é expressado por 3.6.

$$\eta_{max} = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{i_{max}V_{max}}{AG_t} \quad (3.6)$$

Os primeiros modelos de painéis PV utilizados na geração de energia elétrica tinham eficiência de 11 %, já os disponíveis no mercado atualmente chegam a valores próximos a 20 %. Essa tecnologia de geração também teve um salto em sua viabilidade econômica. Atualmente o LCOE da geração fotovoltaica (USD 0.036/kWh) já é inferior ao LCOE da geração a carvão (USD 0.061/kWh), por exemplo (IRENA, 2020b).

### 3.3 Energias Oceânicas

Energias oceânicas são o conjunto de fontes de energia que são encontradas no oceano. A utilização dessas energias está em evidência devido ao seu alto potencial teórico de 76350 TWh/ano, baixo impacto ambiental e principalmente alta previsibilidade. Atualmente a geração de eletricidade por energia oceânicas conta com uma potência instalada de 534.7 MW distribuídos em barragem de maré, 521,5 MW, correntes de maré

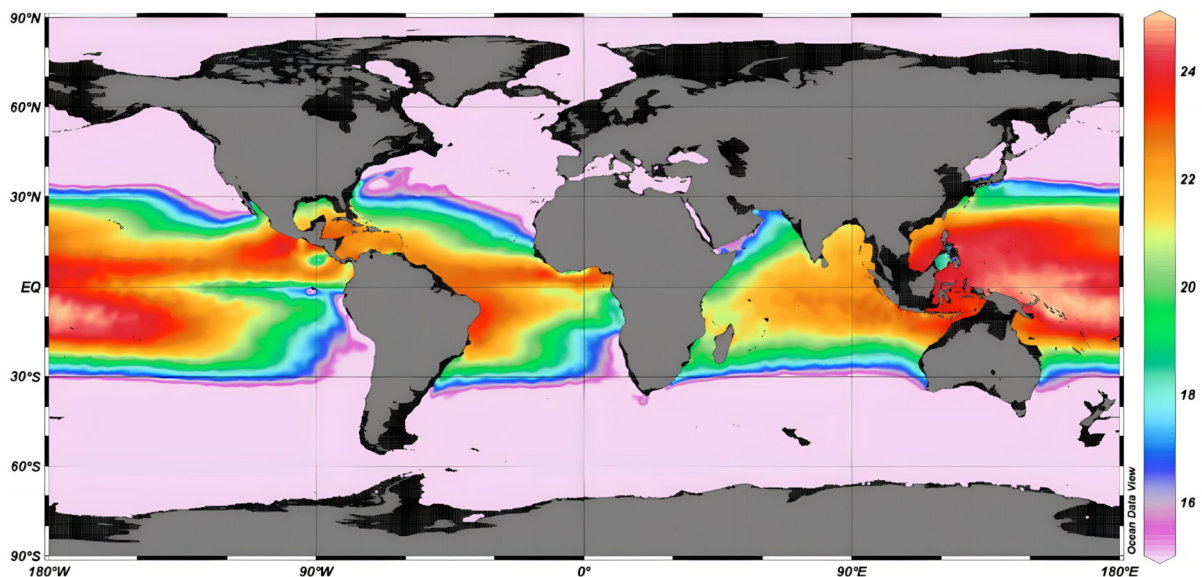




econômica. A maioria das plantas de geração OTEC são ainda projetos de pesquisas em institutos e universidades. Apesar do custo superior frente as outras fontes renováveis variáveis, não se pode desprezar o seu potencial. A geração através do ciclo OTEC traz as vantagens de ser altamente previsível, pouco dependente das condições do tempo local e possuir uma curva de geração quase constante entregando sempre a potência instalada.

O principal requisito para a sua viabilidade técnica é a diferença entre as temperaturas da superfície e do oceano profundo (800 m - 1000 m). A região equatorial, como ilustrado na figura 9, é o local de maior potencial de geração, já que absorve e armazena mais irradiação solar no oceano. Fica evidenciado também o alto potencial energético da região nordeste do Brasil para a geração através desta tecnologia.

Figura 9 – Diferença entre as temperaturas do oceano de superfície e em 1000 m de profundidade.



Fonte: (NIHOUS, 2010)

A conversão energética de um sistema OTEC tem sua eficiência limitada devido às restrições termodinâmicas definidas por Sadi Carnot através da equação 3.7.

$$\eta = \text{Carnot} = (T_w - T_c)/T_w \quad (3.7)$$

$T_w$  = Temperatura absoluta da água quente de superfície;

$T_c$  = Temperatura absoluta da água fria no oceano profundo.

Logo, para o local com maior viabilidade técnica,  $\Delta T > 20 \text{ }^\circ\text{C}$ , a eficiência máxima do sistema estaria entre 7 % e 8 %. Considerando, além do limite termodinâmico teórico, as perdas no ciclo geração devido a fricção, perda de temperatura e baixa taxa de transferência

de calor, [Avery \(2003\)](#) propõe que a eficiência do ciclo de transformação OTEC é definida por 3.8

$$\eta = 1 - (T_c/T_w)^{1/2} = 4\% - 4.5\% \quad (3.8)$$

Levando em consideração também o consumo de energia no bombeamento dos fluidos, que consome cerca de 20 % a 30 % da energia gerada, a eficiência final de uma planta de geração OTEC é de aproximadamente 3,5 %.

### 3.3.2 Energia das Marés

Maré é o fenômeno que ocorre de maneira cíclica em uma elevação (preamar) seguida de abaixamento (baixa-mar) das águas do mar. Esse fenômeno advém da interferência gravitacional, principalmente da Lua e do Sol, na Terra. Logo, a variação de maré é um fenômeno altamente previsível por estar diretamente relacionado a eventos astronômicos tais quais a movimentação da Terra em torno do Sol e da Lua em torno da Terra. Como os fenômenos astronômicos que causam atração na Terra tem períodos e amplitudes diferentes, eles são classificados em componentes harmônicas cuja resultante é a maré oceânica. A principal constituinte harmônica da maré é a lunar semidiurna  $M_2$ . Essa harmônica é classificada como semidura porque tem período de 12.42 horas (12 h e 25 m), e sua ocorrência é de aproximadamente duas vezes ao dia. Ela é a principal constituinte pois tem a maior amplitude dentre todas as harmônicas que formam a maré astronômica. A tabela 3 apresenta as 11 principais constituintes harmônicas que formam as marés oceânicas com suas respectivas amplitudes em relação à  $M_2$  e seus respectivos períodos de ocorrência.

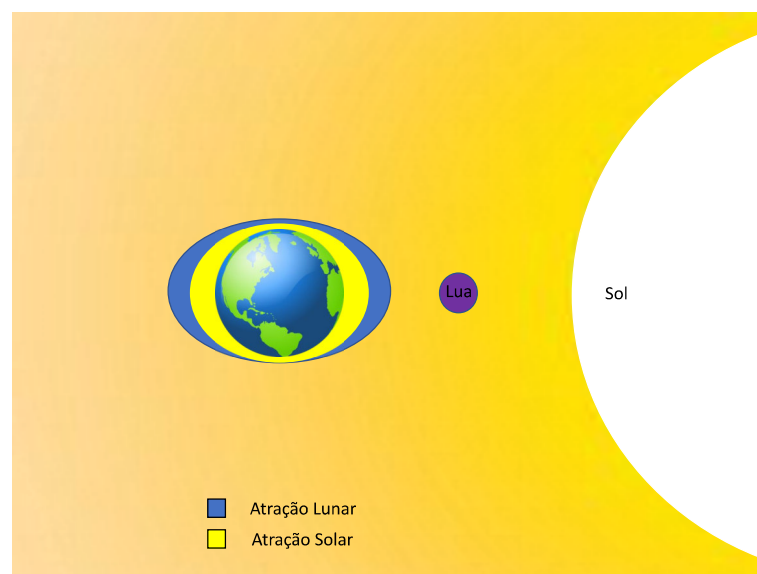
Tabela 3 – Principais constituintes harmônicas relativas à  $M_2$  de equilíbrio de amplitude  $k = 24,2334$  cm.

Componente		Período	Amplitude relativa a $M_2$
Semidiurnas			
$M_2$	Lunar principal	12,4 h	100 %
$S_2$	Solar principal	12 h	46,6 %
$N_2$	Lunar elíptica	12,57 h	19,1 %
$K_2$	Declinação lunissolar	11,97 h	13,6 %
Diurnas			
$K_1$	Declinação lunissolar	23,93 h	58,4 %
$O_1$	Lunar principal	25,8 h	41,5 %
$P_1$	Solar principal	24,06 h	19,3 %
$Q_1$	Lunar elíptica	26,86 h	7,9 %
Longo período			
$M_f$	Lunar quinzenal	13,6 d	17,2 %
$M_m$	Lunar mensal	27,5 d	9,1 %
$S_{sa}$	Solar semianual	182,6 d	8 %

Fonte: ([SCHWIDERSKI, 1983](#))

A amplitude de maré é a diferença de nível entre preamar e baixa-mar daquele ciclo. O período do ciclo lunar no qual ocorre a maior amplitude é chamado de sizígia ou alinhamento. Para essa condição, a atração gravitacional do Sol e da Lua na Terra precisam estar alinhadas, por isso a maré de sizígia ocorre durante o período de lua nova, como ilustra a figura 10, ou de lua cheia. O período do ciclo lunar no qual ocorre a menor amplitude maré é chamado de quadratura, esse fenômeno é percebido durante os ciclos de lua crescente e minguante.

Figura 10 – Alinhamento da atração gravitacional do Sol e da Lua na Terra formando a maré de sizígia.

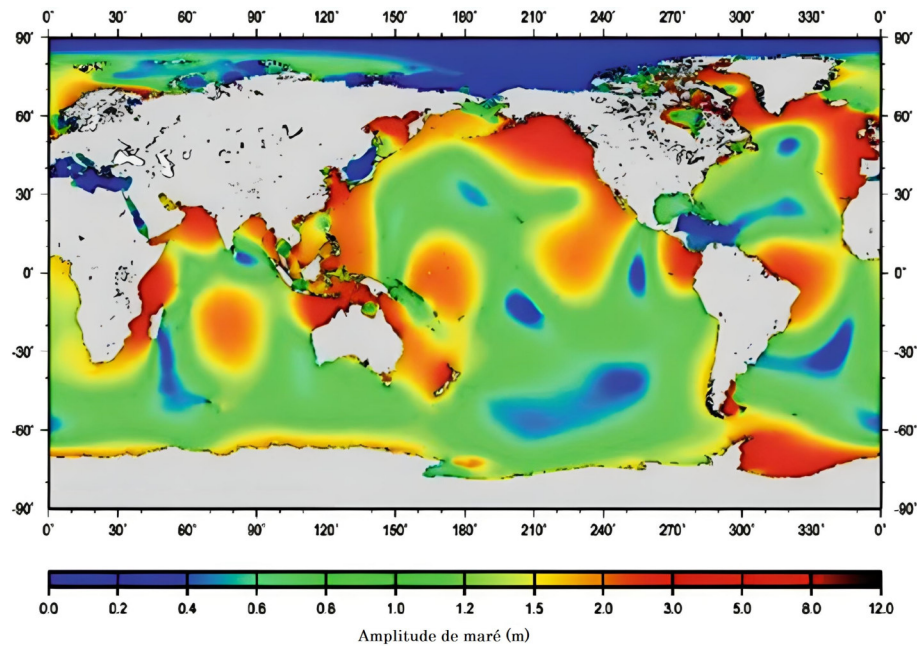


Fonte: Elaborado pelo autor.

A energia maremotriz é o recurso energético menos abundante quando comparada às outras fontes oceânicas. A capacidade teórica total dessa fonte é 1200 TWh o que corresponde a 1,5 % por cento da capacidade teórica de geração de todas as energias oceânicas (TRINNAMAN; CLARKE, 2010). A baixa capacidade teórica dessa fonte advém da restrição geográfica, já que o principal requisito para a viabilidade técnica da geração através desta fonte é uma grande amplitude de maré. Para se ter uma ideia as duas maiores plantas de geração maremotriz estão localizadas na França em Rance, com amplitude de maré de 8 m, e na Coreia do Sul no lago Sihwa, com amplitude média de 5.6 m. A figura 11 ilustra o mapa global de distribuição de amplitude de maré. Novamente a região nordeste do Brasil se destaca energeticamente, apresentando marés entre 2 m e 3 m.

Apesar de possuir a menor capacidade teórica de geração, a potência instalada das usinas maremotriz é a mais expressiva dentre todas as fontes oceânicas. Com uma capacidade de geração instalada de 531,6 MW a fonte maremotriz representa 98 % de toda a geração de energia elétrica proveniente do oceano. A extração da energia das marés é dividida em duas tecnologias:

Figura 11 – Distribuição global de média de amplitude marés.



Fonte: (WILLIAMS et al., 2019)

- Barragens: Aproveita a energia cinética da diferença entre os níveis da maré alta e baixa.
- Correntes de maré: Utiliza a velocidade de escoamento da água do mar devido à variação de nível causada pelas marés para geração de energia elétrica.

A geração por meio de barragens de maré utiliza a diferença de altura entre a preamar e a baixa-mar e tem funcionamento similar a uma usina hidrelétrica, mas com geração durante enchente e vazante. Durante o período de enchente, a água se acumula no reservatório passando pela turbina que gera eletricidade. No ciclo de vazante a água é liberada do reservatório passando novamente pela turbina e novamente gerando energia. Essa tecnologia de extração é dominante em relação a correntes de maré, 98 % da geração maremotriz é realizada através de barragens. Os dois maiores empreendimentos utilizando essa tecnologia de extração são a usina do lago Sihwa na Coreia do Sul (254 MW) e a usina de La Rance na França (240 MW).

A geração de energia por correntes de maré é realizada através da implantação de turbinas hidrocínicas posicionadas no escoamento. Dentre as diversas tecnologias implantadas, existem turbinas que são acopladas a boias flutuantes e até turbinas que são fixadas ao fundo do mar. A geração através de correntes de maré tem sua modelagem similar à da geração eólica, mas com um fluido com densidade superior à 800 vezes a do vento passando pela turbina (JUNIOR et al., 2018). Logo, a densidade energética contida em um mesmo volume de água fluindo na mesma velocidade de um ponto a outro é 800

vezes maior quando comparada ao vento. Para a conversão energética a massa de água em movimento passa pela turbina movendo-a e transformando a energia cinética do fluido em energia elétrica.

Uma característica positiva da fonte maremotriz é que um sistema de geração baseado nesta tecnologia possui um perfil de intermitência mais uniforme, apresentando 4 picos diários de geração em regiões de maré semi-diurnas. A geração fotovoltaica, por exemplo, apresenta somente um pico durante o dia. Esse padrão de intermitência torna a curva de saída de potência de uma planta de geração maremotriz mais homogênea e mais compatível com a carga (NETO; SAAVEDRA; OLIVEIRA, 2020b).

## 4 Metodologia

### 4.1 Modelagem da usina

Neste trabalho, propõe-se uma metodologia de análise dos benefícios trazidos pela hibridização de uma usina, principalmente ao seu contrato de uso do sistema de transmissão. A potência total da usina em todas modelagens é de 30 MW. Para avaliação do impacto da adição de uma segunda e terceira fonte à usina, serão modeladas diversas configurações de potência instalada com o percentual de penetração de cada fonte variando de 0 a 100 % da potência total instalada. A variação da penetração de cada fonte ocorre em faixas de 10 %. Cada 3 MW ou 10 % da potência instalada representa um total de:

- Solar = 9610 painéis.
- Eólica = 1 aerogerador.
- Correntes de maré = 100 turbinas hidrocinéticas.

Todas as configurações de usinas precisam respeitar o balanço da potência total instalada descrito em 4.1.

$$P_{total} = P_{Mare} + P_{Eol} + P_{Sol} \quad (4.1)$$

Sendo:  $P_{total}$  A potência instalada total da usina;

$P_{Mare}$  A parcela de potência instalada de geração maremotriz;

$P_{Eol}$  A parcela de potência instalada de geração eólica;

$P_{Sol}$  A parcela de potência instalada de geração solar PV;

As fontes de geração eólica e solar estão localizadas na cidade de Alcântara no maranhão. Já a geração maremotriz fica localizada no canal do Boqueirão próximo à capital São Luís se distanciando aproximadamente 20 km das outras duas fontes. A figura 12 ilustra a localização de cada uma das fontes que compõem a usina híbrida.

É assumido que as turbinas eólicas e hidrocinéticas atuam em todas as direções do escoamento, e que todos os dispositivos de conversão (turbinas e painéis PV) recebem a mesma velocidade de vento, mesma velocidade de maré e mesma quantidade de irradiância solar.

Na composição das usinas híbridas modeladas, o escoamento de energia gerada pelas três fontes ocorre no mesmo ponto de conexão. Logo, mesmo com as três fontes não estando no mesmo local, é possível se considerar que elas fazem parte da mesma planta de geração.

Figura 12 – Localização das diferentes tecnologias de geração.



Fonte: Google Earth Pro.

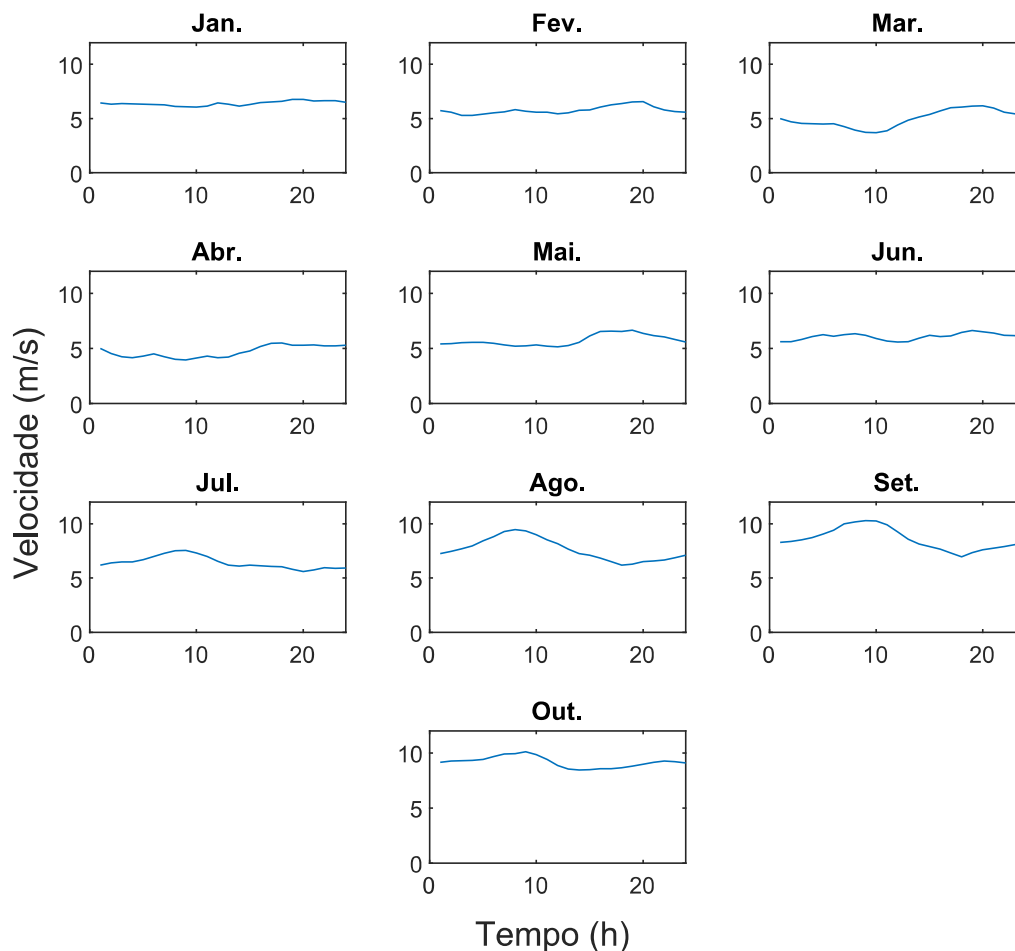
## 4.2 Modelagem eólica

Os dados de velocidade de vento foram obtidos através de medições *in loco* com uma torre de 72 m de altura instalada na cidade de Alcântara-MA. As medições ocorreram nos anos de 2019 e 2020 com um intervalo entre medições de 10 minutos. Como as medições de irradiância solar só estão disponíveis no ano de 2019, este ano foi selecionado para este estudo. Os meses de novembro e dezembro foram descartados devido a inconsistências nas medições eólicas e solares. A figura 13 apresenta a média horária mensal dos dados de vento utilizados no trabalho.

Nota-se que os meses com ventos mais intensos são os mais próximos ao final de ano (setembro e outubro) com velocidades médias de vento na faixa dos 8 e 10 m/s. Este período na região do Maranhão se caracteriza por apresentar um tempo mais seco, o que propicia o aumento na intensidade dos ventos devido a maiores gradientes de pressão atmosférica.

O aerogerador escolhido para a conversão de energia na modelagem da geração eólica é o modelo E-115 fabricado pela ENERCON que tem potência nominal de 3000 kW. Este modelo foi escolhido por desenvolver a sua potência nominal em uma faixa de vento (12 m/s) e assim ter um maior fator de capacidade de acordo com os ventos disponíveis na região. A tabela 4 apresenta as especificações técnicas do dispositivo.

Figura 13 – Média horária mensal das medições de vento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4 – Especificações da turbina eólica.

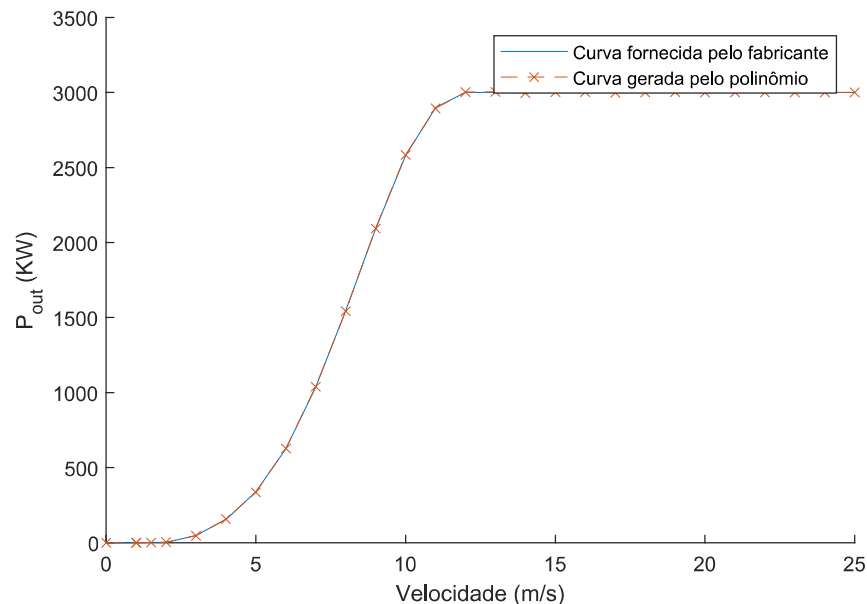
ENERCON E115/3000	
Potência nominal (KW)	3000
Diâmetro do rotor (m)	115,7
Controle de potência	<i>Pitch</i>
Numero de laminas	3
Velocidade de <i>cut-in</i> (m/s)	2
Velocidade de operação nominal (m/s)	12
Altura da torre (m)	92-149

A curva de geração é disponibilizada pelo fabricante. Para a modelagem da turbina no sistema foi utilizado um polinômio que é função da velocidade do vento. A figura 14 compara a curva de potência em função do vento dada pelo fabricante com a curva gerada pelo polinômio de grau 20 utilizado na modelagem da turbina neste trabalho. Nota-se, pela análise visual das duas curvas, que o grau de fidelidade entre a real e modelada é



alto. Desta forma, neste trabalho, para a conversão dos dados de velocidade do vento em energia elétrica, é utilizada a função polinomial modelada.

Figura 14 – Comparação entre curva fornecida pelo fabricante e curva produzida pelo polinômio.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como a altura do *hub* deste modelo de aerogerador é de 135 metros, é necessária uma extrapolação do vento, já que os dados medidos foram obtidos a 72 m de altura. A extrapolação foi realizada através da expressão 4.2

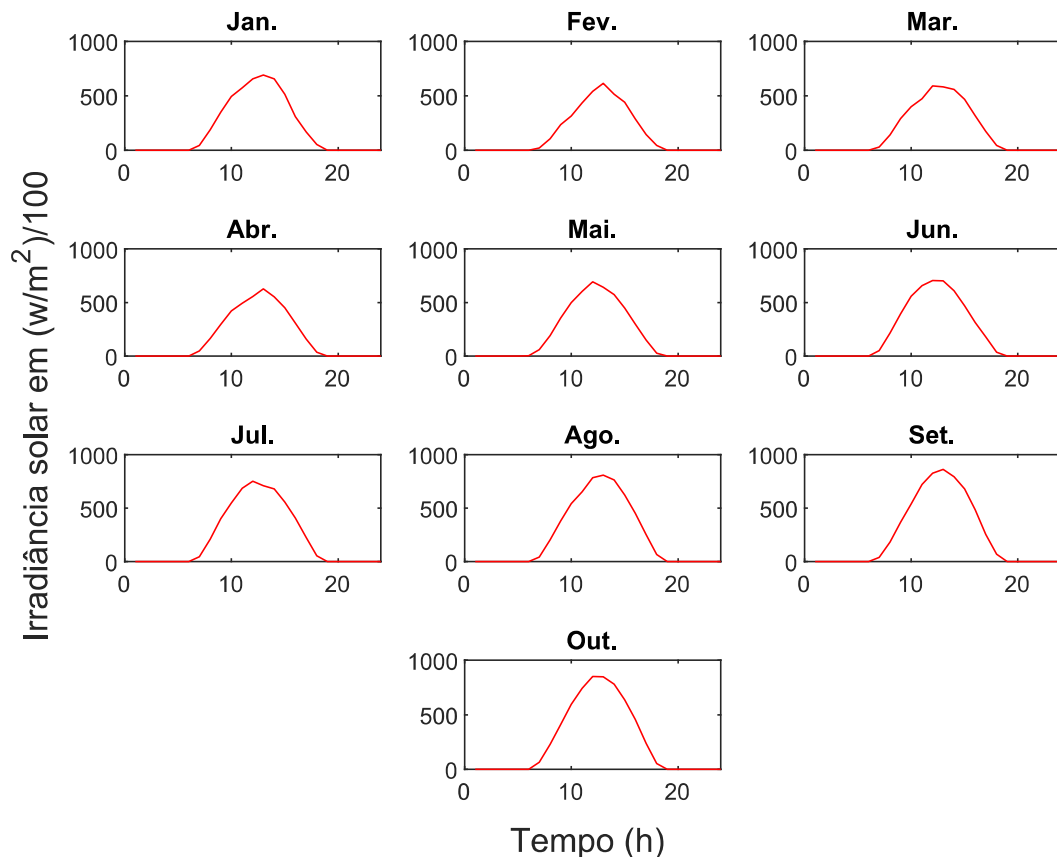
$$\frac{v}{v_r} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (4.2)$$

onde:  $v$  representa a velocidade a ser estimada na altura  $z$ ,  $v_r$  a velocidade na altura referencial  $z_r$  e  $z_0$  o comprimento de rugosidade do local. O comprimento de rugosidade aerodinâmica utilizado para esta região foi de 0,25. Este valor foi definido baseado em (ROBALLO; FISCH, 2008) que estudou as características da mesma região.

### 4.3 Modelagem solar

As medições de irradiância solar foram realizadas no ano de 2019 na cidade de Alcântara-MA. A figura 15 ilustra a média horária mensal dos dados medidos. Os meses de novembro e dezembro não foram utilizados nesta modelagem por conta da indisponibilidade destes dados eólicos no mesmo período.

Figura 15 – Média horária mensal das medições de irradiância solar.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O modelo de painel fotovoltaico escolhido para a conversão energética na modelagem solar PV é o CS6K- 310 Wp fabricado pela Canadian Solar. Este modelo foi selecionado por possuir um bom nível de eficiência, 18,94 %. A tabela 5 apresenta as especificações técnicas deste painel PV.

Tabela 5 – Especificações do painel PV.

Painel PV CS6K- 310	
Potência nominal (Wp)	310
Eficiência máxima	18,94 %
Corrente de máxima potência (A)	9,43
Tensão de máxima potência (V)	32,9
Tensão de circuito aberto (V)	40,1
Temperatura de operação normal	45 °C
Área ( $m^2$ )	1,64

O valor medido já entrega a potência teórica instantânea disponível por  $m^2$  que a superfície recebe. Logo, para a conversão solar é necessário se aplicar o fator de eficiência do painel na área varrida por este como descreve a equação 4.3

$$P_{\text{sol}} = \eta AG(t) \quad (4.3)$$

Em que,  $P_{\text{sol}}$  é a potência de saída do painel,  
 $\eta$  corresponde à eficiência de conversão,  
 $A$  é a área do painel fotovoltaico ( $m^2$ ),  
e  $G(t)$  é a irradiância recebida pelo painel ( $w/m^2$ ) no instante  $t$ .

## 4.4 Modelagem maremotriz

Campanhas de medição em alto mar demandam muito recurso logístico e financeiro, desta forma a medição das correntes de maré de todo o canal do Boqueirão por um longo período de tempo se torna muito custosa. Uma alternativa que se mostra como solução para este problema é a modelagem hidrodinâmica aliada a campanhas de medição pontuais para validação dos dados simulados.

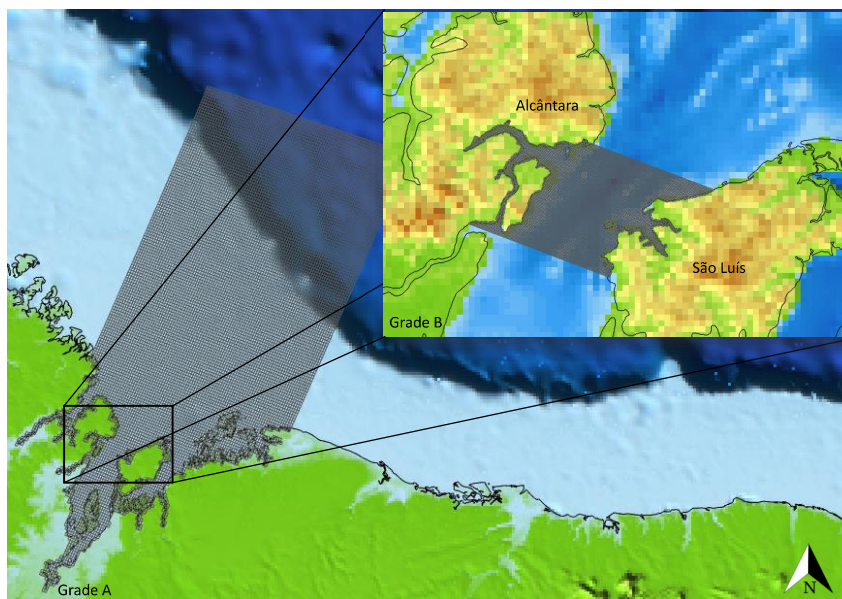
### 4.4.1 Simulação

Neste trabalho as séries temporais de correntes de maré foram obtidas através da simulação hidrodinâmica do canal do Boqueirão, região próxima a Alcântara MA, local onde as duas outras fontes de geração se encontram. A modelagem hidrodinâmica do estuário foi realizada com o uso do Delft3D. Trata-se de um *software* com diversos módulos que realizam simulações computacionais em duas e três dimensões de regiões costeiras, de rios e estuarinas.

O módulo utilizado para modelar o movimento tridimensional no canal é o Delft3D-FLOW. O sistema é alimentado pelo domínio geográfico a ser simulado, que é descrito por grades computacionais. E as condições iniciais do contorno aberto que são os dados de como fluido entra no domínio do modelo. A grade principal utilizada nesta simulação está localizada no canal do Boqueirão entre as ilhas de São Luís e do Medo no Maranhão. Esta região foi selecionada porque o seu potencial energético de correntes de maré já foi amplamente estudado em [Czizewski, Pimenta e Saavedra \(2020\)](#), [González-Gorbeña, Rosman e Qassim \(2015\)](#) e [Veras et al. \(2021\)](#) e também por sua proximidade à capital do Estado. A grade secundária, que alimenta as condições de contorno da principal, cobre toda a região costeira de São Luís chegando até o mar profundo. As duas grades utilizadas para compor o domínio da simulação são ilustradas na figura 16.

Munido destes dados de entrada, o modelo resolve o equacionamento governante de Navier Stokes ([DELTA RES, 2020](#)) e devolve a circulação hidrodinâmica do domínio simulado para cada passo de tempo em cada ponto de grade. Alguns dos parâmetros de

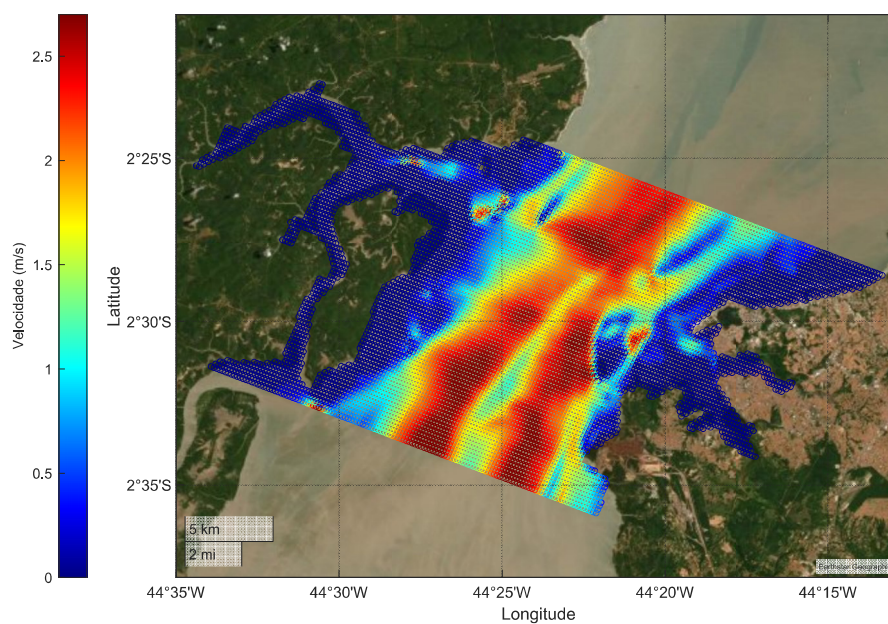
Figura 16 – Localização das grades A e B que compõem o domínio simulado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

saída importantes são: correntes de maré, profundidade, nível e amplitude de maré. A figura 17 ilustra a velocidade das correntes de maré durante uma maré de enchente de sizígia que ocorreu no dia 6 de novembro de 2021 resultante da simulação.

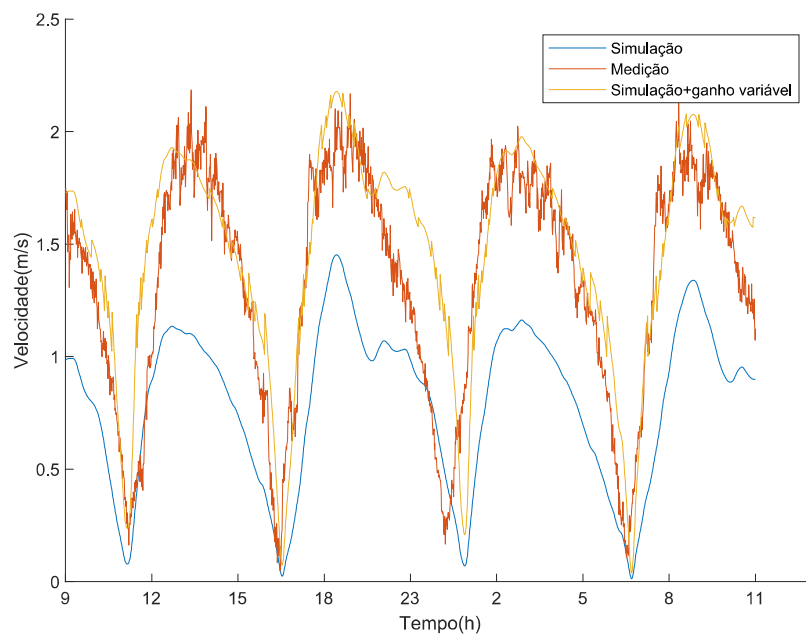
Figura 17 – Distribuição da magnitude da velocidade das correntes de maré no canal do Boqueirão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para uma estimação de corrente de maré mais precisa seria necessária uma medição batimétrica de toda a área simulada. Como uma medição cobrindo toda esta região seria economicamente muito custosa, foram usados dados de uma campanha de medições de correntes de maré para ajustar os resultados obtidos pela simulação, que foram subestimados pelo modelo na região do canal da ilha do medo (aproximadamente 1.5 m/s na enchente de sizígia). Com a comparação entre medição e simulação, foi possível verificar o quanto a modelagem subestimou as correntes de maré. Baseado nesta diferença, foi aplicado um ganho variável em amplitude para que o resultado da simulação se aproximasse mais dos dados medidos. Ao final da modelagem, pela comparação entre medição e simulação já ajustada, foi obtido um valor de  $R^2$  ou coeficiente de determinação igual a 0,74. A figura 18 ilustra os dados medidos, simulados e simulados ajustados.

Figura 18 – Medição, simulação e simulação ajustada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O ganho foi obtido com dados de simulação e campanha de medições ambas no ano de 2021. Esse mesmo valor de ganho foi então aplicado a uma nova simulação, desta vez do ano de 2019. Assim, os dados para a modelagem da geração por corrente de maré agora são do mesmo período das medições do recurso eólico e solar.

#### 4.4.2 Geração maremotriz

A turbina selecionada para a modelagem da geração no canal é o modelo flutuante Evopod E1 fabricada pela empresa britânica Oceanflow Energy. Este modelo foi escolhido porque foi anteriormente testado por Pacheco et al. (2018) em um canal com características

de corrente de maré similares com as do canal do Boqueirão. A tabela 6 apresenta as especificações da turbina hidrocínética.

Tabela 6 – Especificações da turbina hidrocínética.

Turbina Evopod E1	
$D$ (m)	5,1
$V_{Cut-in}$ (m/s)	0,5
$V_{Nominal}$ (m/s)	2
$P_{Nominal}$ (KW)	30
$A$ ( $m^2$ )	15,9
$C_{pNo}$	0,3582

Fonte: (RAMOS; IGLESIAS, 2013)

Como o fabricante não disponibiliza uma curva de potência de saída em função da velocidade do fluxo passando pela turbina, foi aplicada a metodologia de definição de curva proposta por George e Brian (2006). Se trata de um método que divide a geração da turbina em função da velocidade do fluxo em três faixas de operação. Na faixa de operação 1 a velocidade do fluxo é menor que a velocidade de *cut-in*, logo a turbina não está produzindo energia. Na faixa de operação 3 a velocidade está acima da velocidade nominal do equipamento, nesta faixa a turbina entrega a sua potência nominal. Por fim, na faixa de operação 2, quando a velocidade do fluxo está entre a velocidade de *cut-in* e a de operação, a turbina trabalha convertendo a energia do fluxo de acordo com sua eficiência como descreve 4.4.

$$P_{out} = \frac{1}{2} C_{pNo} \rho A_{Turbina} V^3 \quad (4.4)$$

Sendo:  $P_{out}$  a potência de saída instantânea;

$A_{Turbina}$  a área varrida pelas pás da turbina ( $m^2$ );

$C_{pNo}$  é o coeficiente de potência da turbina em operação normal;

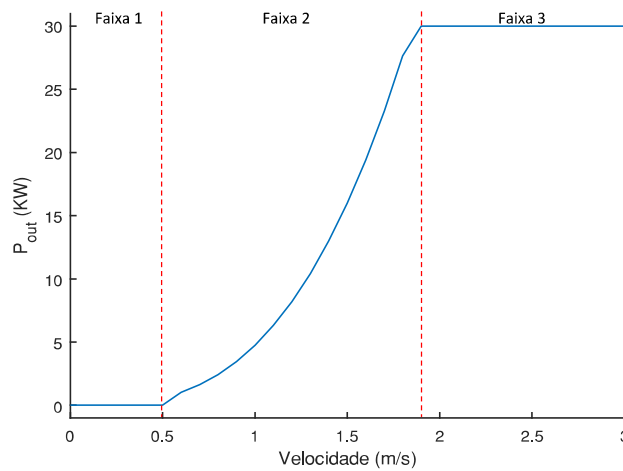
$\rho$  a densidade da água ( $Kg/m^3$ );

$V$  a velocidade do escoamento (m/s).

A figura 19 ilustra o comportamento da curva de potência da turbina em função da velocidade do escoamento com as suas respectivas faixas operação

Por fim, a série de correntes de maré entra como parâmetro na turbina modelada que por sua vez converte a energia das correntes em energia elétrica. A quantidade de turbinas é determinada pela penetração da geração hidrocínética na usina. Assume-se que todas as turbinas instaladas recebem as mesmas velocidades de corrente de maré e que as perdas no gerador elétrico 5 %, no condicionamento de potência 2 % e na caixa de engrenagens 4 % já estão incluídas no  $C_p$  da turbina.

Figura 19 – Curva de potência da turbina hidrocínética Evopod E1.



Fonte: Adaptado de [Ramos e Iglesias \(2013\)](#).

## 4.5 Método de avaliação dos benefícios da complementaridade

O método mais comum de avaliação da complementaridade entre fontes é o coeficiente de correlação de Pearson. Embora este indicador seja o mais utilizado nos trabalhos que abordam a complementaridade, ele sozinho não indica nenhum benefício ganho por uma usina híbrida. Desta forma, para avaliar o efeito da complementaridade, além do coeficiente de correlação, são usadas as seguintes métricas de desempenho neste trabalho: Taxa de flutuação da planta, aumento de garantia física da planta, redução com CUST, índice de aproveitamento do montante de uso do sistema de transmissão contratado e energia excedente gerada.

### 4.5.1 Coeficiente de correlação

Coeficiente de correlação de Pearson é uma métrica estatística que mostra o quão duas variáveis distribuídas de forma aleatória estão relacionadas uma à outra. É um valor que varia de -1 a 1. Um valor de correlação próximo ou igual a 1 representa uma relação linear positiva entre as variáveis, ou seja, a complementaridade é mínima nesse cenário. Além disso, o coeficiente de correlação assume um valor nulo ou próximo disso quando o conjunto de valores não possuem relação linear direta. E por fim, um coeficiente com valor próximo ou igual a -1 aponta que as duas variáveis são altamente complementares. O valor do coeficiente de correlação é obtido através da divisão da covariância entre as duas variáveis pela multiplicação dos desvios padrões das duas variáveis, como é visto em 4.5.

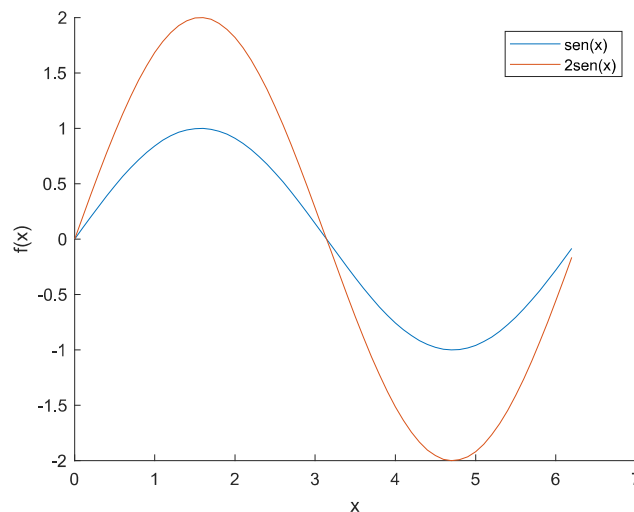
$$\text{corr}(X, Y) = \frac{\text{cov}(X, Y)}{dp(X)dp(X)} \quad (4.5)$$

A covariância é uma métrica estatística que expressa a interdependência entre duas variáveis é obtida através de 4.6.

$$\text{cov}(X, Y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \underline{X})(Y_i - Y) \quad (4.6)$$

As figuras 20, 21 e 22, demonstram como a relação entre duas variáveis é descrita pelo coeficiente de correlação. No primeiro caso, ilustrado na figura 20, é apresentada uma correlação de valor 1, no qual as variáveis não tem nenhuma complementaridade, mas são na verdade similares. No momento em que  $\text{sen}(x)$  está em seu pico,  $2\text{sen}(x)$  também estará em seu valor mais alto. Nota-se que este coeficiente não leva em consideração amplitude dos sinais, já que mesmo com uma diferença de amplitude de 100 %, essas duas variáveis apresentam um valor de correlação 1.

Figura 20 – Coeficiente de correlação = 1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Já a figura 21 exemplifica um valor de correlação 0. Isto indica que não há nenhuma correlação entre as duas variáveis  $\text{sen}(x)$  e  $\text{cos}(x)$ .

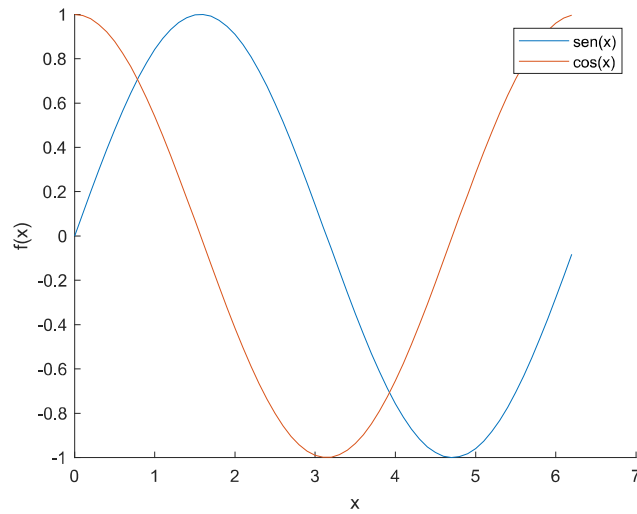
Neste último exemplo, figura 22, tem-se um coeficiente de correlação igual a -1. O que indica uma complementaridade perfeita entre os dois sinais. Nos estudos realizados neste trabalho, quanto mais próximo de -1 o valor de correlação entre duas fontes de energia, mais complementares elas serão.

#### 4.5.2 Taxa de flutuação

A taxa de flutuação ou *fluctuation ratio* FR de um empreendimento de geração é definida através da variação da produção diária em relação à potência instalada. Essa variação ocorre devido à intermitência das fontes renováveis. Trata-se da média de todas

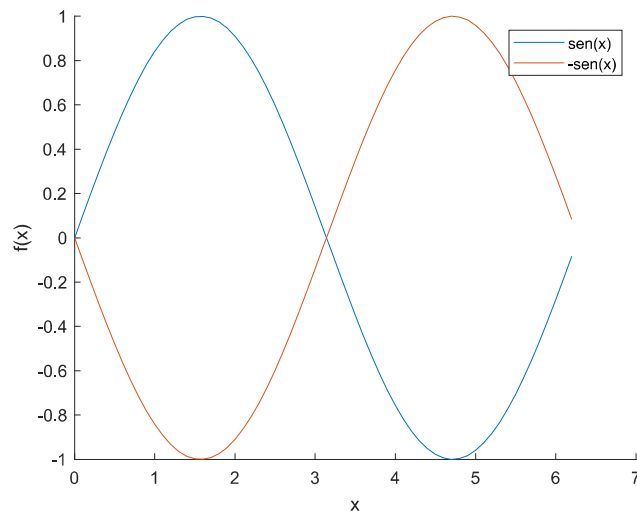


Figura 21 – Coeficiente de correlação = 0.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 22 – Coeficiente de correlação = -1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

as diferenças entre as potências no instante  $i+1$  e  $i$  dividido pela potência máxima do sistema como descrito em 4.7.

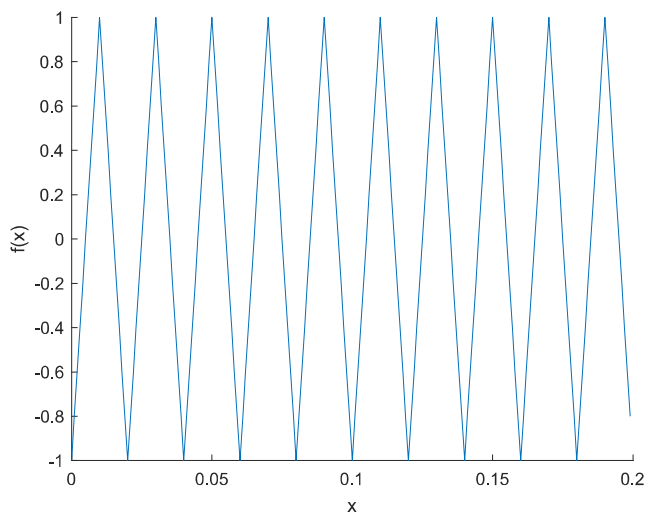
$$FR = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n-1} |\gamma_i| \quad (4.7)$$

$$\gamma_i = \frac{P_{i+1} - P_i}{P_{\text{máx}}}$$

Sendo  $\gamma_i$  é o valor correspondente à variação da potência de saída  $P$ ,  $P_{\text{máx}}$  a potência nominal do empreendimento simulado. O valor de  $FR$  varia de 0 a 1, sendo 1 o pior cenário

possível é 0 o cenário ideal onde a potência de saída sempre é igual à nominal. A figura 23 mostra um sinal com taxa de flutuação igual a 1.

Figura 23 – Pior caso possível. Taxa de flutuação  $FR = 1$ .



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que o valor de  $y$  sempre vai do valor nominal ao valor mínimo de um instante ao outro. O módulo da variação de  $y$  dividido pelo valor máximo de  $y$  sempre será igual a 1, logo a média desses valores será também igual a 1. Analogamente, um sinal com  $FR$  igual a 0 será um sinal constante.

### 4.5.3 Garantia física

O Decreto nº 5.163/2004 estabelece que a garantia física de uma unidade de geração é a quantidade máxima de energia que essa usina pode comercializar por meio de contratos no SIN. Para empreendimentos no ramo da geração eólica, o critério probabilidade de ocorrência P90 é aplicado. Isto significa que a energia que pode ser comercializado precisa ocorrer em ao menos 90 por cento dos dias do período de um ano estimado. Já para empreendimentos de geração através da fonte solar, o critério aplicado é o P50. Analogamente ao P90, a potência estimada a ser comercializada precisa ocorrer em ao menos 50 % dos dias. Essa diferença se deve ao fato dessas fontes apresentarem um perfil de intermitência diferente. A fonte solar só está disponível durante uma parte do dia, enquanto o recurso eólico se encontra acessível durante 24 horas. Essa variação na disponibilidade também é vista sazonalmente, já que nos períodos mais chuvosos a irradiação solar é inferior. O cálculo da garantia física para empreendimentos eólicos e solares é visto nas equações 4.8 e 4.9.

$$GF_{eol} = \frac{P_{90}(1 - TEIF)(1 - IP) - \Delta P}{8760} \quad (4.8)$$

$$GF_{sol} = \frac{P_{50}(1 - TEIF)(1 - IP) - \Delta P}{8760} \quad (4.9)$$

Sendo:  $GF_{eol}$  e  $GF_{sol}$  a Garantia física eólica e solar

$P_{90}$  e  $P_{50}$  a produção anual de energia com uma incidência igual a 90 % para geração eólica e 50 % para geração solar em MWh/ano;

$TEIF$  a taxa equivalente de indisponibilidade forçada em pu;

$IP$  a indisponibilidade programada em pu;

$\Delta P$  a estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas em MWh;

e 8760 no número de horas no período de um ano.

Não há ainda nenhuma regulamentação que prevê o critério de garantia física para empreendimentos de geração através de fontes oceânicas. Um dos objetivos secundários deste trabalho é propor um critério baseado no fator de capacidade de geração da fonte e em seu perfil de intermitência quando comparada às outras duas fontes.

## 4.6 Índice de aproveitamento do montante de uso do sistema de transmissão

Uma forma de medir o impacto da hibridização da usina é verificando a parcela do MUST contratado que está sendo utilizado. Desta forma, neste trabalho é proposto um índice que mede a performance do uso do MUST contratado. Trata-se do Índice de Aproveitamento do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (IAMUST). A equação 4.10 descreve o cálculo deste índice.

$$IAMUST = \frac{\sum_0^n PG_i - PG_{ei}}{nMUST_c} \quad (4.10)$$

Na qual:  $PG_i$  = Potência que a usina gera no instante  $i$  (kW);

$PG_{ei}$  = Potência excedente gerada no instante  $i$ , ou seja, em caso de ultrapassagem da potência contratada, corresponderá à diferença entre a potência gerada e a potência contratada (kW).

$n$  = número total de amostras.

Um valor 1 ideal implica em uma planta elétrica que sempre entrega à transmissão 100 % do montante contratado. Em um valor de IAMUST igual a 0,1, se tem uma planta que sempre entrega 10 % do montante contratado em todo o período analisado. Vale notar que valor do IAMUST é igual ao fator de capacidade  $FC$  quando o contrato de MUST é igual à potência instalada.

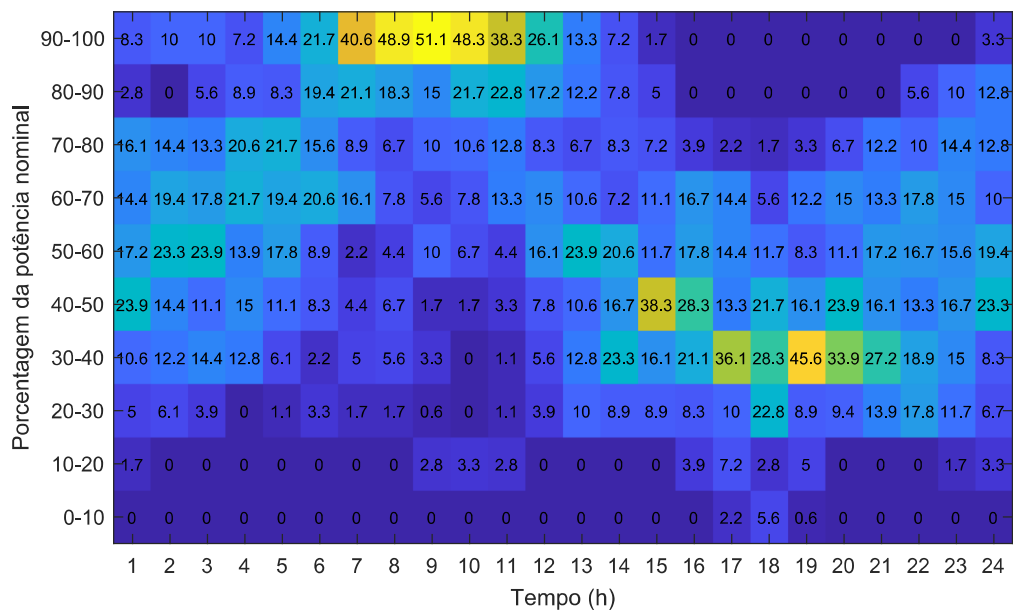
## 5 Resultados

Com o objetivo de analisar os benefícios que a complementaridade energética traz aos sistemas de geração, foram simuladas diversas configurações de usinas com a penetração de cada uma das tecnologias variando de 0 a 100 %. Na primeira parte do capítulo são simuladas as usinas não-híbridas com 100 % de sua conversão sendo composta por uma única tecnologia de extração. Na segunda parte são realizadas iteração com a junção entre duas e três fontes de geração. Desta forma é possível mensurar o desempenho das usinas antes e depois da hibridização.

### 5.1 Usinas não-híbridas

No primeiro cenário são simuladas 3 usinas com 100 % de sua potência instalada proveniente de uma única fonte de geração. A figura 24 apresenta um recurso que será explorado neste trabalho para demonstração da ocorrência de potência mensal de cada planta de geração modelada. Trata-se da matriz de ocorrência de potência nominal. O comportamento da usina 100 % eólica durante o mês de setembro é ilustrado pela matriz de ocorrência em 24.

Figura 24 – Ocorrência de potência nominal no mês de setembro para uma usina 100 % eólica.



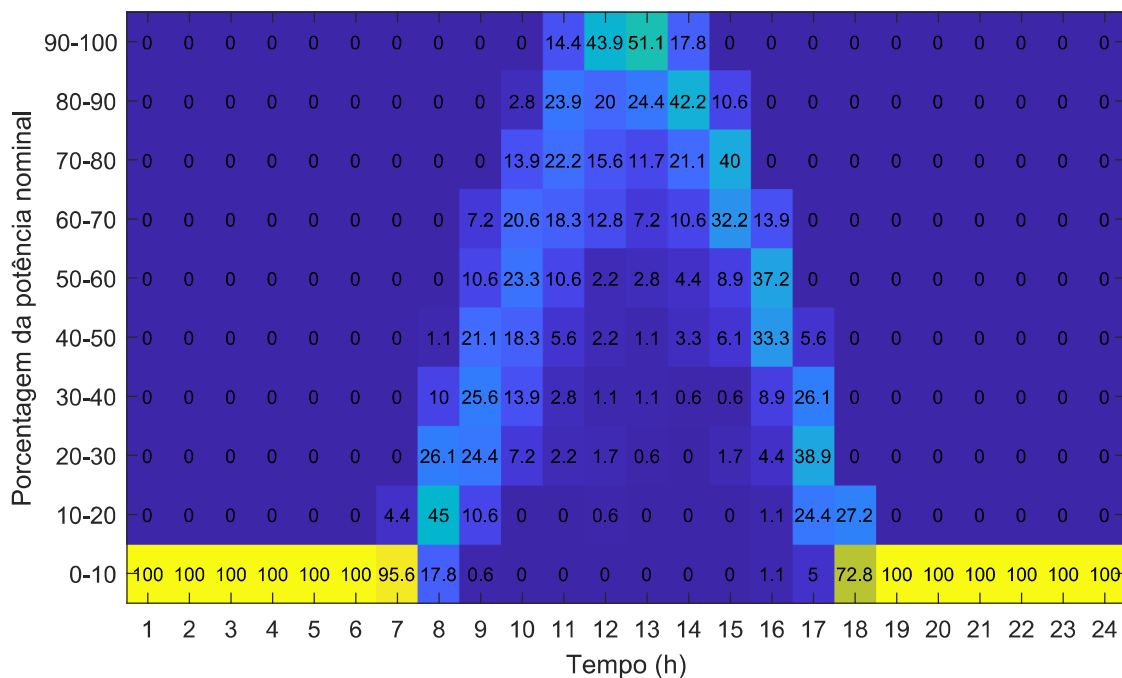
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os números que preenchem a matriz correspondem à porcentagem de ocorrência na

hora representada pelas colunas da matriz. Na coordenada (1,7) da matriz, por exemplo, tem-se o número 40,6, significando que 40,6 % de todas as amostras de potência que ocorreram entre 2 e 3 horas, estiveram dentro da faixa de 90 a 100 % da potência nominal do empreendimento. Portanto, espera-se de uma usina com comportamento ideal que todas as suas ocorrências de potência estejam na faixa de 90 a 100 % de sua potência nominal. Pela análise da imagem é possível notar que há uma tendência de geração próxima à nominal no período das 7 da manhã ao meio dia. Em contrapartida, a geração da planta cai drasticamente entre 17 e 21 horas, concentrando sua potência de saída em valores entre 30 e 50 % de sua capacidade nominal.

Já o comportamento da planta de geração 100 % solar PV, ilustrado na figura 25, apresenta uma característica menos distribuída. O pico de geração ocorre, como esperado, entre o meio dia e às 13 horas, quando a usina alcança 90 a 100 % de sua geração nominal 51,1 % do tempo. Já no período noturno, quando a radiação solar não está incidindo nos painéis, a usina trabalha com geração nula. Por meio da matriz de ocorrência, é possível observar o comportamento da intermitência solar, que leva a uma indisponibilidade energética durante aproximadamente metade do período das 24 horas do dia.

Figura 25 – Ocorrência de potência nominal no mês de setembro para uma usina 100 % solar.

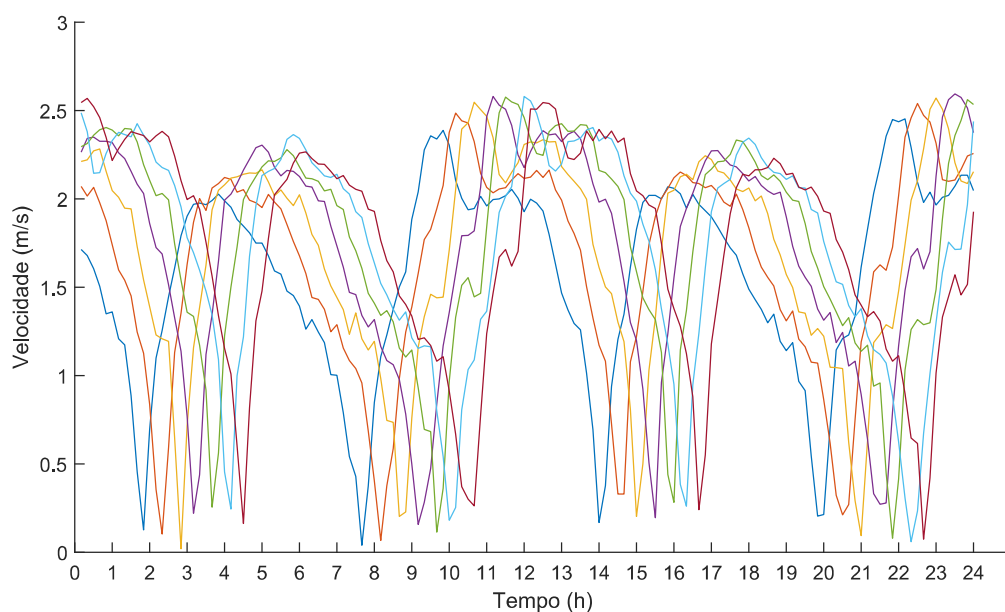


Fonte: Elaborado pelo autor.

Já a fonte maremotriz apresenta uma característica de geração mais distribuída. Ao contrário da energia eólica e solar, as marés na localidade de estudo não sofrem influência

do tempo meteorológico local. Sua curva de geração é diretamente ligada à influência gravitacional da lua na terra. Como a constituinte que tem maior influência na formação da maré na região de São Luís é a lunar semidiurna  $M_2$ , o nível do mar chega ao seu ponto mais alto a cada 12 h e 25 m, que é o período dessa constituinte. Desta forma, a curva da maré na região sofre um atraso diário de aproximadamente 50 minutos como ilustra a figura 26 que contém as velocidades das correntes maré de sizígia dos sete dias da primeira semana de fevereiro de 2019.

Figura 26 – Velocidades de correntes de maré da primeira semana de fevereiro de 2019 dia a dia.

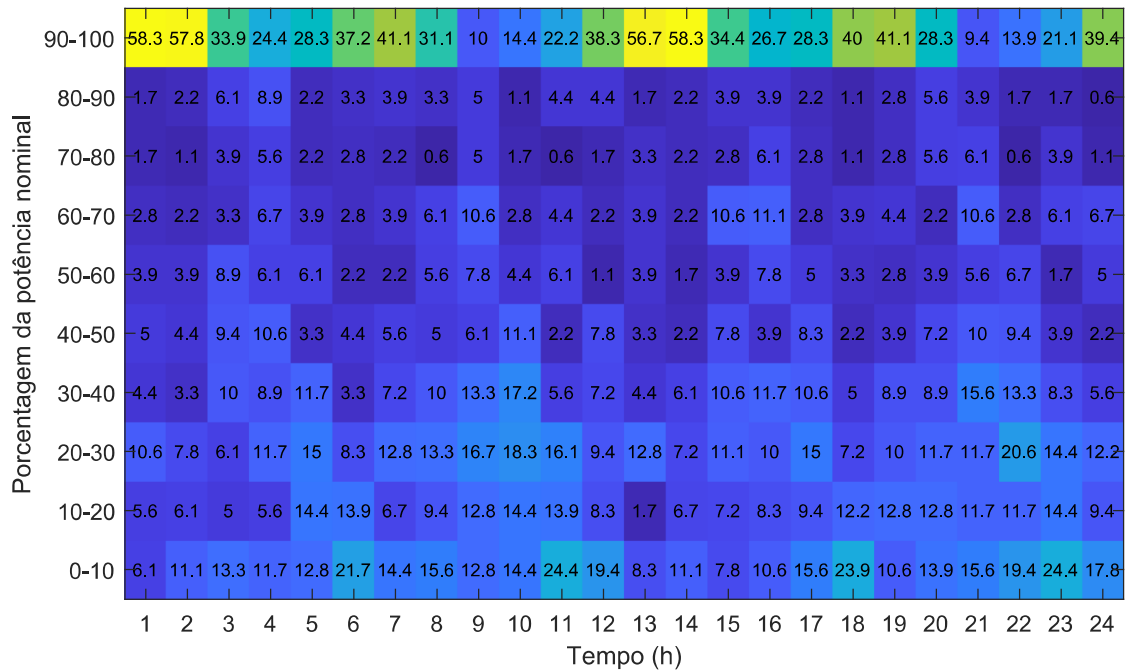


Fonte: Elaborado pelo autor.

Essa característica de atraso diário faz com a média mensal seja aproximada a um sinal retificado. Outra característica que é observada é o perfil diário com 4 picos de velocidade. Isso ocorre também devido ao período de 12 h e 25 m da  $M_2$ , que gera duas marés altas por dia. Como os picos de velocidade ocorrem durante a enchente e a vazante, a geração por correntes de maré dispõe de 4 picos energéticos diários. Essas características da fonte maremotriz resultam em uma planta de geração com perfil de potência mais distribuído e grande parte da ocorrência entre 90 e 100 % como ilustra a figura 27, que apresenta o comportamento da planta hidrocínética durante o mês de setembro de 2019.

Como não há regulamentação vigente para usinas de geração por meio de fonte de correntes maré, neste trabalho é assumido que o critério de probabilidade de ocorrência da geração para compor a garantia física é igual a  $P_{70}$ , já que com este critério é possível se obter uma GF maior do que o  $P_{70}$ . A tabela 7 apresenta os valores de garantia física para as três plantas de geração avaliadas.

Figura 27 – Ocorrência de potência nominal no mês de setembro para uma usina 100 % de correntes de maré.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 7 – Garantia física de usinas não-híbridas.

	Eólica	Solar PV	$CMP_{90}$	$CM P_{70}$
$GF(MW_{med})$	2,9	6,6	7,1	15,4

A baixa garantia física da usina 100 % eólica ocorre em virtude da grande variação sazonal nos regimes dos ventos. O mês de março apresentou uma média mensal próxima a 5 m/s, enquanto o mês de outubro apresentou um valor próximo a 10 m/s. Como a energia é diretamente proporcional ao cubo da velocidade, uma variação de 5 m/s causa uma grande diferença na energia gerada. Já que o critério de ocorrência para composição da garantia física de empreendimentos eólicos é de 90 %, os períodos com baixa geração, que representam mais de 10 % do ano, abaixam o valor da GF desta fonte. Outro fator que também explica este número aquém do esperado, é a falta de dados nos meses de novembro e dezembro, período no qual há um aumento elevado na intensidade dos ventos na região estudada. A avaliação da eficiência da contratação do MUST junto com os valores de taxa de flutuação  $FR$  são apresentados pela tabela 8

O valor do IAMUST, assim como a taxa de flutuação da usina maremotriz se mantém quase constantes durante todo o período avaliado. Estes números comprovam a característica mais importante desta fonte para os sistemas elétricos, a alta previsibilidade. Observa-se também que a fonte solar apresenta o pior aproveitamento do MUST contratado, enquanto a eólica varia entre o melhor desempenho entre todas as fontes, 0,73 durante o

Tabela 8 – valores de IAMUST e Taxa de flutuação para usinas não-híbridas.

		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out
Eólica	IAMUST	0,38	0,29	0,21	0,19	0,29	0,31	0,36	0,52	0,65	0,73
	FR	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Solar	IAMUST	0,27	0,23	0,25	0,25	0,27	0,28	0,30	0,31	0,32	0,32
	FR	0,04	0,03	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
CM	IAMUST	0,67	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
	FR	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

mês de outubro, e o pior desempenho, 0,19 ocorrido em abril. Esses números explicitam uma característica altamente sazonal do vento.

## 5.2 Usinas híbridas

Nesta parte do trabalho as três fontes de geração são combinadas em diferentes configurações para compor simulações de diferentes usinas híbridas. A tabela apresenta o coeficiente de correlação entre todas as combinações de duas fontes disponíveis. Quanto mais próximo de -1 é o valor, mais complementares são as fontes.

Tabela 9 – Coeficiente de correlação entre fontes de geração.

	Jan	Fev	Mar	Mai	Abr	Jun	Jul	Ago	Set	Out
Eol + Sol	-0,54	-0,17	-0,30	-0,43	-0,37	-0,45	0,26	0,21	0,23	-0,28
Eol + Maré	-0,12	-0,13	0,02	-0,10	-0,19	-0,49	-0,19	-0,15	-0,19	-0,42
Sol + Maré	0,23	0,24	0,20	0,18	0,15	0,11	0,15	0,17	0,20	0,14

Os meses com maior complementaridade entre as fontes eólica e solar são janeiro e junho com respectivamente -0,54 e -0,45. Já nos meses de julho a setembro as fontes apresentam uma correlação positiva, o que indica similaridade. Este comportamento de similaridade é percebido em todas as amostras entre as fontes solar e maremotriz. A correlação entre estas duas fontes nunca assume um valor que indica complementaridade. Já a correlação entre as fontes eólica e maremotriz assume quase sempre valores que indicam baixa complementaridade, com exceção do mês de outubro, que apresenta correlação igual a -0,42

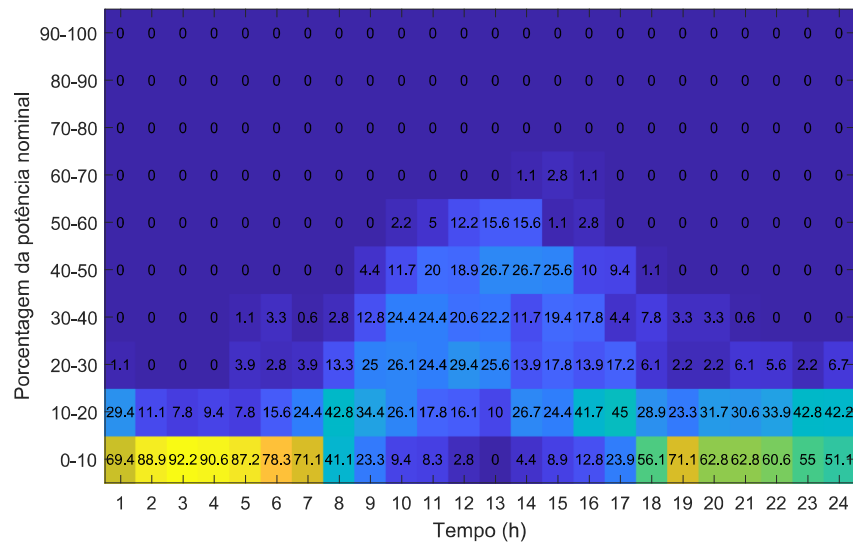
### 5.2.1 Usina híbrida 1 - 50 % eólica 50 % solar PV

A primeira usina híbrida modelada neste trabalho explora a correlação complementar entre as fontes eólica e solar. Trata-se de uma planta de geração na qual 50 % de sua potência instalada é de geração solar PV e a outra metade é de geração eólica. As figuras 28 e 29 ilustram o pior e o melhor mês para ocorrência de potência desta usina. Observa-se que agora a geração assume um padrão no qual só existe faixa de geração acima dos 50 % nominal no período de incidência solar. A figura 28 aponta que no mês de abril há



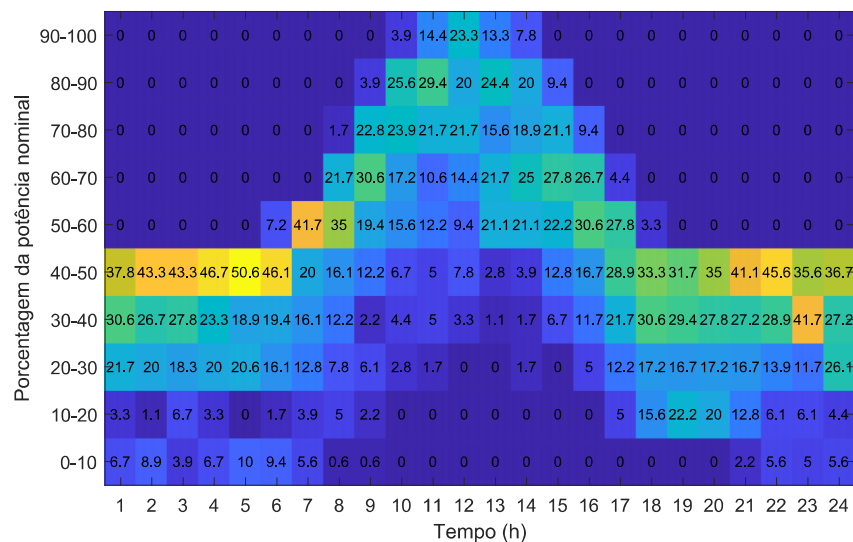
pouquíssima ocorrência de geração acima dos 50 % da nominal da planta. Já em outubro, figura 29, percebe-se ocorrência em todas as faixas de potência, com maior densidade entre 40 % e 50 %.

Figura 28 – Ocorrência de potência nominal no mês de abril para uma usina 50 % eólica e 50 % solar PV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 29 – Ocorrência de potência nominal no mês de outubro para uma usina 50 % eólica e 50 % solar PV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O advento da REN N<sup>o</sup> 954, trouxe a possibilidade de uma contratação de MUST inferior à potência instalada em usinas híbridas. O uso deste mecanismo será explorado à luz da redução dos custos com acesso ao sistema de transmissão. Acontece que nos meses

de geração eólica e solar mais expressiva, o valor de geração pode ocorrer acima do MUST contratado. Com essa perspectiva surge a possibilidade de geração de energia acima do contrato de transmissão. A energia gerada acima do contrato não pode ser escoada, caso contrário haveria incidência de multa por ultrapassagem ou até mesmo uma perda de contrato. Injetar potência acima do esperado em uma rede transmissão ocasiona riscos à segurança de todo o sistema integrado.

Desta forma essa energia excedente gerada acima do MUST que não pode ser escoada é chamada ultrapassagem. Deseja-se então aumentar o IAMUST mantendo um nível baixo de energia excedente. A tabela 10 apresenta os dados de IAMUST e taxa de ultrapassagem para contratos de MUST de 100 % a 60 % da potência instalada.

Tabela 10 – IAMUST e energia excedente para uma usina 50 % eólica e 50 % solar PV.

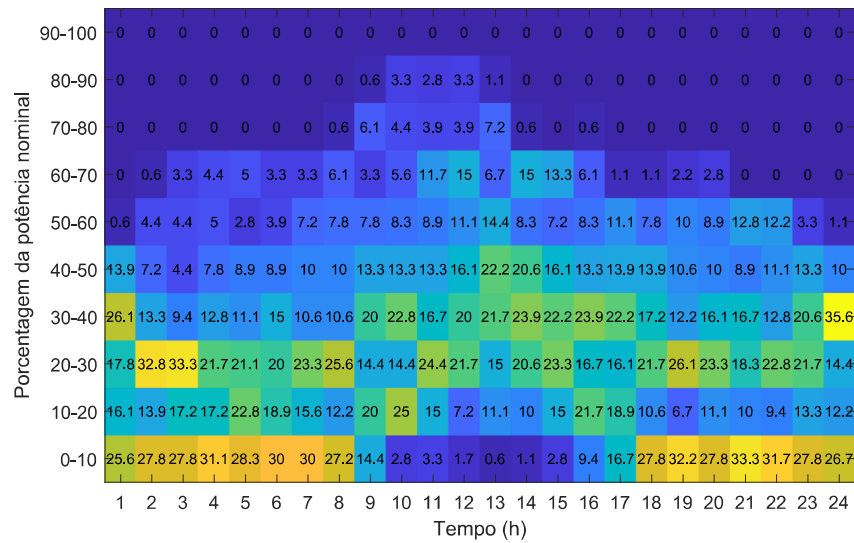
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out
100 %	IAMUST	0,26	0,20	0,16	0,15	0,21	0,23	0,26	0,35	0,42	0,47
	Excedente (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
90 %	IAMUST	0,29	0,22	0,18	0,17	0,23	0,26	0,29	0,39	0,47	0,52
	Excedente (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,13	0,20	0,25
80 %	IAMUST	0,32	0,24	0,20	0,19	0,26	0,29	0,33	0,44	0,52	0,58
	Excedente (%)	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,21	0,81	1,51	1,60
70 %	IAMUST	0,37	0,28	0,23	0,22	0,30	0,33	0,37	0,49	0,58	0,64
	Excedente (%)	0,50	0,07	0,00	0,00	0,06	0,63	0,97	2,76	5,06	5,03
60 %	IAMUST	0,42	0,32	0,27	0,25	0,35	0,38	0,43	0,56	0,65	0,72
	Excedente (%)	2,28	0,39	0,09	0,03	0,23	1,36	2,62	8,07	12,88	12,24

O primeiro fato observado nesta tabela é que em uma eventual contratação de MUST igual a 100 % da potência instalada, os valores de IAMUST seriam inferiores aos da usina eólica e superiores aos da usina solar vistos na tabela 8. A medida em que o MUST contratado é reduzido, o IAMUST e a energia excedente aumentam, já que grande da parte da geração não poderá ser escoada. Quando se chega a uma contratação igual a 60 % da potência instalada, já existe energia excedente acima dos 10 % nos meses de geração mais expressiva. A contratação ideal neste caso, para minimizar a energia excedente e reduzir o CUST seria 80 %. Com o ajuste sazonal não oneroso de 5 % uma vez ao ano, a energia não escoada reduziria a quase zero. Neste cenário seria alcançada uma redução de 20 % nos custos com o uso do sistema de transmissão.

### 5.2.2 Usina híbrida 2- 70 % eólica 30 % solar PV

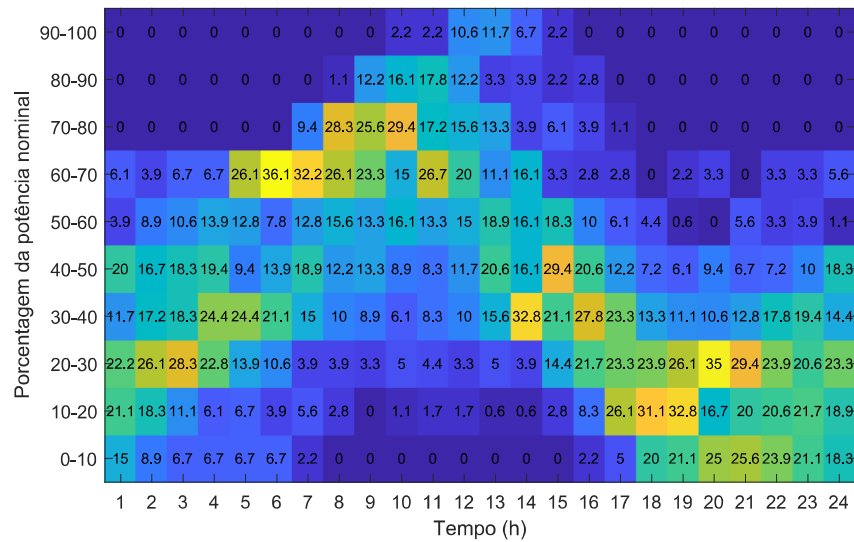
Como a geração eólica tem IAMUST mais elevado do que a solar devido a sua maior disponibilidade, avalia-se agora uma planta na qual 70 % de sua potência instalada é eólica e 30 % solar. As figuras 30 e 31 apresentam as matrizes de ocorrência de potência, mas desta vez para os meses de janeiro, mês com maior complementaridade entre fontes e agosto, mês que apresenta similaridade entre fontes.

Figura 30 – Ocorrência de potência nominal no mês de janeiro para uma usina 70 % eólica e 30 % solar PV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 31 – Ocorrência de potência nominal no mês de agosto para uma usina 70 % eólica e 30 % solar PV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que no mês o qual há maior complementaridade entre as fontes, a hibridização gera uma curva mais uniforme, com o pico mais suave ocorrendo próximo ao meio dia. Mesmo com maior uniformidade, o IAMUST ainda foi mais baixo do que o valor encontrado na usina puramente eólica. Já em agosto, mês com similaridade, as duas fontes têm seu pico no mesmo momento, o que causa uma geração excedente mais elevada em uma possível contratação de MUST inferior à potência instalada como mostra a tabela 11, que apresenta

a variação da contratação de MUST para esta usina modelada. Desta vez os valores de IAMUST para uma contração de 100 % não são exibidos, já que nesta modalidade de contratação não há geração excedente.

Tabela 11 – IAMUST e energia excedente para uma usina 70 % eólica e 30 % solar PV.

		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out
90 %	IAMUST	0,32	0,24	0,18	0,16	0,24	0,27	0,31	0,45	0,55	0,62
	Excedente (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,13	0,25	0,31
80 %	IAMUST	0,36	0,27	0,20	0,18	0,27	0,30	0,35	0,50	0,61	0,68
	Excedente (%)	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,21	0,94	1,67	1,79
70 %	IAMUST	0,41	0,30	0,23	0,21	0,31	0,34	0,40	0,56	0,68	0,76
	Excedente (%)	0,45	0,04	0,00	0,03	0,02	0,83	0,98	3,32	5,57	5,91

Com uma contratação de MUST de 70 % da potência instalada, a energia gerada que não pode ser transmitida seria no máximo 5.91 %. Este valor tem o potencial de ser reduzido com o ajuste anual de 5 % no MUST que é previsto pela nova REN. Nesta modalidade de contratação a hibridização se mostra positiva, já que reduz os custos com transmissão em 30 % além de reduzir a ociosidade da rede, com o aumento de IAMUST conseguido quando comparado com as usinas de uma única fonte.

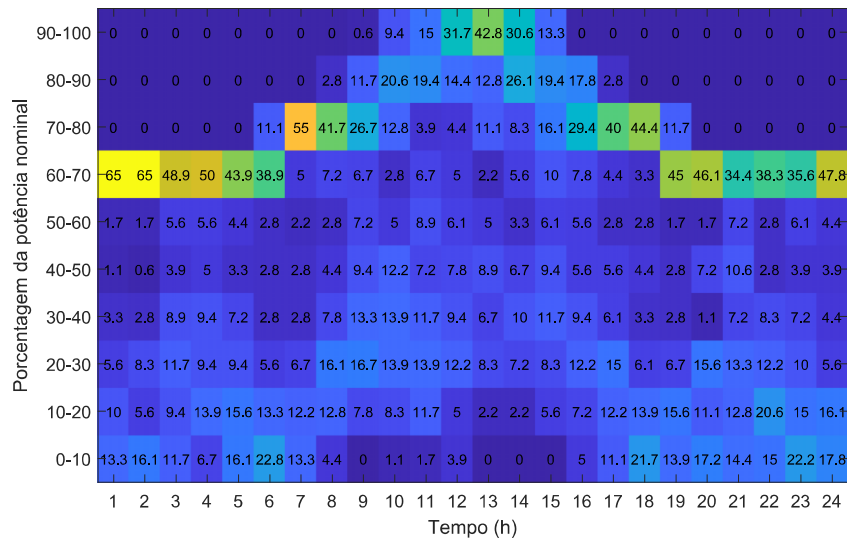
### 5.2.3 Usina híbrida 3 - 70 % correntes de Maré 30 % solar PV

De forma a verificar os efeitos da adição da fonte maremotriz, modela-se agora uma usina na qual sua potência instalada é composta das tecnologias de geração solar PV e de correntes de maré. Similar à análise anterior, a fonte maremotriz apresenta um fator de capacidade superior e conseqüentemente um IAMUST melhor quando comparada com a fonte solar. Portanto, será avaliada uma planta na qual 70 % de sua geração é de correntes de maré e 30 % solar PV. A figura 32 ilustra o perfil de geração desta planta durante o mês de janeiro, período com maior densidade energética maremotriz. Mesmo com a irradiância solar sendo inferior neste período do ano devido às chuvas e tempo nublado, a geração por correntes de maré consegue manter o IAMUST elevado neste período.

Já a figura 33 ilustra a ocorrência de potência no mês de fevereiro, mês com pior correlação complementar entre as duas fontes. Observa-se que ambos os meses apresentam curvas de geração similares mesmo com a diferença entre a correlação. Isso é causado pelo comportamento mais uniforme e cíclico das correntes de maré durante o período analisado. A tabela 12 descreve o comportamento do IAMUST e excedente de energia gerada ao passo que a contratação de MUST é reduzida.

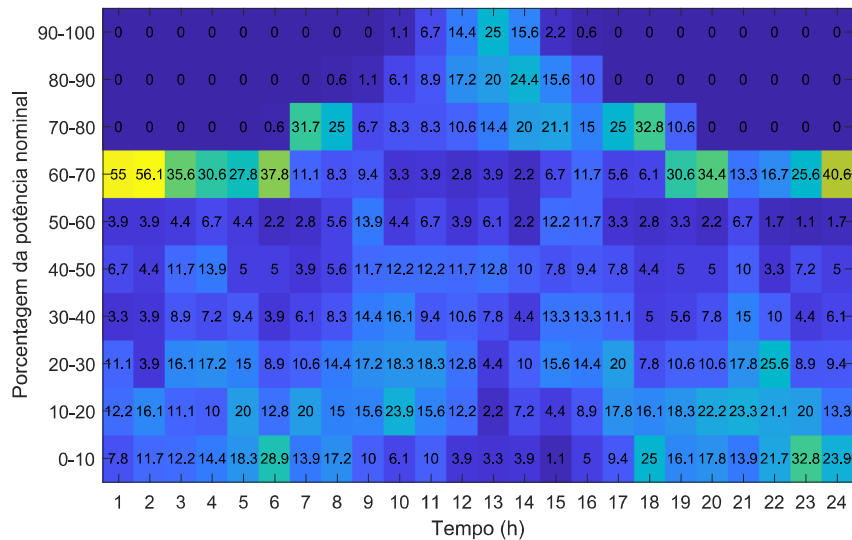
Devido à sua consistência, a geração por correntes de maré eleva a energia excedente durante todo o ano quando o contrato de MUST é reduzido. Desta forma, quando a composição de potência da usina é predominantemente maremotriz, o valor de contrato de transmissão que resultaria em um menor montante de energia excedente seria entre 90 % e

Figura 32 – Ocorrência de potência nominal no mês de janeiro para uma usina 70 % correntes de maré e 30 % solar PV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 33 – Ocorrência de potência nominal no mês de fevereiro para uma usina 70 % correntes de maré e 30 % solar PV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

100 %. Vale notar que mesmo com as fontes solar e maremotriz não sendo complementares, há um ganho de IAMUST com a hibridização, o que permitiria uma redução nos custos com CUST.

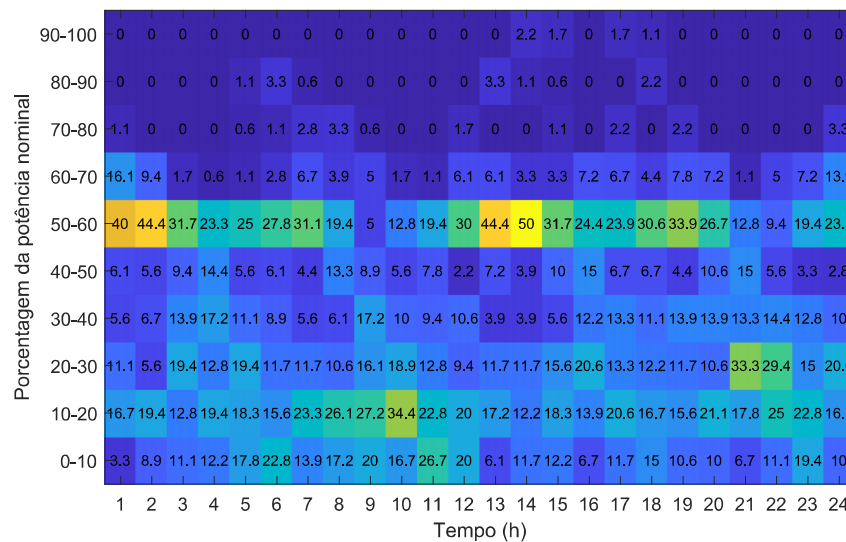
Tabela 12 – IAMUST e energia excedente para uma usina 70 % Cm e 30 % solar PV.

		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out
90 %	IAMUST	0,56	0,47	0,47	0,47	0,48	0,48	0,49	0,49	0,50	0,50
	Excedente (%)	0,57	0,29	0,43	0,35	0,54	0,55	0,57	0,89	1,00	1,00
80 %	IAMUST	0,62	0,52	0,53	0,53	0,53	0,54	0,54	0,54	0,55	0,55
	Excedente (%)	2,93	1,62	1,96	1,74	2,27	2,71	2,84	3,55	3,72	3,73
70 %	IAMUST	0,68	0,58	0,58	0,59	0,59	0,59	0,60	0,60	0,60	0,61
	Excedente (%)	9,47	5,59	6,26	5,95	6,86	7,52	7,81	8,84	9,10	9,06

### 5.2.4 Usina híbrida 4 - 50 % eólica 50 % correntes de maré

Analisa-se agora uma usina híbrida eólica e maremotriz. Como as duas fontes tem um IAMUST mais elevado, a usina modelada terá metade de sua potência instalada proveniente de geração por correntes de maré e a outra metade por geração eólica. Devido à baixa variação sazonal da fonte de correntes de maré, o comportamento do IAMUST é mais dependente do comportamento da geração eólica. A figura 34 apresenta a ocorrência de potência da planta híbrida durante o mês de abril, mês com menor intensidade de ventos. Como a energia eólica compõe metade da potência instalada desta usina, ela se torna dependente do clima local.

Figura 34 – Ocorrência de potência nominal no mês de abril para uma usina 50 % eólica e 50 % correntes de maré.

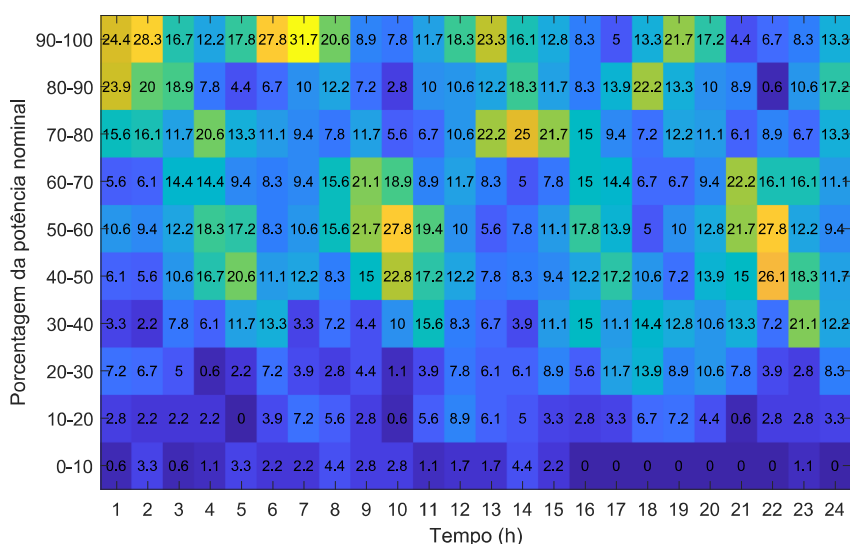


Fonte: Elaborado pelo autor.

Já durante o mês de outubro, figura 35, nesta configuração de planta de geração, não é uma decisão assertiva contratar um MUST igual ou menor a 80 % da potência instalada do empreendimento. A tabela 13 revela que nesta configuração de geração, com um MUST contratado de 70 %, haveria uma energia excedente de 23 % no mês de outubro,

o que seria um valor impraticável. Com uma contratação de MUST igual a 90 % da potência instalada haveria redução no CUST, aumento de IAMUST na maioria dos meses e pouco

Figura 35 – Ocorrência de potência nominal no mês outubro para uma usina 50 % eólica e 50 % correntes de maré.



Fonte: Elaborado pelo autor.

excedente. Mesmo com a baixa complementaridade entre essas duas fontes, há ganhos reais na hibridização.

Tabela 13 – IAMUST e energia excedente para uma usina 50 % eólica e 50 % correntes de maré.

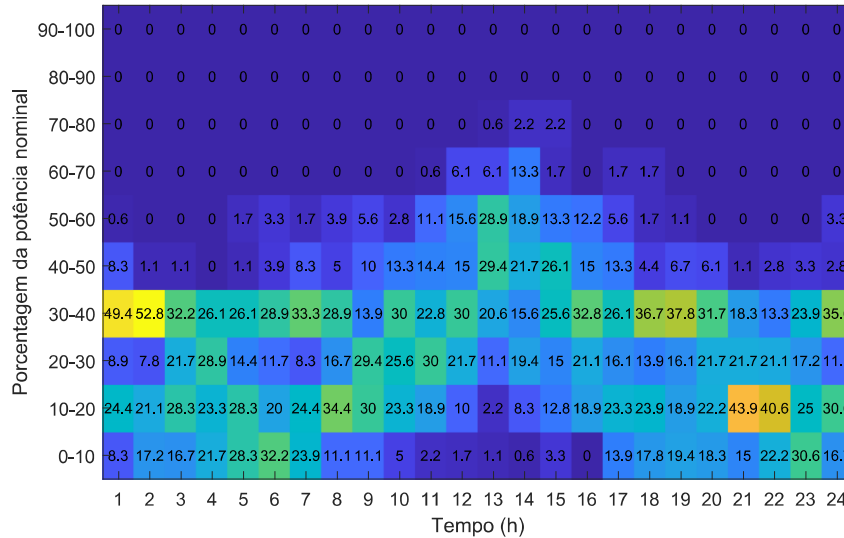
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out
90 %	IAMUST	0,53	0,43	0,38	0,37	0,43	0,44	0,47	0,56	0,63	0,67
	Excedente (%)	0,16	0,00	0,00	0,01	0,01	0,27	0,15	0,64	0,72	1,95
80 %	IAMUST	0,59	0,48	0,43	0,42	0,48	0,49	0,52	0,62	0,69	0,73
	Excedente (%)	1,42	0,16	0,04	0,16	0,18	0,88	1,01	3,06	3,65	8,38
70 %	IAMUST	0,66	0,55	0,49	0,48	0,54	0,56	0,59	0,68	0,76	0,78
	Excedente (%)	6,11	1,10	0,52	0,53	1,31	2,42	3,55	9,34	12,68	23,71

### 5.2.5 Usina híbrida 5 - 40 % eólica 30 % correntes de maré 30 % solar PV

No último cenário analisado a usina híbrida é composta por três fontes com distribuição de 40 % eólica, 30 % solar e 30 % correntes de maré. Este é o modelo de usina com a maior liberdade de seleção de MUST contratado, já que a tecnologia de geração predominante representa apenas 40 % da potência instalada da planta. A figura 36 ilustra o comportamento do empreendimento durante o mês de abril. Este é o mês com menor volume de geração eólica e solar. Os 30 % de geração maremotriz que compõem a usina

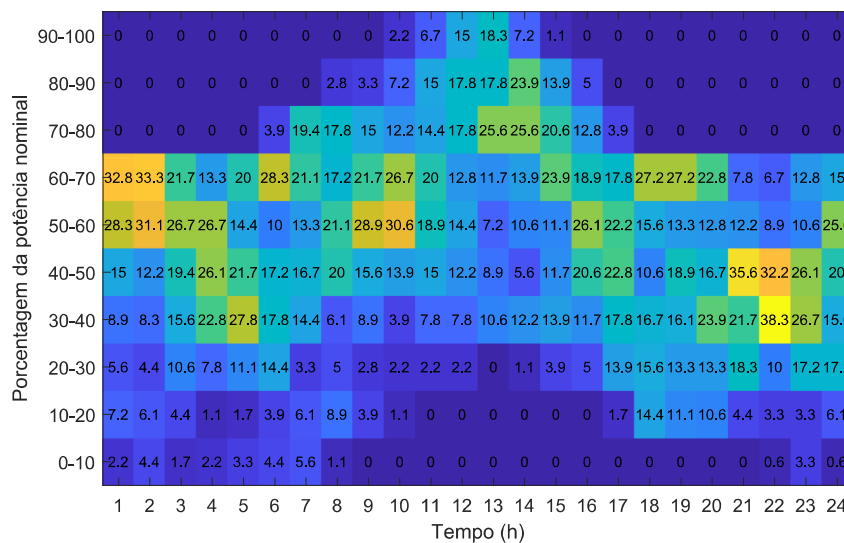
conseguem atenuar o efeito da sazonalidade percebido nos meses mais chuvosos. Além de mitigar o efeito da sazonalidade, a fonte de correntes de maré apresenta correlação complementar com a fonte eólica. Essa correlação leva a usina a ter uma curva mais distribuída nos meses em que a geração eólica e solar são maiores, como ilustra a figura 37

Figura 36 – Ocorrência de potência nominal no mês de abril para uma usina 40 % eólica , 30 % correntes de maré e 30 % solar PV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 37 – Ocorrência de potência nominal no mês de outubro para uma usina 40 % eólica , 30 % correntes de maré e 30 % solar PV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A tabela de variação de contratação de MUST aponta que a diversificação de fontes é positiva ao sistema de geração. Com essa configuração de planta híbrida é possível ter



uma contratação de 70 % do MUST, que aliado ao ajuste anual sazonal de 5 % leva a energia excedente a um valor muito próxima de 0 ao passo que reduz os custos com transmissão em até 30 %.

Tabela 14 – IAMUST e energia excedente para uma usina 40 % eólica e 30 % correntes de maré 30 % solar.

		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out
90 %	IAMUST	0,42	0,34	0,30	0,30	0,34	0,36	0,39	0,47	0,53	0,57
	Excedente (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,10	0,14	0,17
80 %	IAMUST	0,47	0,38	0,34	0,33	0,39	0,41	0,44	0,52	0,59	0,63
	Excedente (%)	0,15	0,01	0,00	0,00	0,01	0,22	0,22	0,62	0,83	1,09
70 %	IAMUST	0,54	0,43	0,39	0,38	0,44	0,46	0,50	0,59	0,66	0,71
	Excedente (%)	0,86	0,07	0,01	0,02	0,10	0,51	0,71	2,19	2,84	3,67
60 %	IAMUST	0,62	0,50	0,46	0,44	0,51	0,53	0,57	0,67	0,74	0,79
	Excedente (%)	3,23	0,53	0,29	0,27	0,68	1,68	2,72	7,47	9,82	14,73

Com a junção das fontes foi passível o aumento no valor da GF eólica como mostra a tabela 15. A junção entre as fontes de maré e solar resulta em uma GF de  $12 MW_{med}$ . E por fim a junção entre eólica e maré dobra o valor da GF quando comparada à GF da geração eólica. Portanto, é possível aumentar a garantia física de fontes com comportamento estocástico e dependentes do clima através da diversificação de fontes de geração.

Tabela 15 – Comportamento da garantia física nos diferentes cenários de usinas híbridas.

Usina	GF ( $MW_{med}$ )
100 % Eol	2,9
100 % Sol	6,6
100 % CM	15,4
50 % Eol 50 % Sol	4,7
70 % Eol 30 % Sol	4,02
70 % CM 30 % Sol	12
50 % CM 50 % Eol	9,1
40 % Eol 30 % CM 30 % Sol	7,76

A tabela 16 aponta que o comportamento da taxa de flutuação durante as simulações é inconclusivo. A variação entre uma configuração e outra nunca é maior que 0.05. Em todos os cenários simulados foram obtidos números de FR satisfatórios. Mas percebe-se uma tendência de queda na FR quando há aumento na penetração da fonte eólica.

Em síntese, a hibridização eleva as qualidades das fontes e cobre as lacunas e características negativas das mesmas. A fonte solar, por exemplo, quando em conjunto com a eólica ou maremotriz entrega à planta de geração um perfil de disponibilidade durante o dia inteiro, seus picos de geração são suavizados, as rampas geradas por passagem de nuvens são atenuadas e a planta passa a ser menos afetada por mudanças bruscas no tempo.

Tabela 16 – Comportamento da taxa de flutuação nos diferentes cenários de usinas híbridas modeladas.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out
50 % Eol 50 % Sol	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02
70 % Eol 30 % Sol	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01
70 % CM 30 % Sol	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
50 % CM 50 % Eol	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
40 % Eol 30 % CM 30 % Sol	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02

## 6 Conclusão

Neste trabalho foi proposta uma metodologia que investiga as potências de geração eólica, solar e maremotriz entregues à rede, o índice de aproveitamento da contratação do sistema, os dados de correlação, a energia excedente, a taxa de flutuação e a garantia física na usina. Apesar de não eliminar totalmente o efeito da intermitência na planta de geração, a estratégia de hibridização da usina tornou possível um amortecimento na curva de saída de potência do empreendimento. Por conta deste amortecimento, houve uma redução nos picos de geração que possibilitou a redução nos custos com o uso de sistema de transmissão e o aumento na eficiência destes contratos. Esse efeito abre margem para implantação de novos empreendimentos na mesma região, conectados ao mesmo nó sem o aumento da capacidade das linhas de transmissão. Essa solução traz vantagens para o empreendimento, que tem redução em seus custos, para o sistema de transmissão, para a operação do SIN e para o meio ambiente. Portanto, fica claro que a complementaridade é uma estratégia funcional para reduzir os efeitos negativos da variabilidade das fontes renováveis. Deste trabalho podem se destacar as seguintes conclusões e observações:

- A usina solar foi a que obteve maior ganho de performance com a hibridização. Em todos os cenários modelados houve um aumento no IAMUST. A maior eficiência alcançada por uma usina híbrida com geração solar em sua composição foi na planta 70 % eólica e 30 % solar, na qual foi alcançado um aumento de 220 % na eficiência do contrato. O maior problema da geração solar é o seu baixo fator de capacidade por conta da parcela de indisponibilidade diária. Nos testes apresentados neste trabalho, a hibridização mitigou esse aspecto negativo da geração PV.
- A fonte eólica é a que tem maior perfil de variabilidade sazonal, apresentando IAMUST de 0,73 em outubro e 0,19 em abril. Por outro lado, é a fonte que apresentou melhor correlação complementar com as outras duas. Por ter melhor correlação, as usinas híbridas modeladas com a fonte eólica compondo parte da potência instalada apresentaram melhor desempenho.
- No que se refere a energia de maré, os valores de geração indicam que o canal do Boqueirão é uma região energeticamente propícia para a produção de eletricidade. Com uma turbina que opera em potência nominal em 2 m/s, foi obtido um fator de capacidade anual igual a 0,59, que é maior que os 0,39 e 0,28 alcançados respectivamente pelas usinas eólica e solar avaliadas neste trabalho.
- A fonte maremotriz apresentou uma característica de geração consistente ao longo do ano. A diferença entre o maior e o menor valor de IAMUST entregue por esta

fonte é de 15 %, enquanto as fontes eólica e solar apresentam respectivamente uma variação de 380 % e 39 %. A maior consistência na geração por correntes de maré é causada pelo perfil de velocidade com picos durante a enchente e a vazante. Como a maré em São Luís tem uma característica semidiurna, ela possui duas altas e duas baixas por dia, o que leva a duas enchentes e duas vazantes, logo, 4 picos diários de velocidade. Como os picos de geração ocorrem com uma diferença de 50 minutos de um dia para o outro, ao longo de um mês a média da geração se assemelha a um sinal retificado.

- O coeficiente de correlação que apresentou melhor complementaridade (-0,54) neste trabalho ocorreu entre as fontes eólica e solar durante o mês de janeiro. Em alguns casos a correlação chegou a indicar similaridade entre os sinais. Mesmo com valores de correlação aquém do esperado, a análise apontou a hibridização como sendo muito vantajosa para os sistemas modelados. Na simulação híbrida, com as três fontes, foi alcançada uma redução nos custos com transmissão de 30 %, uma garantia física superior ao valor oferecido pela geração eólica e solar e uma redução na ociosidade do MUST de até 200 %, quando comparado com o valor de ociosidade do MUST oferecido pela usina solar.
- A nova REN Nº 954 de fato torna o mercado mais competitivo para usinas híbridas, já que no cenário regulatório anterior, a implantação de uma usina híbrida não era economicamente viável do ponto de vista dos custos com transmissão. A estratégia de redução de 5 % no MUST contratado em caráter permanente permitida pela nova REN reduziu a ultrapassagem do MUST contratado, mas não foi suficiente para mitigar completamente os efeitos da sazonalidade. Um valor acima de 5 % variável regionalmente teria um efeito mais positivo.

## 6.1 Trabalhos futuros

Os estudos realizados nessa dissertação levantaram outros questionamentos a serem aplicados em trabalhos futuros, que são:

- Desenvolvimento de algoritmo para encontrar o percentual ótimo da penetração de cada fonte em uma usina híbrida.
- Análise de viabilidade econômica levando em consideração o custo de instalação de instalação e preços de venda de energia em leilões.
- Modelagem de turbinas hidrocínéticas propícias à geração no canal estudado.
- Análise sobre manejo e direcionamento da energia excedente.

- Avaliação econômica sobre a viabilidade da ultrapassagem em prol da redução de custos com uso do sistema de transmissão.

## 6.2 Artigos associados a essa dissertação

- R. B. de Sousa Veras et al., "Modeling Tidal Streams of the Boqueirão Channel Using Delft3D," TENCON 2021 - 2021 IEEE Region 10 Conference (TENCON), 2021, pp. 911-916, doi: 10.1109/TENCON54134.2021.9707446.

## Referências

- AVERY, W. H. Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC). In: *Encyclopedia of Physical Science and Technology*. Elsevier, 2003. p. 123–160. ISBN 978-0-12-227410-7. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B0122274105005111>>. Citado na página 33.
- AYODELE, T.; OGUNJUYIGBE, A. Mitigation of wind power intermittency: Storage technology approach. *Renewable sustainable energy reviews*, Elsevier Ltd, v. 44, p. 447–456, 2015. ISSN 1364-0321. Citado na página 16.
- BETZ, A. Theoretical limit for best utilization of wind by wind-motors. *Magazine for the Entire Turbine System*, v. 20, p. 307–309, 1920. Citado na página 29.
- BP. *Statistical Review of World Energy*. 2021. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 15.
- CANALES, F. A.; JURASZ, J.; BELUCO, A.; KIES, A. Assessing temporal complementarity between three variable energy sources through correlation and compromise programming. *Energy*, Elsevier, v. 192, p. 116637, 2020. Citado na página 22.
- CANALES, F. A.; JURASZ, J.; KIES, A.; BELUCO, A.; ARRIETA-CASTRO, M.; PERALTA-CAYÓN, A. Spatial representation of temporal complementarity between three variable energy sources using correlation coefficients and compromise programming. *MethodsX*, Elsevier, v. 7, p. 100871, 2020. Citado na página 22.
- CASTRO, R.; CRISPIM, J. Variability and correlation of renewable energy sources in the portuguese electrical system. *Energy for Sustainable Development*, Elsevier, v. 42, p. 64–76, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 23.
- CHILES, J. R. The other renewable energy. *Invention and Technology*, v. 4, p. 24–35, 2009. Citado na página 31.
- CONSULTING, P. E. *Electricity Transmission Use of System Charging : Theory and International Experience*. 2010. Citado na página 24.
- COUTO, A.; ESTANQUEIRO, A. Exploring wind and solar pv generation complementarity to meet electricity demand. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 13, n. 16, p. 4132, 2020. Citado na página 22.
- CZIZEWESKI, A.; PIMENTA, F. M.; SAAVEDRA, O. R. Numerical modeling of maranhão gulf tidal circulation and power density distribution. *Ocean Dynamics*, Springer, v. 70, n. 5, p. 667–682, 2020. Citado na página 42.
- DELTARES. Delft3d flow user manual. Deltares, 2020. Citado na página 42.
- ENERGY, T. R. *Betz Limit*. 2022. Disponível em: <<http://www.reuk.co.uk/wordpress/wind/betz-limit/>>. Citado na página 29.
- EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030*. [S.l.], 2020. Citado na página 16.
- EPE. *Balanço Energético Nacional*. [S.l.], 2021. Citado na página 15.

- FRANÇOIS, B.; HINGRAY, B.; RAYNAUD, D.; BORGA, M.; CREUTIN, J. Increasing climate-related-energy penetration by integrating run-of-the river hydropower to wind/solar mix. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 87, p. 686–696, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 23.
- GALLARDO, R. P.; RÍOS, A. M.; RAMÍREZ, J. S. Analysis of the solar and wind energetic complementarity in mexico. *Journal of Cleaner Production*, Elsevier, v. 268, p. 122323, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.
- GEORGE, H.; BRIAN, P. *Methodology fo Estimating Tidal Current Energy Resources and Power Production by Tidal In-Stream Energy Conversion (TEISEC) Devides*. [S.l.], 2006. Citado na página 45.
- GOMES, T. L. C.; SAAVEDRA, O. R.; BEZERRA, P. L.; SÁ, B. G.; JUNIOR, A. R. T.; DIAS, F. J. d. S.; LIMA, S. L. de. Performance analysis of dual-storage system for isolated microgrids based on tidal stream source. In: IEEE. *2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. [S.l.], 2019. p. 1–6. Citado na página 17.
- GONZÁLEZ-GORBEÑA, E.; ROSMAN, P. C.; QASSIM, R. Y. Assessment of the tidal current energy resource in são marcos bay, brazil. *Journal of Ocean Engineering and Marine Energy*, Springer, v. 1, n. 4, p. 421–433, 2015. Citado na página 42.
- GUEZGOUZ, M.; JURASZ, J.; CHOUAI, M.; BLOOMFIELD, H.; BEKKOUCHE, B. Assessment of solar and wind energy complementarity in algeria. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 238, p. 114170, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 23.
- HAN, S.; ZHANG, L.-n.; LIU, Y.-q.; ZHANG, H.; YAN, J.; LI, L.; LEI, X.-h.; WANG, X. Quantitative evaluation method for the complementarity of wind–solar–hydro power and optimization of wind–solar ratio. *Applied energy*, Elsevier, v. 236, p. 973–984, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.
- IRENA. Innovation outlook: Ocean energy technologies. 2020. Citado na página 31.
- IRENA. Renewable power generation costs in 2019. 2020. Citado na página 30.
- JUNIOR, J. V. P.; OLIVEIRA, C. B. M.; PARENTE, N. V.; MENDEZ, O. R. S. Analysis of the potential of wind and ocean energy in the state of maranhão. In: IEEE. *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. [S.l.], 2018. p. 509–516. Citado na página 35.
- JURASZ, J.; CANALES, F.; KIES, A.; GUEZGOUZ, M.; BELUCO, A. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. *Solar Energy*, Elsevier, v. 195, p. 703–724, 2020. Citado 4 vezes nas páginas 17, 19, 22 e 23.
- KAHN, E. Reliability of wind power from dispersed sites: A preliminary assessment. 1978. Citado na página 17.
- KALOGIROU, S. *Engenharia de energia solar: processos e sistemas*. [S.l.]: Elsevier Brasil, 2016. Citado na página 29.

- LEE, H.-S.; YOON, J.-I.; SON, C.-H.; HA, S.-J.; SEOL, S.-H.; YE, B. H.; KIM, H.-J.; JUNG, G.-J. Efficiency enhancement of the ocean thermal energy conversion system with a vapor–vapor ejector. *Advances in Mechanical Engineering*, v. 7, n. 3, p. 1687814015571036, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1177/1687814015571036>>. Citado na página 31.
- LOPEZ-REY, A.; CAMPINEZ-ROMERO, S.; GIL-ORTEGO, R.; COLMENAR-SANTOS, A. Evaluation of supply–demand adaptation of photovoltaic–wind hybrid plants integrated into an urban environment. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 12, n. 9, p. 1780, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 23.
- MAREDA, T.; GAUDARD, L.; ROMERIO, F. A parametric genetic algorithm approach to assess complementary options of large scale windsolar coupling. *IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica*, IEEE, v. 4, n. 2, p. 260–272, 2017. Citado na página 21.
- MASSON-DELMOTTE, V.; ZHAI, P.; PIRANI, S.; CONNORS, C.; PéAN, S.; BERGER, N.; CAUD, Y.; CHEN, L.; GOLDFARB, M.; GOMIS, M.; HUANG, K.; LEITZELL, E.; LONNOY, J.; MATTHEWS, T.; MAYCOCK, T.; WATERFIELD, O.; YELEKÇİ, R. Y.; ZHOU, B. *IPCC, 2021: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. [S.l.]: Cambridge University Press. In Press., 2021. Citado na página 14.
- MIGLIETTA, M. M.; HULD, T.; MONFORTI-FERRARIO, F. Local complementarity of wind and solar energy resources over europe: an assessment study from a meteorological perspective. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, American Meteorological Society, v. 56, n. 1, p. 217–234, 2017. Citado na página 21.
- NETO, P. B. L.; SAAVEDRA, O. R.; OLIVEIRA, D. Q. The effect of complementarity between solar, wind and tidal energy in isolated hybrid microgrids. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 147, p. 339–355, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.
- NETO, P. B. L.; SAAVEDRA, O. R.; OLIVEIRA, D. Q. The effect of complementarity between solar, wind and tidal energy in isolated hybrid microgrids. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 147, p. 339–355, 2020. Citado na página 36.
- NETO, P. B. L.; SAAVEDRA, O. R.; RIBEIRO, L. A. de S. Analysis of a tidal power plant in the estuary of bacanga in brazil taking into account the current conditions and constraints. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 8, n. 3, p. 1187–1194, 2017. Citado na página 17.
- NIHOUS, G. C. Mapping available ocean thermal energy conversion resources around the main hawaiian islands with state-of-the-art tools. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, American Institute of Physics, v. 2, n. 4, p. 043104, 2010. Citado na página 32.
- NOTTON, G.; NIVET, M.-L.; VOYANT, C.; PAOLI, C.; DARRAS, C.; MOTTE, F.; FOUILLOY, A. Intermittent and stochastic character of renewable energy sources: Consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting. *Renewable sustainable energy reviews*, Elsevier Ltd, v. 87, p. 96–105, 2018. ISSN 1364-0321. Citado na página 16.
- ORGANIZATION, W. M.; CANADA, C. E.; PROGRAMME, U. N. E. (Ed.). *The Changing atmosphere: implications for global security, Toronto, Canada, 27-30 June 1988:*



conference proceedings = *L'atmosphère évolution: implications pour la sécurité du globe, Toronto, Canada, 27-30 juin 1988: actes de la conférence*. Geneva: Secretariat of the World Meteorological Organization, 1988. (WMO = OMM, no. 710). Meeting Name: Conference on the Changing Atmosphere. ISBN 978-92-63-00710-0. Citado na página 14.

PACHECO, A.; GORBEÑA, E.; PLOMARITIS, T.; GAREL, E.; GONÇALVES, J.; BENTES, L. Deployment characterization of a floatable tidal energy converter on a tidal channel, ria formosa, portugal,. *Energy*, v. 158, p. 89–104, 2018. Citado na página 44.

RAMOS, V.; IGLESIAS, G. Performance assessment of tidal stream turbines: A parametric approach. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 69, p. 49–57, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.

RISSO, A.; BELUCO, A.; ALVES, R. D. C. M. Complementarity roses evaluating spatial complementarity in time between energy resources. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 7, p. 1918, 2018. Citado na página 21.

ROBALLO, S. T.; FISCH, G. Flow at the alcantara launching center: part i-observational aspects. *Revista Brasileira de Meteorologia*, SciELO Brasil, v. 23, n. 4, p. 501–509, 2008. Citado na página 40.

ROSA, C. D. O. C. S.; COSTA, K. A.; CHRISTO, E. D. S.; BERTAHONE, P. B. et al. Complementarity of hydro, photovoltaic, and wind power in rio de janeiro state. *Sustainability*, MDPI, v. 9, n. 7, p. 1–12, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 21.

SCHWIDERSKI, E. W. Atlas of ocean tidal charts and maps, part i: The semidiurnal principal lunar tide m2. *Marine Geodesy*, Taylor Francis, v. 6, n. 3-4, p. 219–265, 1983. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/15210608309379461>>. Citado na página 33.

SMEATON, J. Xviii. an experimental enquiry concerning the natural powers of water and wind to turn mills, and other machines, depending on a circular motion. *Philosophical transactions of the Royal society of London*, The Royal Society London, n. 51, p. 100–174, 1759. Citado na página 28.

TRINNAMAN, J.; CLARKE, A. Survey of energy resources 2010. 22nd. 2010. Citado na página 34.

VERAS, R. B. de S.; COSTA, A. M. S.; COSME, D. L. S.; SAAVEDRA, O. R.; CZIZEWESKI, A. C.; JUNIOR, A. R. T.; PIMENTA, F. M. Modeling tidal streams of the boqueirão channel using delft3d. In: *TENCON 2021 - 2021 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 911–916. Citado na página 42.

WEART, S. R. *The discovery of global warming*. Cambridge, Mass: Harvard University Press, 2003. (New histories of science, technology, and medicine). ISBN 978-0-674-01157-1. Citado na página 14.

WESCHENFELDER, F.; LEITE, G. d. N. P.; COSTA, A. C. A. da; VILELA, O. de C.; RIBEIRO, C. M.; OCHOA, A. A. V.; ARAUJO, A. M. A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems. *Journal of Cleaner Production*, Elsevier, v. 257, p. 120617, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.

---

WILLIAMS, T.; AMATYA, D.; CONNER, W.; PANDA, S.; XU, G.; DONG, J.; TRETTIN, C.; DONG, C.; GAO, X.; SHI, H. et al. Tidal forested wetlands: mechanisms, threats, and management tools. In: *Wetlands: Ecosystem Services, Restoration and Wise Use*. [S.l.]: Springer, 2019. p. 129–158. Citado na página [35](#).