

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP  
ESCOLA POLITÉCNICA

**Bruna Cardozo de Lima**

**Metodologia para Despacho Energético  
de Sistema Híbrido *Offshore* para  
Injeção de Água**

VERSÃO CORRIGIDA

São Paulo  
2023



**Bruna Cardozo de Lima**

**Metodologia para Despacho Energético  
de Sistema Híbrido *Offshore* para  
Injeção de Água**

Versão Corrigida

Dissertação de mestrado apresentada à Escola Politécnica para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Mauricio B. C. Salles

Coorientador: Prof. Dr. Renato M. Monaro

São Paulo

2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

Assinatura do autor: \_\_\_\_\_

Assinatura do orientador: \_\_\_\_\_

#### Catálogo-na-publicação

Metodologia para Despacho Energético de Sistema Híbrido Offshore para Injeção de Água / Volte e preencha o campo Autor -- versão corr. -- São Paulo, 2023.

98 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia Eólica Offshore 2.Sistemas de Injeção de Água 3.Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) a baterias 4.Otimização MIQP I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.



*Este trabalho é dedicado à minha mãe.*



---

# Agradecimentos

Não alcançamos nossas conquistas sem o apoio de pessoas, por isso gostaria de expressar minha gratidão a algumas delas. Primeiramente, desejo agradecer à minha família, cujo apoio foi fundamental para o meu progresso. Em especial, minha mãe, Valdira Cardozo, que, mesmo não estando mais fisicamente presente em minha vida, sempre foi minha maior incentivadora.

Ao meu parceiro, Luan Carlos, que constantemente me encoraja e ajuda a ser uma pessoa melhor. Obrigada pela sua paciência, amor e constante companheirismo.

Quero estender meus agradecimentos ao meu orientador, Prof. Dr. Maurício Barbosa de Camargo Salles, e co-orientador, Prof. Dr. Renato Machado Monaro, por terem acreditado no meu potencial quando eu ainda era uma desconhecida. Agradeço imensamente pelo suporte, pela paciência e por terem me apresentado um novo mundo de possibilidades, contribuindo não só para o meu crescimento profissional, mas também pessoal.

Aos meus amigos e colegas do Lgrid, agradeço pelo apoio, conhecimento e pelos momentos de descontração compartilhados e que tornaram esta jornada muito mais prazerosa.

Também quero destacar a importância da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo por fornecer um ensino gratuito e de extrema qualidade. Além disso, agradeço à Petrobras, financiadora do projeto em que esta dissertação se insere, e à Agência Nacional de Petróleo (ANP) por fornecer a regulamentação necessária que possibilitou o financiamento deste projeto.



*“What we know is a drop, what we don’t know is an ocean. But what would the ocean be  
if not infinite drops?”  
(Isaac Newton)*



---

# Resumo

Lima, B. C. **Metodologia para Despacho Energético de Sistema Híbrido *Offshore* para Injeção de Água**. 98 p. Dissertação de mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2023.

A indústria de Óleo e Gás (O&G) é responsável por considerável emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) e tem sido pressionada a aplicar soluções sustentáveis em seus processos. Entre as opções disponíveis, os sistemas de injeção de água se mostram candidatos adequados. Esses sistemas, tradicionalmente alimentados por turbinas a gás ou geradores a diesel, são essenciais por elevarem a pressão do poço, resultando em uma maior Taxa de Recuperação de Óleo (TRO). Neste contexto, este trabalho visa verificar a viabilidade energética da operação de um sistema de injeção de água quando alimentado por meio de um sistema híbrido eólico-armazenamento isolado composto por uma turbina eólica *offshore* e um Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) a baterias. A metodologia proposta para a análise da viabilidade é um problema de otimização que garante o despacho ótimo do SAE. Os parâmetros de saída do problema são o volume total de água injetada, o número total de paradas do sistema, a quantidade de ciclos totais da bateria e o *curtailment*. O problema de otimização é aplicado a duas abordagens distintas e uma análise de sensibilidade verifica a influência da capacidade de armazenamento do SAE e da potência nominal da turbina eólica nos indicadores de operação do problema. Os resultados indicam viabilidade da operação do sistema quando alimentado pelo sistema híbrido proposto. A capacidade do SAE não influencia significativamente o volume injetado de água, mas afeta expressivamente o número de paradas, sendo indispensável para a viabilidade da operação. A forma de despacho do SAE também é um fator decisivo e métodos controle considerando predição do vento futuro deverão ser utilizados.

**Palavras-chave:** Energia Eólica *Offshore*; Sistemas de Injeção de Água; Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) a baterias.





---

# Abstract

Lima, B. C. **Methodology for Energy Dispatch of an *Offshore* Hybrid System for Water Injection.** 98 p. Master Thesis – Polytechnic School, University of São Paulo, 2023.

The Oil and Gas (O&G) industry is responsible for a considerable amount of greenhouse gas (GHG) emissions and has been under pressure to apply sustainable solutions in its processes. Among the available options, Water Injection Systems (WIS) are suitable candidates. These systems, traditionally powered by gas turbines or diesel generators, are essential for increasing well pressure, resulting in higher Oil Recovery Rate (ORR). In this context, this work aims to verify the energy feasibility of operating a water injection system when powered by an isolated offshore wind-storage hybrid system composed of an offshore wind turbine and a battery energy storage system (BESS). The proposed methodology for feasibility analysis is an optimization problem that guarantees optimal BESS dispatch. The output parameters of the problem are the total volume of water injected, the total number of system stops, the total number of battery cycles, and the curtailment. The optimization problem is applied to two distinct approaches and a sensitivity analysis verifies the influence of BESS storage capacity and wind turbine power on the problem's operating indicators. The results indicate the feasibility of operating the system when powered by the proposed hybrid system. BESS capacity does not significantly influence the injected volume, but it significantly affects the number of pump stops, being essential for the feasibility of operation. The BESS operating mode is also a decisive factor for feasibility, and control methods considering wind prediction should be used.

**Keywords:** Offshore Wind Energy, Water Injection Systems (WIS); Battery Energy Storage Systems (BESS).



---

## Lista de ilustrações

Figura 1 – Representação da localização de sistemas de injeção de água <i>onshore</i> e <i>offshore</i> . . . . .	29
Figura 2 – Representação de componentes de um sistema de injeção de água submarino. . . . .	30
Figura 3 – Representação do sistema híbrido eólico-armazenamento proposto. . . .	35
Figura 4 – Tipos de estruturas fixas aplicadas à geração de energia eólica <i>offshore</i> . . . . .	40
Figura 5 – Tipos de estruturas flutuantes aplicadas à geração de energia eólica <i>offshore</i> . . . . .	41
Figura 6 – Aerogerador de velocidade variável com <i>partial converter</i> : DFIG (tipo 3). . . . .	42
Figura 7 – Aerogerador de velocidade variável <i>full converter</i> (tipo 4). . . . .	43
Figura 8 – Diagrama despacho simplificado. . . . .	55
Figura 9 – Curva de potência elétrica versus fluxo de água bomba injetora. . . . .	58
Figura 10 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 10 MW (operação sem SAE). . . . .	61
Figura 11 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 15 MW (operação sem SAE). . . . .	62
Figura 12 – Volume médio diário de água injetada para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 10 MW e 15 MW (operação sem SAE). . . . .	63
Figura 13 – Volume médio diário injetado de água para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 10 MW e 15 MW com SAE (abordagem 1). . . . .	64
Figura 14 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 10 MW com SAE 1 MW/1 MWh (abordagem 1). . . . .	66
Figura 15 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 10 MW com SAE 5 MW/5 MWh (abordagem 1). . . . .	66
Figura 16 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 15 MW com SAE 1 MW/1 MWh (abordagem 1). . . . .	67

Figura 17 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 15 MW com SAE 5 MW/5 MWh (abordagem 1). . . . .	67
Figura 18 – Quantidade total de ciclos SAE: operação com turbina 10 MW e 15 MW (abordagem 1). . . . .	68
Figura 19 – Volume médio diário injetado de água para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 10 MW e 15 MW com SAE (abordagem 2). . . . .	69
Figura 20 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 10 MW com SAE 1 MW/1 MWh (abordagem 2). . . . .	71
Figura 21 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 10 MW com SAE 5 MW/5 MWh (abordagem 2). . . . .	71
Figura 22 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 15 MW com SAE 1 MW/1 MWh (abordagem 2). . . . .	72
Figura 23 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 15 MW com SAE 5 MW/5 MWh (abordagem 2). . . . .	72
Figura 24 – Quantidade total de ciclos SAE: operação com turbina 10 MW e 15 MW (abordagem 2). . . . .	73
Figura 25 – Volume médio diário injetado de água para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 10 MW com e sem perdas de disponibilidade (abordagem 2). . . . .	75
Figura 26 – Volume médio diário injetado de água para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 15 MW com e sem perdas de disponibilidade (abordagem 2). . . . .	75
Figura 27 – Quantidade total de ciclos SAE: turbina 10 MW e 15 MW com e sem perdas de disponibilidade (abordagem 2). . . . .	77
Figura 28 – Volume médio diário injetado de água para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 10 MW com e sem perdas de disponibilidade (despacho simples). . . . .	78
Figura 29 – Volume médio diário injetado de água para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 15 MW com e sem perdas de disponibilidade (despacho simples). . . . .	79
Figura 30 – Quantidade total de ciclos SAE: operação turbina 10 MW e 15 MW com e sem disponibilidade (despacho simples). . . . .	81

---

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Alocação de dados para criação da série de um ano de dados de vento.	57
Tabela 2 – Parâmetros Turbinas 10 MW DTU e 15 MW NREL. . . . .	57
Tabela 3 – Parâmetros da modelagem problema de otimização. . . . .	58
Tabela 4 – Total de paradas e tempo de inatividade sistema de injeção: turbina 10 MW e 15 MW (operação sem SAE). . . . .	63
Tabela 5 – Total de paradas e tempo de inatividade sistema de injeção para 10 anos de operação: turbina 10 MW e 15 MW com SAE (abordagem 1).	65
Tabela 6 – Total de paradas e tempo de inatividade sistema de injeção: turbina 10 MW e 15 MW com SAE (abordagem 2). . . . .	70
Tabela 7 – Total de paradas e tempo de inatividade sistema de injeção: turbina 10 MW e 15 MW com perdas de disponibilidade (abordagem 2). . . . .	76
Tabela 8 – Total de paradas e tempo de inatividade sistema de injeção: turbina 10 MW com e sem perdas de disponibilidade (despacho simples). . . . .	79
Tabela 9 – Total de paradas e tempo de inatividade sistema de injeção: turbina 15 MW com e sem perdas de disponibilidade (despacho simples). . . . .	80
Tabela 10 – Comparação direta entre diferentes cenários: operação com turbina de 10 MW. . . . .	82
Tabela 11 – Comparação direta entre diferentes cenários: operação com turbina de 15 MW. . . . .	82



---

## Lista de siglas

**CA** Corrente Alternada

**CC** Corrente Contínua

**DFIG** *Double Fed Induction Generator*

**DTU** *Denmark Technical University*

**EOR** *Enhanced Oil Recovery*

**EPE** Empresa de Pesquisa Energética

**FPSO** *Floating Production, Storage and Offloading*

**GEE** Gases de Efeito Estufa

**GSC** *Generator Side Converter*

**IEA** *International Energy Agency*

**LSC** *Line Side Converter*

**MPPT** *Maximum Power Point Tracker*

**MIQP** *Mixed-Integer Quadratically programming*

**NREL** *National Renewable Energy Laboratory*

**ORR** Oil Recovery Rate

**PL** Projeto de Lei

**PMSG** *Permanent Magnet Synchronous Generator*

**RAM** *Random Access Memory*

**SAE** Sistemas de Armazenamento de Energia

**SoE** *State of Energy*

**SCIG** *Squirrel Cage Induction Generator*

**TRO** Taxa de Recuperação de Óleo

**TLP** *Tension Leg Plataform*

**TSR** *Tip Speed Ratio*

**WRSG** *Wound Rotor Synchronous Generator*

**VPL** Valor Presente Líquido



---

# Sumário

1	INTRODUÇÃO . . . . .	21
1.1	Objetivos da dissertação . . . . .	23
1.2	Estrutura da dissertação . . . . .	24
2	SISTEMAS DE INJEÇÃO . . . . .	27
2.1	Recuperação primária, secundária e terciária de óleo . . . . .	27
2.2	Sistemas de injeção de água . . . . .	28
2.3	Componentes de um sistema de injeção de água submarino . . . . .	30
2.4	Alimentação de sistemas de injeção de água . . . . .	31
2.5	Sistema híbrido isolado eólico-armazenamento proposto . . . . .	34
3	ENERGIA EÓLICA OFFSHORE . . . . .	37
3.1	Fundamentos básicos energia eólica . . . . .	37
3.2	Energia eólica <i>offshore</i> . . . . .	39
3.3	Tipos de estruturas <i>offshore</i> . . . . .	39
3.4	Aerogeradores de velocidade variável . . . . .	41
3.5	Sistemas isolados de energia eólica . . . . .	44
4	DESPACHO DO SISTEMA DE BATERIAS . . . . .	47
4.1	Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) a baterias . . . . .	47
4.2	Considerações sobre o problema . . . . .	48
4.3	Modelagem do problema de otimização . . . . .	50
4.4	Cenário base . . . . .	54
4.5	Despacho simplificado . . . . .	55
4.6	Série semissintética de ventos . . . . .	56
4.7	Parâmetros modelagem . . . . .	57
5	RESULTADOS . . . . .	61
5.1	Resultados cenário base: operação sem SAE . . . . .	61

5.2	Resultados da otimização abordagem 1: maximizando a injeção de água . . . . .	64
5.3	Resultados da otimização abordagem 2: minimizando paradas e restringindo ciclos . . . . .	69
5.4	Resultados adicionais considerando perdas de disponibilidade da turbina . . . . .	73
5.5	Operação do sistema de injeção de água com despacho simples	77
5.6	Consolidação dos resultados . . . . .	81
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	85
	REFERÊNCIAS . . . . .	87
A	REGRAS PARA DESPACHO SIMPLIFICADO . . . . .	93

---

## Introdução

A necessidade da redução da emissão de gases de efeito estufa a níveis globais impulsiona a implementação de soluções sustentáveis, especialmente nos setores mais poluentes, como o de produção de Óleo e Gás (O&G) (SANCHEZ et al., 2017). A importância do setor de O&G no desenvolvimento da sociedade é indiscutível. Os recursos naturais provenientes dessa indústria melhoraram bilhões de vidas em todo o mundo, fornecendo energia acessível e relativamente barata em quase todas as escalas (JIE et al., 2019). Entretanto, essa indústria é responsável por uma grande parcela das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), que hoje direcionam o planeta para fenômenos climáticos mais severos, gerando consequências, sociais e econômicas, alarmantes.

Segundo a Agência Internacional de Energia (do inglês *International Energy Agency* (IEA)), atualmente 15% das emissões de GEE relacionadas à energia decorrem do processo de extração de petróleo e gás. Ainda, há muito que este setor poderia fazer hoje para reduzir o impacto ambiental de suas próprias operações, visto que o investimento desse setor fora de suas áreas de negócios principais é inferior a 1% do total das despesas de capital (IEA, 2020).

Dentre as possibilidades de redução de GEE neste setor, têm-se os sistemas de injeção de água. Estes sistemas são adotados como uma das estratégias para maximizar a extração de óleo e consistem na injeção de água no poço de exploração. Esse processo leva a um aumento da Taxa de Recuperação de Óleo (TRO) devido ao aumento da pressão no poço induzida pelo processo (SANCHEZ et al., 2017). Como é natural a pressão do poço diminuir com o passar do tempo, essa estratégia é essencial para qualquer campo de exploração, sendo considerada uma solução eficaz e de baixo custo (DNV, 2019).

Os métodos tradicionais de alimentação das bombas de injeção de água utilizam geradores a diesel ou turbinas a gás, resultando em significativas emissões de GEE. Há também problemas operativos devido às restrições de peso e espaço, que fazem com que a utilização de sistemas tradicionais seja dificultada, especialmente em sistemas instalados em plataformas de apoio para exploração em alto-mar (do inglês *offshore*) (KHAN et al., 2021).

Neste cenário, visando diminuir sua pegada de carbono, a Companhia de Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras) direcionou sua atenção para sistemas alternativos de alimentação para seus sistemas de injeção de água submarinos, por meio de um projeto de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D), que contextualiza essa dissertação.

Dentre as possibilidades analisadas, a energia eólica *offshore* se mostra uma escolha apropriada. Além de ser considerada atualmente a fonte de geração de energia renovável que possui o maior potencial (LI et al., 2020a), sua utilização para alimentação de sistemas de injeção de água possibilitaria uma redução de custos e perdas, uma vez que estaria localizada próxima à carga. Adicionalmente, essa nova configuração pode viabilizar a exploração de óleo em locais atualmente considerados inviáveis por motivos técnicos e/ou econômicos (SLÄTTE et al., 2014).

Do ponto de vista operacional, apesar de que se deseja maximizar a potência fornecida à bomba, esta não possui uma demanda fixa, se comportando como uma carga flexível, o que torna viável sua operação com uma fonte intermitente de geração de energia (SILVA et al., 2016). Entretanto, apesar dessa flexibilidade, Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) podem ser utilizados (GHOLAMI et al., 2022) para minimizar os impactos da variação da velocidade do vento na continuidade da operação,

Um sistema híbrido composto por uma turbina eólica e um sistema de armazenamento a baterias pode minimizar a intermitência do vento e contribuir no volume injetado de água, ao mesmo tempo que reduz o número de paradas do sistema de injeção. Essas paradas frequentes resultam em uma diminuição da vida útil da bomba injetora e a um aumento no custo de manutenção desse sistema devido ao estresse constante causado no equipamento.

Sistemas de armazenamento de energia utilizando baterias ganharam considerável atenção na última década devido às suas diversas vantagens, que incluem resposta rápida, controlabilidade, independência geográfica, entre outros. Além disso, essa tecnologia possui um amplo escopo de aplicações, que vão de melhoria da qualidade de energia a gerenciamento de energia a longo prazo, bem como aumento de confiabilidade de sistemas e fornecimento ininterrupto de energia (YANG et al., 2018).

Entretanto, para um uso eficiente de um sistema de armazenamento, é importante otimizar seu despacho levando em consideração sua aplicação e as restrições operativas, garantindo assim, que o sistema se comporte da melhor forma possível ao mesmo tempo que atinja o objetivo estabelecido. Além disso, quando se considera armazenamento a baterias, é importante também analisar e buscar formas de maximizar sua vida útil, visto que o número de ciclos de um SAE a baterias quando operando com uma fonte intermitente de energia pode ser bastante impactado.

Neste cenário, a análise do desempenho de um sistema de injeção de água alimentado por um sistema híbrido eólico-armazenamento é essencial. Além disso, determinar o despacho ótimo da bateria considerando todas as restrições operativas e o regime de

ventos do local onde se deseja instalar o sistema é indispensável. Portanto, o trabalho desenvolvido nesta dissertação consiste na modelagem matemática de um problema de otimização que visa otimizar, do ponto de vista energético, o despacho de um sistema de armazenamento quando operando em conjunto com uma turbina eólica *offshore* para a alimentação de um sistema de injeção de água submarino.

O problema de otimização proposto será aplicado a duas abordagens, sendo 1) maximizar a injeção de água no poço de exploração de petróleo e 2) minimizar o número de paradas do sistema. Para ambos os cenários, será realizada uma análise de sensibilidade variando a capacidade do SAE e a potência da turbina eólica. Essas variações visam identificar o impacto desses parâmetros no volume de água injetada, número de paradas da bomba, número de ciclos das baterias e *curtailment*, que são parâmetros de saída da otimização, bem como indicar a capacidade mínima de armazenamento necessária para a viabilidade da operação do sistema de injeção nessa nova condição de alimentação. Os resultados obtidos para essas abordagens serão comparados também aos resultados obtidos para um cenário sem SAE.

Além disso, uma análise complementar visando aprimorar os resultados obtidos foi realizada. Nessa análise, as perdas de disponibilidade, resultado das possíveis falhas que podem ocorrer na turbina, foram consideradas. Esse resultado é então comparado aos resultados obtidos sem essas falhas para verificar a viabilidade da operação em uma condição mais realista, levando em consideração a análise dos parâmetros de saída já mencionados. Adicionalmente, um despacho simplificado foi desenvolvido e resultados com e sem perdas de disponibilidade foram obtidos, com o intuito de verificar se uma otimização é realmente necessária para a operação e dimensionamento do sistema de armazenamento.

Os aerogeradores considerados para todas as análises mencionadas são um de 10 MW da Universidade Técnica da Dinamarca (do inglês *Denmark Technical University* (DTU)) (DTU, 2013) e um de 15 MW do Laboratório Nacional de Energias Renováveis (do inglês *National Renewable Energy Laboratory* (NREL)) (NREL, 2020). Em relação à capacidade de armazenamento, serão analisadas dez (10) capacidades, iniciando com 1 MWh até se atingir 10 MWh, com variações de 1 MWh. Os objetivos específicos dessa dissertação estão descritos na seção a seguir.

## 1.1 Objetivos da dissertação

O objetivo principal desta dissertação é desenvolver uma modelagem matemática para garantir, do ponto de vista energético, o despacho otimizado de um sistema de armazenamento a baterias quando operando em conjunto com uma turbina eólica *offshore*, localizada em águas profundas, para a alimentação de um sistema de injeção de água localizado no leito marinho. Através desse despacho otimizado, busca-se identificar a capacidade de

armazenamento do SAE necessária para cada turbina analisada que garante uma operação viável do sistema de injeção em relação ao número de paradas e volume injetado de água. Os objetivos secundários são:

- ❑ Analisar a operação do sistema híbrido para duas abordagens distintas (maximizar injeção de água e minimizar paradas do sistema) visando identificar a melhor forma de atuação do SAE;
- ❑ Verificação da necessidade e do impacto de um SAE através da comparação de resultados da operação do sistema com e sem armazenamento de energia;
- ❑ Analisar o impacto da capacidade da turbina e da capacidade de armazenamento no volume de água injetado, número de paradas do sistema, número de ciclos das baterias e *curtailment*;
- ❑ Verificar o impacto da discretização do vento nos resultados obtidos;
- ❑ Verificar o impacto das perdas de disponibilidade da turbina nos resultados obtidos;
- ❑ Verificar a real necessidade de um problema de otimização para a operação e dimensionamento de um SAE através da comparação dos resultados da otimização com os resultados obtidos por meio de um despacho simplificado.

## 1.2 Estrutura da dissertação

Esta dissertação tem por objetivo apresentar os resultados das análises realizadas através do problema de otimização desenvolvido. Neste primeiro capítulo é apresentada a motivação da pesquisa, bem como o objetivo geral e os objetivos específicos a serem alcançados.

O segundo capítulo fala sobre sistemas de injeção e apresenta em maior detalhe o processo de exploração de O&G e a função desses sistemas nesse setor. Além disso, este capítulo detalha os componentes de um sistema de injeção de água submarino, que está sendo considerado neste trabalho, e a alimentação desses sistemas. Serão ressaltadas as problemáticas ambientais dos métodos tradicionais e apresentados os trabalhos desenvolvidos até o momento que buscam soluções alternativas para a alimentação desses sistemas, com foco na utilização de energia eólica.

O terceiro capítulo fala sobre sistemas de energia eólica *offshore*. Este capítulo busca explicar, de maneira geral, o princípio de funcionamento da energia eólica e apresenta as configurações dos sistemas de geração eólica variável que estão sendo considerados neste trabalho. Além disso, apresenta em detalhes as características da aplicação *offshore* em relação às estruturas de fixação utilizadas.

---

O quarto capítulo fala sobre SAE a baterias, visando justificar a escolha desse tipo de tecnologia para o sistema híbrido isolado considerado. Além disso, são apresentadas algumas considerações sobre o problema de despacho ótimo da bateria, e a modelagem da otimização é detalhada, bem como a operação sem baterias e as regras para os despacho simplificado são apresentadas. Os valores assumidos para os parâmetros do modelo, a discretização dos dados de vento e a elaboração da série semissintética utilizada para a obtenção dos resultados também são abordados neste capítulo. Finalmente, no capítulo cinco, são apresentados os resultados obtidos, enquanto o capítulo seis apresenta as considerações finais e próximos passos. O Apêndice A apresenta em detalhe o código de despacho simplificado apresentado no Capítulo 4.





---

## Sistemas de injeção

Este capítulo apresenta em detalhe a importância e o objetivo dos sistemas de injeção no setor de O&G. Dentre os diversos tipos de sistemas existentes, e apresentados no capítulo, o foco será os sistemas de injeção de água, tema deste trabalho. Adicionalmente, uma revisão bibliográfica apresenta os trabalhos desenvolvidos até o momento que analisaram a alimentação desses sistemas por meio de energia eólica, visando substituir os métodos tradicionais e altamente poluentes. Nesta mesma seção as contribuições do trabalho desenvolvido nesta dissertação são ressaltadas, e o capítulo é finalizado apresentando o sistema híbrido isolado eólico-armazenamento proposto.

### 2.1 Recuperação primária, secundária e terciária de óleo

A falta de surgência durante toda a vida útil de um poço de exploração de petróleo resultou na implementação de técnicas artificiais de elevação da pressão, permitindo assim, um aumento na TRO. Quando um poço de exploração é descoberto, o óleo flui naturalmente para fora do reservatório devido sua elevada pressão inicial. Essa fase inicial é denominada fase primária de exploração. A fase secundária envolve a utilização das técnicas artificiais, cujo objetivo é fornecer energia para impulsionar a produção em declínio em um campo maduro (SANCHEZ et al., 2017; LATIL, 1980).

Normalmente, a recuperação secundária de hidrocarbonetos envolve deslocamento imiscível por meio injeção de água, gás ou misturas água-gás. No entanto, o fluido mais comumente introduzido é a água devido à sua disponibilidade e ao baixo custo. Além disso, há cenários em que a utilização de técnicas artificiais de elevação de pressão são utilizadas antes mesmo que a energia natural se esgote, pois assim, é possível obter uma maior TRO para a fase primária em comparação com a TRO obtida apenas como resultado da ação de mecanismos naturais (VISHNYAKOV et al., 2020).

Apesar do ganho identificado através das fases primária e secundária da exploração

de petróleo, uma quantidade significativa de óleo residual permanece no reservatório. Estima-se que apenas 20-50% da capacidade é recuperada através das duas primeiras fases de exploração (HEMMATI-SARAPARDEH et al., 2022). Uma estimativa mais direta informa que cerca de 30% da capacidade total é recuperada através duas primeiras etapas (IEA, 2018). Esse volume remanescente considerável no reservatório deu início a uma terceira fase de exploração, denominada Recuperação Avançada de Petróleo (do inglês *Enhanced Oil Recovery* (EOR)). Essa terceira fase engloba diversas técnicas, divididas em quatro grupos principais, apresentados abaixo (MUHAMMAD ISLAM, 2020).

- ❑ Injeção de gás: gás natural (miscível), nitrogênio, dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>);
- ❑ Injeção térmica: injeção de calor por diversas formas, como vapor e água quente;
- ❑ Injeção química: injeção de químicos para alterar as características da interface fluido/rocha. Inclui polímeros, espumas, surfactantes e soluções alcalinas;
- ❑ Outras técnicas: menos comuns que incluem injeção microbiológica com certos tipos de bactérias, injeção de CO<sub>2</sub> líquido, vibração e outros.

Estima-se que essa terceira fase da exploração do óleo pode recuperar de 30% a 60% do volume remanescente. Dentre as técnicas disponíveis nessa fase, a mais utilizada é a injeção de CO<sub>2</sub>, devido ao seu baixo custo e sua alta disponibilidade (FRANCA; AZAPAGIC, 2017). Apesar das diversas opções disponíveis, a recuperação secundária e os sistemas de injeção de água são os mais amplamente utilizados, e a próxima seção detalha mais esse tipo de sistema.

## 2.2 Sistemas de injeção de água

Inundação de água (do inglês *Waterflooding*) é uma das técnicas mais utilizadas na produção de petróleo. Estima-se que metade de toda produção de óleo seja realizada através da utilização de sistemas de injeção de água (VISHNYAKOV et al., 2020). Esse processo ocorre através da injeção de água em poços injetores, enquanto a produção ocorre em poços localizados ao redor dos injetores, denominados produtores. Assim, ocorre o deslocamento do óleo do injetor para o produtor, ao mesmo tempo que se mantém a pressão do reservatório. Os motivos que resultam na vasta utilização dessa técnica são listados abaixo (SATTER; IQBAL, 2016).

- ❑ Água disponível a partir de variadas fontes, como formação subsuperficial, aquíferos subjacentes ou sobrejacentes aos reservatórios, córregos superficiais e oceanos;
- ❑ Fluido barato e eficiente para deslocamento de óleo de gravidade leve a média, além de ser relativamente fácil de injetar e se deslocar facilmente pela formação;

- ❑ O descarte de água na superfície é relativamente fácil em comparação com outros fluidos de injeção;
- ❑ Baixo investimento e custos operacionais, resultando em retornos financeiros favoráveis.

O processo de injeção de água tradicional é normalmente imiscível com água tratada. A utilização de água do mar, ou proveniente de outra fonte, demanda tratamento mediante filtros para remoção de partículas sólidas e a utilização de biocidas para reduzir a atividade microbiana. Uma composição inadequada da água injetada pode fazer com que haja obstrução dos poros das rochas, reduzindo significativamente a recuperação de óleo do reservatório (Ellen Williams and John Simmons, 2013).

Os sistemas de injeção de água são utilizados em reservatórios de produção em terra (do inglês *onshore*) e *offshore*. No que diz respeito a sua instalação, na operação *offshore* esses sistemas estão tradicionalmente localizados na plataforma fixa ou na Unidade Flutuante de Armazenamento, Produção e Transferência (do inglês *Floating Production, Storage and Offloading* (FPSO)), mas também existe a possibilidade de instalação no leito marinho, como já acontece na exploração de alguns reservatórios (GAUGSTAD, 2017). A Figura 1 representa as configurações possíveis para os dois tipos de exploração, com o cenário offshore sendo representado pelo FPSO.

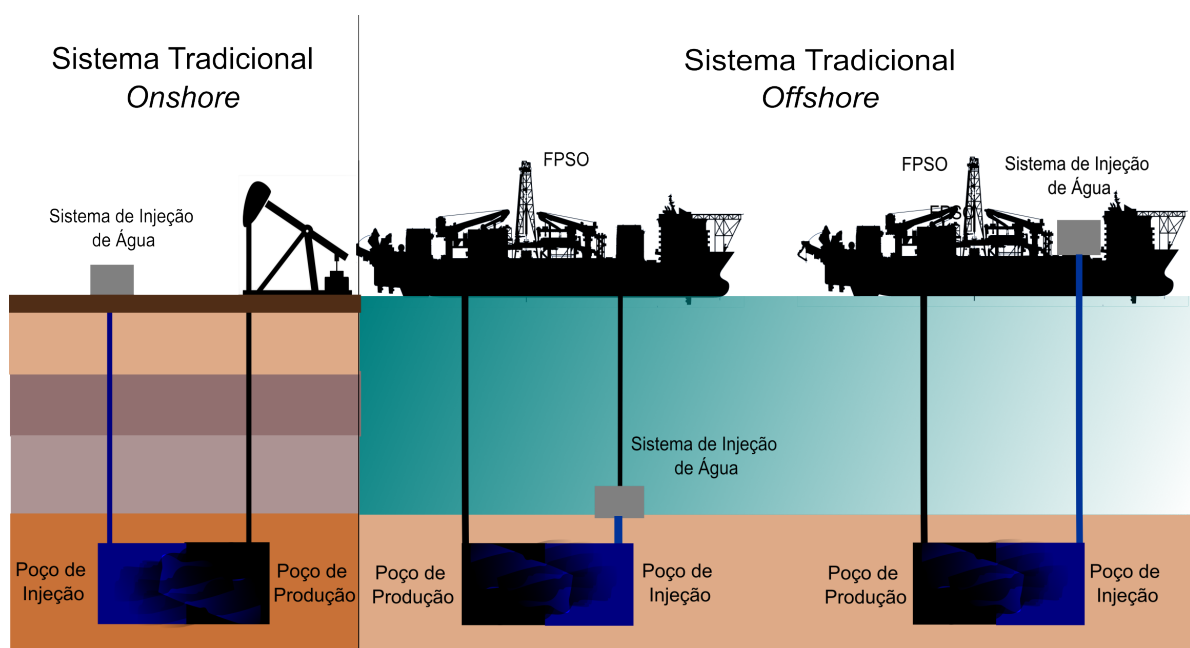


Figura 1 – Representação da localização de sistemas de injeção de água *onshore* e *offshore*.  
Fonte: adaptado de Diaz (2015).

## 2.3 Componentes de um sistema de injeção de água submarino

O sistema de injeção de água considerado neste trabalho é um sistema de injeção de água bruta localizado no leito marinho. Isso significa que a água é minimamente tratada, sendo classificado como recuperação secundária de óleo. Os principais componentes de um sistema de injeção de água desse tipo envolvem cabos umbilicais da FPSO para o sistema submarino, sendo estes os responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica, químicos para o mínimo tratamento necessário, e pelo monitoramento do sistema de controle e tratamento por meio de cabos elétricos de comunicação. Além disso, há um sistema de captura de água do mar e a bomba de injeção (JR et al., 2013).

A Figura 2 apresenta uma representação desse sistema. A água é geralmente coletada mais próxima à superfície devido à menor quantidade de sedimentos e é direcionada para o sistema de tratamento e controle, que possui o filtro e recebe a injeção de químicos para o tratamento. Então, do sistema submarino, há uma conexão hidráulica e elétrica para a bomba injetora, equipamento efetivamente responsável pela injeção de água no poço de injeção.

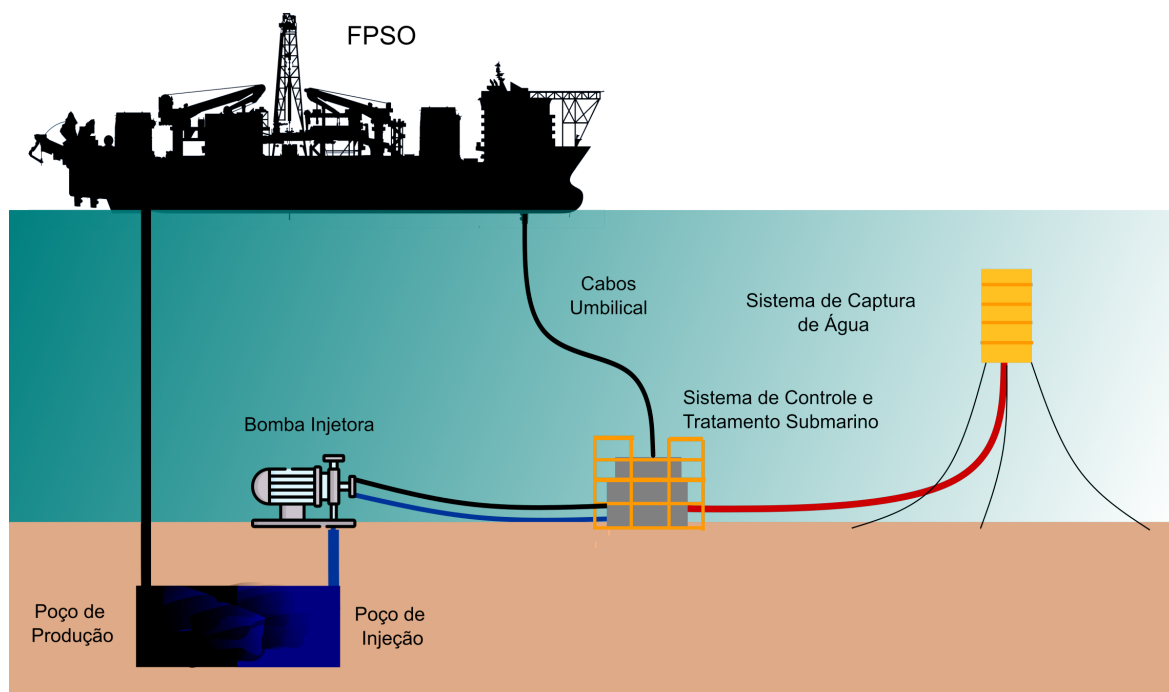


Figura 2 – Representação de componentes de um sistema de injeção de água submarino. Fonte: adaptado de Jr et al. (2013).

A distância entre o poço de injeção de água e a plataforma de apoio em um sistema submarino é decisiva para os custos de operação. Longos cabos de alimentação elétrica e

de fluxo de injeção de água são os principais custos nas soluções tradicionais, e em alguns casos, as distâncias são de alguns quilômetros. Não apenas a aquisição e a instalação são caras, o sistema também está mais sujeito a danos que podem resultar em perda de produção e necessidade de reparos com custos elevados. Além disso, quanto maior for a distância, maior a demanda de potência elétrica (SLäTTE et al., 2014).

Devido a esses aspectos, o estudo de soluções de alimentação alternativas para esses sistemas, incluindo principalmente a utilização de geração eólica *offshore*, se mostra importante e está em evidência. Essa nova configuração diminui riscos e custos associados os longos cabos umbilicais, diminui perdas elétricas, e possibilita a exploração em locais que hoje se mostram técnica e/ou economicamente inviáveis (SLäTTE et al., 2014). Além disso, há o benefício ambiental de redução de emissões de GEE em um setor altamente poluente que vem sofrendo pressões para redução de suas emissões. A próxima seção deste capítulo apresenta os estudos realizados até então sobre o tema, e ressalta a contribuição do trabalho desenvolvido nesta dissertação.

## 2.4 Alimentação de sistemas de injeção de água

Tradicionalmente, sistemas de injeção da indústria de O&G, independente do tipo, são alimentados por geradores a diesel ou turbinas a gás. Esses métodos tradicionais são altamente poluentes, emitindo principalmente CO<sub>2</sub> e Óxidos de Nitrogênio (NO<sub>x</sub>). Buscar soluções alternativas para a alimentação desses sistemas resulta em diversos benefícios, como a redução da emissão de GEE, menor demanda de peso e espaço na FPSO, bem como menor consumo de combustível (SCHAFFEL et al., 2019).

Diversos estudos estão sendo realizados para analisar a possibilidade da utilização de energias renováveis, principalmente eólica, para a alimentação não só de sistemas de injeção, como também dos demais sistemas que compõem uma FPSO. Especificamente em relação a sistemas de injeção de água, o projeto *WIN WIN*, desenvolvido pela empresa Det Norske Veritas (DNV) e Germanischer Lloyd (GL), analisou o desempenho e a viabilidade econômica desse tipo de sistema quando alimentado por energia eólica *offshore* em águas profundas.

O estudo considerou um sistema localizado no mar do norte, a 30 quilômetros da costa e a 200 metros de profundidade. Foi considerada uma turbina eólica de 6 MW e a análise do desempenho da operação foi baseada na quantidade de água injetada em comparação ao volume desejado. Os resultados foram apresentados para um ano de análise e mostram que a média de injeção alcançada foi maior que o volume médio desejado. Porém, há consideráveis variações desse volume para o período analisado, incluindo momentos em que o volume desejado não é atingido, como nos meses de verão (DNV, 2019).

No que diz respeito à viabilidade econômica, os resultados iniciais indicam que o projeto *WIN WIN* é comercialmente competitivo em uma grande variedade de cenários, mas

especialmente quando a capacidade de alimentação e espaço na FPSO é limitada, e também, quando os reservatórios de produção estão distantes da FPSO. Não há informação do impacto da sazonalidade do vento na operação do equipamento, nem a consideração da minimização da intermitência eólica por meio de um SAE.

Estudos adicionais a este também foram realizados e reafirmaram a viabilidade técnica e econômica da operação de sistemas de injeção de água utilizando energia eólica. Abdaltawab (2019) analisou três localidades e dois cenários de alimentação, um considerando apenas uma turbina eólica e um considerando um sistema híbrido eólico-turbina a gás. O estudo identificou que qualquer uma das configurações analisadas é economicamente favorável, especialmente em cenários de preços mais elevados de petróleo e créditos de carbono. Novamente, se identificou uma maior viabilidade em casos em que há maiores distâncias entre a FPSO e os poços de injeção.

O estudo também concluiu, como o esperado, que localidades com maior recurso eólico apresentam um melhor retorno financeiro, considerando apenas o cenário com geração eólica. Entretanto, mesmo em locais com velocidades de vento menores, mas com padrões de variação favoráveis, se obtém um alto Valor Presente Líquido (VPL). A respeito dos benefícios levantados pelo autor, além dos ambientais já conhecidos, foram observadas significativas reduções de custo com combustíveis e transmissão.

Abdaltawab (2019) considerou que o sistema de injeção não é uma carga flexível e apenas opera quando há geração eólica suficiente para que este opere em sua potência nominal. Essa simplificação foi adotada para aumentar o tempo em que a bomba fica desligada. O estudo utiliza um intervalo de três horas e não analisa o impacto da intermitência do vento no número de paradas do equipamento, e nem a influência da discretização do vento nos resultados.

Slätte et al. (2014) analisou, de maneira detalhada, a viabilidade econômica da alimentação de sistemas de injeção de água utilizando apenas energia eólica. Os autores apresentam os resultados obtidos considerando um sistema eólico isolado e um sistema tradicional de alimentação utilizando turbinas a gás para a injeção de água sem nenhum tipo de tratamento. A análise econômica considera que as turbinas, eólica e a gás, devem atender uma demanda de 6 MW, e o período base para os cálculos foi de 10 anos. A comparação dos cenários baseia-se em custos dos equipamentos, operação e manutenção e custos relacionados as emissões de CO<sub>2</sub>. Além disso, variou-se a distância entre a FPSO e o poço de injeção de água para identificar o impacto da distância na viabilidade econômica dos sistemas.

Os resultados mostram que o custo com o combustível é o principal custo de operação dos sistemas tradicionais. Além disso, os custos relacionados as emissões de CO<sub>2</sub> são expressivos, e representam cerca de 30% dos custos operacionais. As análises mostram que os custos do sistema tradicional aumentam com o aumento da distância entre a FPSO e o poço de injeção, uma vez que os cabos de alimentação elétrica e de injeção de fluidos

variam em função da distância. Para o sistema eólico isolado, os custos não são impactados com a distância, e a não emissão de CO<sub>2</sub>, além dos benefícios ambientais, resulta em uma vantagem econômica a esse sistema. A análise de sensibilidade da distância mostra que um sistema isolado se torna economicamente competitivo a partir de distâncias de 20 km.

Os autores salientam que os custos considerados para o sistema isolado são conservadores, e que essa tecnologia se mostra economicamente competitiva, como já identificado em outros trabalhos, quando há uma distância considerável entre a FPSO e o poço de produção. Além disso, eles destacam que a alimentação de sistema de injeção através da energia eólica possibilitaria a exploração de petróleo em locais que atualmente não são comercialmente viáveis com as tecnologias e topologias atuais, e que nenhuma barreira técnica foi descoberta nas pesquisas realizadas sobre o tema, sendo os desafios operacionais existentes considerados gerenciáveis.

Sanchez et al. (2017) analisou, do ponto de vista técnico, a alimentação de um sistema de injeção de água por meio de energia eólica, utilizando um sistema híbrido eólico-gerador a gás. Neste trabalho, o foco foi a análise do impacto da intermitência do vento em termos de oscilações de baixa frequência (0,1 a 2 Hz), visto que a integração de uma turbina eólica pode aumentar as oscilações no rotor de geradores síncronos e de outros motores em Corrente Alternada (CA) diretamente conectados. Essas variações no vento geram o risco de que uma oscilação instável apareça, levando o sistema a um colapso.

As simulações mostram que considerando apenas cargas fixas, o uso da geração eólica aumenta consideravelmente o número de oscilações de baixa frequência dentro do intervalo analisado. Por outro lado, a inserção de cargas flexíveis e controláveis resulta em uma melhor resposta em termos de menor desvio de velocidade média do rotor e melhor equilíbrio entre potência gerada e consumida. Esses resultados mostram que cargas flexíveis são benéficas e possivelmente permitem uma maior penetração de geração eólica.

Um cenário mais realista também foi analisado, onde se considera atrasos de comunicação das variações de geração e carga. Esse cenário mostra que esses atrasos prejudicam o gerenciamento da carga flexível e seus benefícios para o sistema, mas podem ser superados por meio de técnicas e equipamentos que minimizem tal atraso, incluindo métodos de comunicação baseados em medições de frequência ao invés da potência.

Khan et al. (2021) investigou a melhor configuração para a alimentação de um sistema de injeção de água submarino utilizando um sistema combinando uma turbina eólica, geradores a diesel e baterias. O estudo considerou o campo de Marlim, localizado no litoral brasileiro, e onde há extração de petróleo no pré-sal.

O estudo analisou quatro configurações para a alimentação do sistema de injeção de água: 1) alimentação utilizando apenas um gerador a diesel com potência nominal de 3,3 MW, 2) uma turbina eólica 5 MW do NREL, um gerador a diesel 3,1 MW e um sistema de baterias de lítio de 1 MWh, 3) mesma configuração anterior com um sistema de baterias de lítio de 3 MWh, e 4) mesma configuração anterior adicionando 2 MWh no

sistema de armazenamento.

A definição do melhor cenário baseia-se na análise das emissões de gases poluentes e material particulado, penetração da energia eólica e *curtailment*. O sistema foi modelado no *software* HOMER (do inglês *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) e a bomba de injeção tratada como uma carga flexível com potência nominal de 3 MW. O período de análise foi de um ano com dados de vento discretizados a cada uma hora.

Os resultados indicam que a melhor configuração foi a número quatro, onde se alcançou alta penetração de energia renovável (61,1%), menor dissipação de energia devido ao sistema de baterias (21,8%), bem como o menor volume de emissões de CO<sub>2</sub>. O artigo indica o alto custo de manutenção da bomba de injeção quando submetida a muitas paradas, e afirma que a utilização de um SAE pode contribuir para um funcionamento contínuo do sistema, entretanto, essa análise não foi realizada. O estudo apresenta a variação no estado de carga da bateria, mas não analisa a quantidade de ciclos e estima sua vida útil.

Dentre os poucos trabalhos disponíveis sobre o tema, nota-se uma carência de estudos que analisam o desempenho de sistemas híbridos e isolados compostos apenas por geração eólica e sistemas de armazenamento com baterias. Há também uma necessidade da análise da operação da bomba no que diz respeito a número de paradas, que aumenta a taxa de manutenção do equipamento e reduz sua vida útil. Além disso, em se tratando da utilização de baterias, é importante verificar também seu número total de ciclos, principalmente quando sua função é auxiliar uma fonte intermitente de energia.

O trabalho desenvolvido nesta dissertação, portanto, tem por objetivo complementar os estudos já existentes, com foco na análise energética de um sistema híbrido isolado composto por uma turbina eólica e um sistema de baterias. Os resultados obtidos irão auxiliar no entendimento da operação de sistemas de injeção de água por meio de energia eólica no que diz respeito a número de paradas e volume injetado. Adicionalmente, em relação ao sistema de armazenamento, será analisada e estimada a vida útil com base nos ciclos totais do sistema. A próxima e última seção deste capítulo apresenta a configuração proposta e analisada neste trabalho.

## 2.5 Sistema híbrido isolado eólico-armazenamento proposto

A Figura 3 apresenta o sistema híbrido eólico-armazenamento isolado proposto para a alimentação do sistema de injeção de água submarino. Em comparação ao sistema tradicional apresentando na Figura 2, há a substituição da alimentação partindo da FPSO para uma turbina eólica. A turbina eólica utiliza uma estrutura flutuante por estar localizada em águas profundas, uma vez que o sistema de injeção considerando neste trabalho se encontra afastado da costa e a uma profundidade de 2.000 metros.



Na própria plataforma da estrutura flutuante estarão localizados o SAE, o armazenamento de químicos necessários para o tratamento da água, bem como os demais equipamentos necessários para a operação do sistema de injeção, incluindo transformadores e conversores de potência. Maiores detalhes sobre geradores eólicos, estruturas flutuantes, bem como a justificativa para a escolha de um sistema a baterias serão abordados nos próximos capítulos.

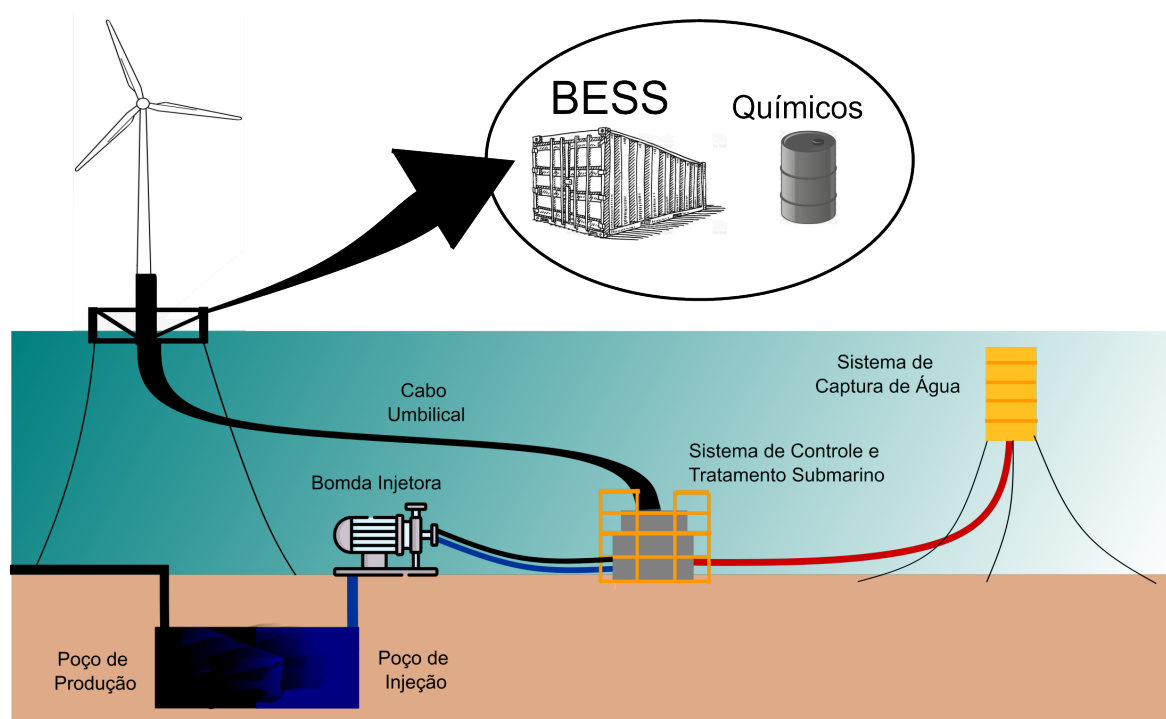


Figura 3 – Representação do sistema híbrido eólico-armazenamento proposto.

Fonte: adaptado de Jr et al. (2013).



---

## Energia eólica offshore

Para um melhor entendimento sobre energia eólica, este capítulo apresenta os fundamentos desse tipo de geração de energia. Será explorado o cenário de geração *offshore*, apresentando dados mundiais e do Brasil. Além disso, são apresentados os sistemas eólicos de velocidade variável, configuração utilizada pelos aerogeradores considerados neste trabalho. Para finalizar o capítulo, há uma seção sobre sistemas eólicos isolados. Os trabalhos apresentados estudam a viabilidade da operação de sistemas eólicos isolados em relação ao controle de tensão e frequência. Essa análise é importante, pois apesar de este trabalho consistir em uma análise energética, a viabilidade dinâmica da operação deve ser investigada.

### 3.1 Fundamentos básicos energia eólica

Sistemas de energia eólica baseiam-se na habilidade de converter a energia cinética contida no vento em energia elétrica. Essa conversão ocorre por meio de uma turbina responsável por capturar a energia do vento em movimento e transformá-la em energia rotacional. Essa energia rotacional é então convertida em energia elétrica via um gerador elétrico acoplado na turbina.

A geração de energia eólica depende principalmente da velocidade do vento e da área de varredura da turbina. Além disso, a relação entre velocidade do vento e potência é definida por um coeficiente de potência,  $C_p(\gamma, \beta)$ , que está diretamente relacionado com a estrutura da turbina eólica e a estratégia de controle utilizada. Esse coeficiente de potência varia com o ângulo de inclinação das pás (*pitch*) e com a velocidade da ponta da pá (do inglês *Tip Speed Ratio* (TSR)). A forma de controle tradicional aplicada é a busca pelo ponto de operação que maximixe a geração eólica (do inglês *Maximum Power Point Tracker* (MPPT)), onde para uma dada velocidade de vento, o máximo coeficiente de potência pode ser obtido através do ajuste da velocidade rotacional da turbina eólica, que acontece através da variação do ângulo *pitch*, com o objetivo de manter a TSR em seu valor ótimo (DAI et al., 2016).

A equação (1) apresenta o cálculo da potência elétrica para uma turbina eólica, e considera a densidade do ar ( $\rho$ ), a área de varredura da turbina ( $A$ ), a velocidade do vento ao cubo, o coeficiente de potência da turbina ( $C_p(\gamma, \beta)$ ), bem como uma eficiência ( $n_{con}$ ) que representa os demais componentes do sistema de conversão de energia (SARKAR; BEHERA, 2012).

$$P_{eol} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\gamma, \beta) n_{con} \quad (1)$$

No contexto histórico, a energia eólica vem sendo utilizada a centenas de anos, e iniciou com aplicações envolvendo moagem de grãos, bombeamento de água e navegação. A possibilidade de geração de energia elétrica através do vento começou no século XIX, quando foi desenvolvido um primeiro aerogerador elétrico de Corrente Contínua (CC), mas, somente a partir de 1980 essa tecnologia se tornou suficientemente madura para produzir eletricidade de forma eficiente e confiável (WU et al., 2011).

Dentre as diversas classificações existentes em relação aos aerogeradores, uma importante diz respeito aos seus aspectos construtivos, sendo a posição do seu eixo de rotação em relação ao solo, podendo este ser horizontal ou vertical. Em aerogeradores de eixo horizontal, a orientação do eixo de rotação é paralela ao solo, enquanto para eixo vertical, sua posição é perpendicular.

As estruturas de eixo vertical possuem como vantagens a sua construção simples, menores custos de operação e manutenção, além de estarem localizadas próximas ao solo e sua operação ser independente da direção do vento. Apesar dessas vantagens, essa configuração não é muito comum devido sua baixa eficiência, maiores flutuações de torque e vibrações (WU et al., 2011; HAU, 2010). As estruturas de eixo horizontal são as majoritariamente utilizadas, e suas vantagens incluem maior eficiência na conversão de energia, devido à capacidade de controle do ângulo das pás, além de acesso a melhores recursos eólicos a alturas mais elevadas. Suas desvantagens estão relacionadas principalmente ao custo de instalação e manutenção e a necessidade de fluxos de ventos mais suaves e laminares (WU et al., 2011; HAU, 2010).

Em relação às aplicações da geração eólica, os aerogeradores podem ser encontrados em operações em *onshore* e *offshore*. Atualmente, a maior geração de energia eólica é oriunda de instalações *onshore*, e a importância desse tipo de aplicação para a transição energética mundial é indiscutível. Sua predominância em instalações e investimentos continuará ao longo dos próximos anos, devido, principalmente, ao grande potencial ainda a ser explorado, o domínio desse tipo de aplicação e a redução de custos esperada (IEA, 2021; GWEC, 2022). Apesar disso, há ainda fatores que contribuem para que investimentos também sejam direcionados para instalações *offshore*, com estimativas que indicam que esse tipo de aplicação da energia eólica irá triplicar até 2026, atingindo a margem de um quinto do mercado global de energia eólica (GWEC, 2022). A próxima seção detalha o cenário atual e as perspectivas para esse tipo de aplicação.

## 3.2 Energia eólica *offshore*

Apesar dos desafios associados a geração de energia eólica *offshore*, esse tipo de aplicação está se tornando cada vez mais atraente. Os recursos eólicos mais estáveis, a maior disponibilidade de área e menores restrições no tamanho da turbina estão entre os motivos pelos quais esse tipo de aplicação vem ganhando atenção nos últimos anos (LI et al., 2020b). Além disso, a falta de espaço em terra para o desenvolvimento de parques *onshore* em algumas regiões, o menor impacto ambiental esperado, os auxílios governamentais, e até a oposição da população a instalações em terra, também contribuem para um interesse maior na geração de energia em alto-mar (ESTEBAN et al., 2011).

A primeira turbina eólica *offshore* foi instalada na Suécia em 1990, tinha 220 kW de potência e estava localizada a 350 metros da costa. Sua estrutura era do tipo tripé e estava ancorada ao leito marinho a seis metros de profundidade (ESTEBAN et al., 2011). Desde então, avanços significativos foram alcançados, e atualmente há turbinas eólicas de até 15 MW de potência, localizadas a mais de 70 km da costa e em até 80 metros de profundidade. Ainda, estudos recentes estão direcionando a implementação dessa tecnologia em águas ainda mais profundas. Em relação à capacidade instalada, o total mundial em 2021 chegou a 57,2 GW. Neste mesmo ano, as novas instalações *offshore* totalizaram 21,1 GW, mostrando o crescimento acelerado desse tipo de aplicação (NREL., 2022; GWEC, 2022).

No Brasil, a energia eólica *offshore* está emergindo. O país possui aproximadamente 9.650 km de costa com grande potencial eólico a ser explorado, e espera a definição de uma regulamentação para que isso seja possível (GONZÁLEZ et al., 2020). Um estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) utilizando os dados do *Wind Atlas* mostra que há um potencial estimado de até 620 GW a 100 metros de altura, enquanto para 200 metros há um aumento de aproximadamente 10% nesse valor, chegando a 679 GW. A análise foi realizada considerando uma distância de 30 km da costa e velocidades de vento acima de 7 m/s, o que mostra que o potencial do país é gigantesco mesmo em um cenário bastante conservador (EPE, 2022).

Em 2022, significativos avanços foram alcançados no país com a publicação do decreto 10.946/2022, que autoriza e define as formas de exploração da costa brasileira para fins de geração de energia. Além disso, há o Projeto de Lei (PL) 576/2021 que disciplina a outorga de autorizações para geração *offshore* (BRASIL., 2022; BRASIL, 2021). Os movimentos recentes na regulamentação já atraem investidores, principalmente internacionais, e espera-se, muito em breve, o início dos projetos eólicos *offshore* no país.

## 3.3 Tipos de estruturas *offshore*

Quando se fala sobre geração *offshore*, um aspecto importante são as estruturas e fundações utilizadas, bem como as mudanças devido a uma transição para águas mais

profundas. Geralmente, as fundações para parques *offshore* são mais complexas do que para *onshore* e envolvem maiores desafios técnicos, visto que se deve levar em consideração o ambiente marinho hostil e o impacto prolongado na estrutura devido às ondas do mar. As estruturas atualmente empregadas foram adotadas da indústria *offshore* de exploração de O&G e são categorizadas em estruturas fixas e flutuantes. O tipo de estrutura a ser adotada depende das condições do fundo do mar, da profundidade e do recurso financeiro disponível (ARSHAD; O'KELLY, 2013).

A Figura 4 apresenta as estruturas fixas aplicadas a geração eólica *offshore*. A primeira estrutura, chamada de monopilar (do inglês *monopile*) é a mais utilizada, e a razão de sua predominância é seu *design* simples e a facilidade de instalação e transporte. Além disso, essa estrutura não demanda uma preparação do leito marinho e requer menos proteção contra a erosão quando comparada as demais estruturas utilizadas. Sua aplicação já ocorre para profundidades maiores de 30 metros (MATHERN; HAAR; MARX, 2021).

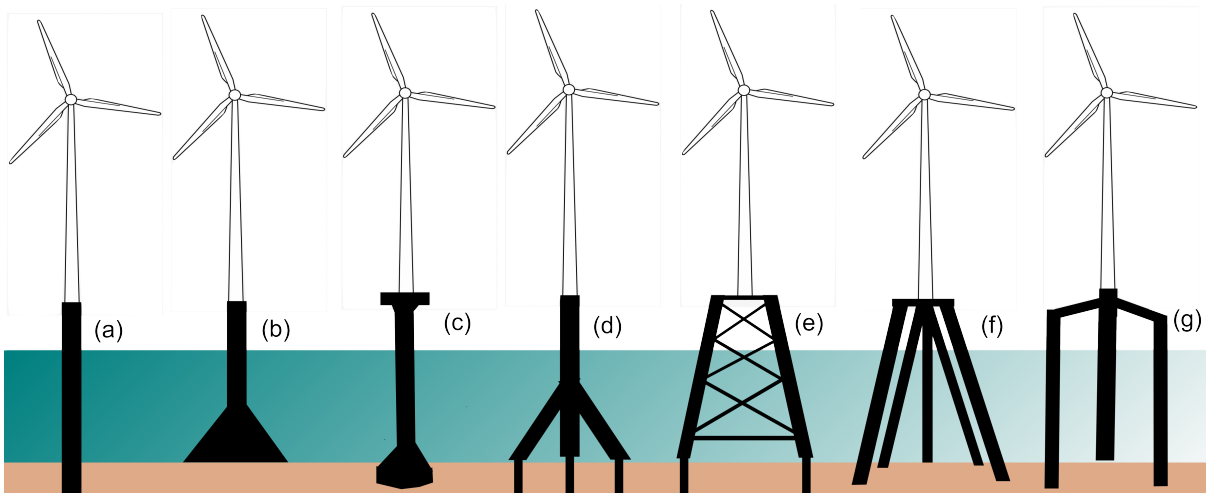


Figura 4 – Tipos de estruturas fixas aplicadas à geração de energia eólica *offshore*.  
Fonte: adaptado de Mathern, Haar and Marx (2021).

A estrutura (b) é chamada de base de gravidade (do inglês *gravity base*). Essa estrutura era a mais utilizada no início da exploração *offshore*, já que fazia sentido adotar uma estrutura *onshore* em locais próximos à costa com águas rasas. Como o avanço para águas mais profundas, essa estrutura foi então substituída pela *monopile*. Além da profundidade da água, outros pontos que levaram a sua substituição foram a necessidade de preparação do solo antes da instalação, bem como proteção extensiva contra erosão (MATHERN; HAAR; MARX, 2021).

A estrutura (c), denominada balde de sucção (do inglês *suction bucket*) surgiu como uma alternativa às duas estruturas anteriores e pode ser instalada entre 15 e 55 metros sem a necessidade da preparação do solo, e sem martelar ou perfurar, resultando em menores níveis de ruído e em instalações mais rápidas. Mais recentemente, estruturas com diversas "pernas" começaram a ser utilizadas, e são caracterizadas por estarem ancoradas no fundo do mar por pelo menos três estacas, são elas: (d) tripé (do inglês *tripod*) (e) jaqueta

(do inglês *jacket*) (f) estacas altas (do inglês *high-rise pile cape*) e (g) três pilares (do inglês *tripile*). Essas estruturas são utilizadas em profundidades de até 80 metros e são mais adequadas para a sustentação de aerogeradores cada vez maiores e mais pesados (MATHERN; HAAR; MARX, 2021; VALK, 2014; SáEZ, 2015).

A Figura 5 apresenta as estruturas utilizadas para profundidades acima de 80 metros, chamadas de flutuantes. Apesar de novas estruturas estarem sempre sendo estudadas e propostas, as três principais estão ilustradas abaixo, sendo (a) *spar-buoy*, (b) plataforma com pernas tensionadas (do inglês *Tension Leg Platform* (TLP)) e (c) semi submersível ou barcaça (do inglês *semi-submersible* ou *barge*).

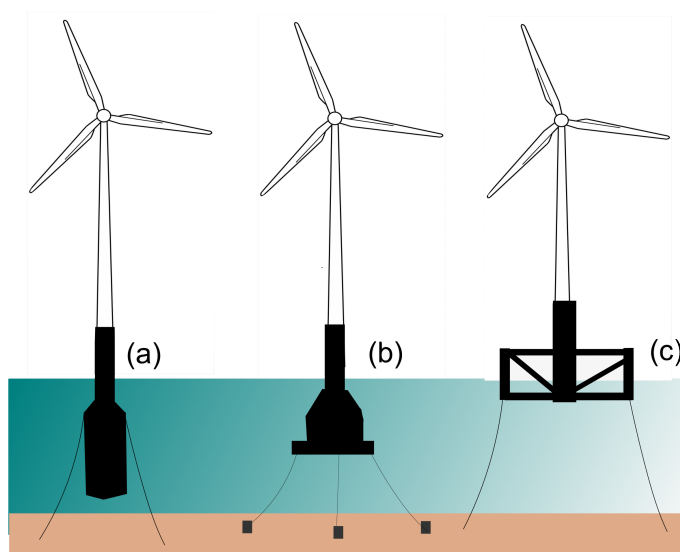


Figura 5 – Tipos de estruturas flutuantes aplicadas à geração de energia eólica *offshore*.  
Fonte: adaptado de Mathern, Haar and Marx (2021).

No primeiro tipo de estrutura, a estabilidade é reforçada por lastros na parte inferior da plataforma, visando baixar o centro de gravidade do sistema. Para TLP, a estabilidade é assegurada pelos cabos de ancoragem, que possuem alta rigidez, enquanto na última estrutura, a estabilidade é um resultado da grande barcaça flutuante (SALIC et al., 2019). Como informado anteriormente, o sistema analisado nessa dissertação está localizando em águas profundas, a cerca de 2000 metros de profundidade. Portanto, a turbina eólica utilizará uma estrutura flutuante para sua sustentação. A estrutura escolhida, como apresentado na Figura 3, é a barcaça submersível, e nessa mesma estrutura, estarão localizados os equipamentos necessários para a operação do sistema de injeção.

### 3.4 Aerogeradores de velocidade variável

Há diferentes *designs* e combinações quando se fala de geração de energia eólica, mas, apesar dessa variedade, podemos classificar os aerogeradores em dois principais grupos: (1) aerogeradores de velocidade fixa e (2) aerogeradores de velocidade variável. A dife-

rença entre esses grupos é a capacidade de variação da velocidade de rotor, onde para as turbinas de velocidade fixa, independente da velocidade do vento, a velocidade do rotor é fixa e determinada pela frequência da rede elétrica e pelo *design* do gerador, enquanto aerogeradores de velocidade variável utilizam conversores de potência para o desacoplamento parcial ou total da rede elétrica, o que permite o processo contínuo de acelerar ou desacelerar a velocidade de rotação da turbina eólica buscando atingir a máxima eficiência aerodinâmica em uma ampla faixa de velocidades do vento. Desta forma, a relação da TSR é mantida constante em um valor predefinido que corresponde ao coeficiente de potência máximo da dada velocidade de vento (DATKHILE; TAPRE; VEERESH, 2016).

Os primeiros aerogeradores utilizados eram de velocidade fixa. Alguns pontos positivos dessa configuração são sua simplicidade, robustez e confiança, bem como seu baixo custo de manutenção. Por outro lado, há uma baixa eficiência na conversão de energia, maior estresse mecânico e maiores flutuações de potência na rede (WU et al., 2011). Devido às suas desvantagens e aos avanços tecnológicos, os aerogeradores de velocidade fixa foram então sendo substituídos pelas configurações que permitem uma velocidade variável.

Esses novos aerogeradores, considerados de última geração, permitem aumentar a eficiência energética, diminuir cargas mecânicas, melhorar a qualidade da energia gerada, bem como atender cada vez mais as exigências dos operadores da rede (MANSOUR; MANSOURI; MIMOUNI, 2011). Esse tipo de configuração é dividida em duas categorias que dizem respeito a potência nominal do conversor empregado, sendo (1) parcial e (2) total, sempre em relação à potência nominal do gerador.

Da primeira categoria, o gerador mais utilizado é o tipo 3, também conhecido como *Double Fed Induction Generator* (DFIG). Essa configuração utiliza um conversor cuja potência nominal corresponde a 30% da potência do gerador, e aumenta a eficiência na conversão devido a maior faixa de velocidade de operação, além de melhorar o desempenho dinâmico do sistema (WU et al., 2011; CHIMURKAR; KOTHAVADE, 2016). Esse conversor conecta os circuitos do rotor do gerador à rede e dispensa a utilização de um *soft starter* ou a compensação de potência reativa. A Figura 6 apresenta essa configuração.

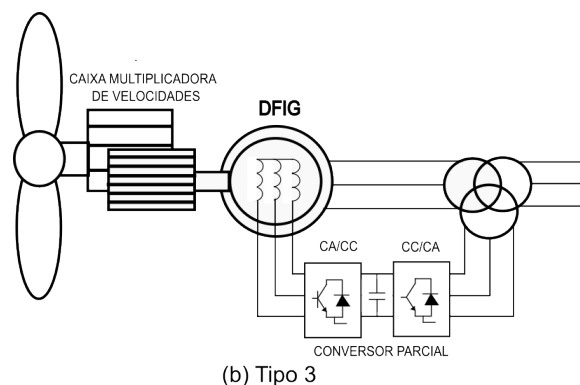


Figura 6 – Aerogerador de velocidade variável com *partial converter*: DFIG (tipo 3).  
Fonte: adaptado de Wu et al. (2011).



Para a segunda categoria, que envolvem configurações que utilizam conversores cuja potencial nominal correspondem a potência nominal do gerador (do inglês *full-converter*), são diversas as possibilidades, incluindo gerador síncrono de ímãs permanentes (do inglês *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG)), gerador síncrono de rotor bobinado (do inglês *Wound Rotor Synchronous Generator* (WRSG)) e *Squirrel Cage Induction Generator* (SCIG). Essa tecnologia conecta o gerador à rede através apenas do conversor de potência, e esse desacoplamento total da rede permite com que a faixa de variação da velocidade seja também seja total, bem como a compensação de potência reativa e uma conexão mais suave (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012; WU et al., 2011). A Figura 7 apresenta essa tecnologia, também conhecida como tipo 4.

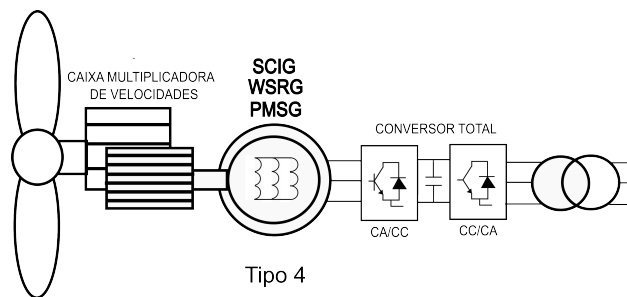


Figura 7 – Aerogerador de velocidade variável *full converter* (tipo 4).

Fonte: adaptado de Wu et al. (2011).

Neste trabalho, como previamente ressaltado, é analisado o desempenho, do ponto de vista energético, de duas turbinas eólicas *offshore* para a alimentação de um sistema de injeção de água submarino localizado em águas profundas. De qualquer forma, é importante destacar que a turbina de 10 MW da DTU é tipo 3, que utiliza caixa multiplicadora de velocidades. A caixa multiplicadora é de velocidades médias, e apresenta vantagens em relação as tradicionais de alta velocidade, como menor peso e um *design* mais compacto, além de diminuir o risco de falhas nas engrenagens (DTU, 2013).

A turbina do NREL de 15 MW é do tipo 4, com PMSG sem caixa multiplicadora de velocidades, usualmente conhecido como acionamento direto (do inglês *direct drive*). Nessa configuração, a ausência de uma caixa multiplicadora resulta em mais polos no gerador para ser possível reduzir a velocidade de rotação. A configuração *direct drive* oferece uma série de vantagens quando comparada a utilização de engrenagens, como a utilização de menos peças, menor complexidade, e maior confiabilidade e flexibilidade no projeto. Entretanto, esse acoplamento direto do gerador em velocidades muito baixas resulta em maiores dimensões e peso, e adiciona desafios relacionados ao equilíbrio ideal da estrutura (NREL, 2020).

### 3.5 Sistemas isolados de energia eólica

Sistemas isolados são caracterizados por não estarem conectados a uma rede elétrica, e podem ser classificados como sistemas autônomos ou redes isoladas. A diferença entre essas duas classificações é que a primeira não possui uma rede de distribuição de energia, enquanto a segunda possui uma rede completa para atender a demanda de um número relativamente pequeno de usuários, sendo também conhecida como micro-rede (ROY; BANDYOPADHYAY, 2019).

O sistema considerado neste trabalho se classifica como um sistema autônomo, uma vez que apenas uma carga será atendida e não haverá uma rede de distribuição de energia. Os desafios na operação desse tipo de sistema estão relacionados principalmente ao controle da tensão e da frequência, uma vez que a fonte de geração de energia é intermitente e não há o suporte de uma rede principal.

Neste contexto, estudos vêm sendo realizados para verificar a estabilidade e confiabilidade de sistemas isolados em diversas aplicações. Diaz (2015) analisou o desempenho, em relação à tensão e frequência, de um sistema eólico autônomo alimentando um sistema de injeção de água. Foram analisadas duas configurações de sistema, que diferem entre si em relação à representação da carga variável. Na primeira análise, essa carga é modelada como uma carga variável ideal, enquanto na segunda um motor de indução é utilizado. Em ambas as configurações há uma carga de despejo (do inglês *dump load*) atuando como uma carga extra para auxiliar no balanço entre geração e carga, e um *flywheel*, cujo objetivo é adicionar inércia física ao sistema.

Para as duas configurações, os resultados mostraram que a medida que a energia disponível aumenta, a carga flexível aumenta sua demanda, mantendo o equilíbrio do sistema. O mesmo ocorreu em situações de menor geração eólica. Os momentos em que houve geração acima da potência nominal das cargas, o *flywheel* atuou e armazenou essa energia em forma de energia cinética. Neste ponto, a frequência do sistema foi negativamente afetada pelo aumento da velocidade da máquina. Dessa forma, a *dump load* foi ativada, e, quando a frequência foi restaurada, essa carga foi desativada.

No cenário em que a carga variável foi representada por um motor de indução, oscilações não desejáveis quando atuando fora da potência nominal foram identificadas, e melhorias no controle foram propostas. O autor salienta que estudos da operação desse tipo de sistema sem inércia física devem ser realizados, além da inserção de um controle de *pitch* robusto para diminuição da dependência de uma *dump load*, mas que do ponto de vista técnico, no que diz respeito a tensão e frequência, a operação desse tipo de sistema se mostra viável.

Gaugstad (2017) analisou a qualidade da energia fornecida por um sistema autônomo composto por uma bomba de injeção de água, uma turbina eólica e um sistema de armazenamento de baterias, resultando em uma configuração sem inércia física. Além disso, o sistema possui uma carga adicional considerada crítica, que representa sistemas de con-

trole, comunicação e monitoramento das condições climáticas. Nesse sistema, a bateria foi modelada como uma fonte de CC ideal, e seu objetivo é manter a tensão e frequência nominais da rede na barra principal, além de alimentar a carga crítica em condições de baixa velocidade de vento.

As simulações mostraram que a busca da turbina por uma condição ótima de geração produz mudanças mais rápidas no torque elétrico e, portanto, maiores flutuações de potência. No que diz respeito ao sistema de injeção proposto, foi identificada uma grande capacidade de seguir rapidamente as variações do vento, com a potência mecânica apresentando um comportamento não oscilatório, importante para uma bomba que é sensível a pulsações mecânicas. Em relação à atuação da bateria, a frequência do sistema foi testada para grandes variações de carga e se manteve dentro dos limites estabelecidos pela regulação europeia. Entretanto, uma diminuição da magnitude da tensão durante o aumento da carga foi descoberta, e sugestões no controle de tensão foram propostas. O autor afirma que apesar da necessidade de melhorias serem implementadas, o estudo inicial mostra que há viabilidade técnica da operação de um sistema híbrido eólico-armazenamento autônomo para esse tipo de aplicação.

Sahu, Panda and Yadav (2018) também analisaram o desempenho de um sistema híbrido autônomo composto por uma turbina eólica, um sistema de armazenamento e uma carga trifásica não especificada. O sistema foi modelado em Matlab/Simulink considerando uma turbina eólica com PMSG, e foi testado para diferentes cenários de variação de vento, sendo 1) degrau, 2) escada e 3) variação aleatória. Além disso, houve variação no tipo da carga, alterando-a de totalmente resistiva, para resistiva e indutiva e não linear, visando verificar a atuação dos controles também para esse tipo de perturbação. Para complementar as análises, a estratégia de controle proposta também foi testada em cenários de variações bruscas na carga em relação à demanda de potência. O sistema de armazenamento de baterias neste estudo é utilizado para armazenar o excesso de energia da geração eólica e também para alimentar a carga quando há rápidas variações de cenário.

Os resultados indicam que o sistema funciona efetivamente para todos os casos de variação de vento e carga analisados. Em uma transição de carga resistiva para uma carga resistiva e indutiva, o sistema mantém constante a tensão no *link* CC apesar oscilações iniciais serem identificadas. Em uma transição para uma carga não linear, o sistema também é capaz de manter a tensão em seu valor de referência, mas se observa a presença de harmônicos no sinal. Nos cenários de variação da demanda da carga, inicialmente esta foi reduzida de 100% para 50% de sua capacidade, e, posteriormente, voltou-se a condição inicial. Os resultados mostram que os controles são capazes de manter a tensão e frequência constantes mesmo após grandes desbalanços de potência. Os autores concluem que o controle proposto foi validado para uma grande variedade de cenários e se mostra adequado, indicando a viabilidade de uma operação segura em sistemas autônomos.

Asensio et al. (2018) também analisou o desempenho de um sistema eólico autônomo composto por uma turbina eólica que alimenta uma carga fixa isolada não especificada. O sistema também foi modelado em Matlab/Simulink e os controles divididos em controle da turbina, controle do conversor do lado do gerador (do inglês *Generator Side Converter* (GSC)) e controle do conversor do lado da linha (do inglês *Line Side Converter* (LSC)). O objetivo a ser atingido é manter a tensão e a frequência constantes nos terminais do gerador independente da variação do vento, ao mesmo tempo que se atende a demanda de potência ativa e reativa da carga.

O sistema foi testado para cenários de variação de vento e carga, em *software* e em uma bancada de experimentos em tempo real, onde a turbina eólica foi simulada por meio de um esquema *hardware-in-the-loop*. Para as simulações na bancada, a carga não pode ser considerada como fixa e um resistor e uma reatância foram utilizados. Os resultados obtidos em bancada correspondem aos obtidos em simulação e mostram que o controle proposto possibilita o balanço entre a geração e a carga através do ângulo *pitch*, e, portanto, não são necessários sistemas adicionais para auxiliar na operação. Os autores concluem que o sistema proposto demonstra a viabilidade da operação de sistemas autônomos quando operados por controles robustos, indicando que é possível manter a tensão e frequência do sistema constantes apesar das diversas variações de vento e carga simuladas.

Diversos outros trabalhos, considerando diferentes estratégias de controle, configurações e tipos de cargas estão presentes na literatura, e continuam a indicar a viabilidade técnica da operação no que diz respeito ao controle de frequência e tensão de sistemas isolados (SINGH; KASAL, 2008; LACHGUER; LAMCHICH, 2011; NOROOZI; FARHANGI, 2014; BAJESTAN; MADADI; SHAMSINEJAD, 2019). Apesar de este trabalho analisar apenas o desempenho energético da operação de um sistema híbrido eólico-armazenamento autônomo quando alimentando um sistema de injeção de água, é importante identificar a viabilidade da operação do ponto de vista dinâmico.

No geral, os desafios encontrados nos trabalhos disponíveis são considerados gerenciáveis, e diversas são as soluções propostas quando resultados indicam certa dificuldade na operação. Adicionalmente, quando sistemas isolados, autônomos ou não, estão acoplados a sistemas de armazenamento e alimentam cargas variáveis, a operação é facilitada, uma vez que há uma maior flexibilidade na operação e os desbalanços potência são mais facilmente gerenciados. O próximo capítulo apresenta mais detalhes sobre sistemas de armazenamento de baterias e apresenta a modelagem do problema de otimização, bem como todas as considerações e parâmetros utilizados na modelagem.

---

## Despacho do sistema de baterias

A escolha por um sistema de armazenamento a baterias para o sistema híbrido é justificada neste capítulo. Além disso, a modelagem do problema de otimização, e as regras para a operação sem armazenamento e despacho simplificado são apresentadas. Todas as considerações sobre o problema, bem como os parâmetros adotados em relação às turbinas eólicas, eficiências de equipamentos e limites operativos são também apresentados. Adicionalmente a isso, este capítulo apresenta e justifica o desenvolvimento de uma série semissintética de ventos, que será utilizada como dado de entrada na otimização para a obtenção dos resultados a serem apresentados no próximo capítulo.

### 4.1 Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) a baterias

Energias renováveis são consideradas as soluções mais efetivas e eficientes para a descarbonização planeta, mas, apesar de suas vantagens, sua dependência ao clima local e as condições climáticas adicionam desafios à operação, principalmente no que diz respeito a estabilidade dos sistemas. Em relação a sistemas isolados, devido à ausência de uma rede principal de apoio, além de problemas de estabilidade acentuados, há também problemas relacionados a continuidade da operação (YANG et al., 2018).

Em um cenário de transição para sistemas com maiores penetrações de energias renováveis, bem como maiores aplicações de sistemas isolados, buscar soluções para introduzir estabilidade e garantir que haja potência suficiente para atender a carga, é essencial. Neste cenário, uma solução promissora são os SAE. Esses sistemas são utilizados para garantir um balanço consistente entre a geração e a carga, permitindo armazenar energia em momentos de excesso para compensação em momentos de deficit ou geração nula (ZHANG et al., 2021; STAFF, 2022). Adicionalmente, esses sistemas assumem outras funções, como aumento na qualidade da energia e da confiabilidade dos sistemas, suporte de tensão e regulação de frequência, além de possibilitar uma maior penetração de energias renováveis

nos sistemas tradicionais (FAISAL et al., 2018).

Diversas são as tecnologias disponíveis para armazenamento de energia, mas, de maneira geral, os sistemas de armazenamento a baterias são predominantemente utilizados, sendo a forma de armazenamento de energia mais comum e disponível em todo o mundo. Essa tecnologia é classificada como armazenamento químico e consiste em múltiplas células, conectadas em paralelo ou em série, para se atingir uma tensão e capacidade determinada (OLABI et al., 2021). As células são constituídas por três componentes básicos: um cátodo, um ânodo e um eletrólito. A energia obtida pela reação química, que envolve a transferência de elétrons entre o cátodo e o ânodo, é percebida pelos circuitos externos como energia elétrica (OSADA et al., 2001; OLABI et al., 2021).

Existem diversos tipos de baterias disponíveis, mas as de lítio são as mais populares. Dentro dessa categoria, existem as baterias de lítio-íon, incluindo óxido de lítio-cobalto ( $LiCoO_2$ ), fosfato de ferro-lítio ( $LiFePO_4$ ), baterias de óxido de manganês de íon-lítio ( $Li_2MnO_4$ ,  $Li_2MnO_3$ ,  $LMO$ ) e óxido de cobalto-níquel-lítio-manganês ( $LiNiMnCoO_2$ ) (HANNAN et al., 2021). Apesar da variedade, todas as baterias que utilizam lítio são conhecidas por sua alta densidade energética e baixo percentual de autodescarga, além de serem leves, flexíveis e com baixa taxa de manutenção quando comparadas as demais tecnologias. Entretanto, essas baterias precisam de monitoramento de temperatura, e dependendo do local de instalação, sistemas de refrigeração (MCILWAINNE et al., 2021).

Com base nessas características, e levando em consideração o tipo de aplicação, que neste trabalho envolve a alimentação de uma carga *offshore*, um sistema de armazenamento de energia a baterias se mostrou a tecnologia mais apropriada. A restrição de peso e espaço na estrutura flutuante da turbina eólica *offshore* onde o sistema deverá ser instalado, bem como a necessidade de uma resposta rápida em cenários de perturbações, fizeram com que essa tecnologia se destacasse. Entretanto, há uma preocupação em relação ao número de ciclos do sistema de armazenamento, uma vez que sua função será auxiliar efetivamente uma fonte intermitente de energia. Dessa forma, esse parâmetro será analisado neste trabalho.

## 4.2 Considerações sobre o problema

Para a alimentação do sistema de injeção de água, duas turbinas eólicas estão sendo analisadas, uma com potência nominal de 10 MW da DTU, e uma com potência de 15 MW do NREL. Além disso, para auxiliar na alimentação do sistema de injeção, um SAE a bateria está sendo considerado, e seu objetivo é minimizar a intermitência eólica e permitir uma operação mais constante do sistema.

O problema de otimização elaborado, cujo objetivo é otimizar o despacho do sistema de armazenamento, será aplicado, inicialmente, a duas abordagens, sendo: 1) maximização da injeção de água sem limitar ciclos da bateria e número de paradas do sistema de injeção,

2) minimizar número de paradas do sistema de injeção, restringindo o número de ciclos da bateria a no máximo 1.200 por ano. Independente da abordagem, para a viabilidade da operação, deseja-se um máximo de 100 paradas por ano e um volume médio diário de injeção de 6.000 m<sup>3</sup>, permitindo certa flexibilidade neste último valor.

Para a segunda abordagem, a limitação do número de ciclos das baterias visa aumentar a vida útil do SAE. Neste cenário, o volume injetado de água será apenas uma consequência e será comparado com a primeira abordagem, visando identificar o quanto se deixa de injetar de água no poço de exploração, e se esse montante é significativo. Além disso, os resultados obtidos para ambas as abordagens serão comparados a um cenário base sem armazenamento, para indicar se há a real necessidade de um SAE e quais seus impactos na operação.

Adicionalmente, para o cenário de minimizar as paradas do sistema, as perdas por disponibilidade da turbina serão consideradas e os resultados obtidos serão comparados aos resultados que não consideram essas perdas. Essa disponibilidade foi inserida temporalmente na série de ventos, sendo o vento definido como zero em momentos onde uma falha estaria ocorrendo. Como o trabalho desenvolvido nessa dissertação faz parte de um projeto de pesquisa maior, a definição da probabilidade de falhas bem como a aplicação dessas falhas na série de ventos foi desenvolvida pela equipe de matemática e estatística do grupo. Para os cenários com disponibilidade, cinco simulações foram realizadas, e a média dos resultados obtidos serão apresentados. Essas cinco simulações são necessárias para que se obtenha um resultado que possa ser considerado estatisticamente confiável.

Além dos resultados obtidos via otimização, a possibilidade da operação e o dimensionamento do sistema de armazenamento para esse tipo de aplicação por meio de um despacho simples também é analisada. Como a estratégia de minimização de paradas prioriza a entrega da potência mínima à bomba, um despacho utilizando regras simples priorizando sempre fornecer também o mínimo para a operação do sistema e o carregamento da bateria sempre que possível foi formulado. Para esse despacho, resultados com e sem perdas de disponibilidade também foram analisados.

Para todos os cenários considerados, uma análise de sensibilidade é realizada, onde a capacidade do sistema de armazenamento e a potência do conversor do sistema estão pré-definidas, e dez (10) conjuntos serão estudados. As análises foram realizadas considerando uma série semissintética de vento de 10 anos e uma discretização de minuto. Essa série semissintética foi elaborada utilizando séries de medições reais de vento, que incluem uma série de seis meses com discretização de 5s e uma série de 10 anos com discretização horária.

As séries com dados reais foram utilizadas para realizar a análise do impacto da discretização do vento nos resultados obtidos. A necessidade da elaboração da série semissintética surgiu, pois se observou que em uma discretização horária perde-se muita informação em relação ao número de ciclos da bateria e ao número de paradas da bomba. Além disso,

uma série temporal de apenas seis meses resulta em um período muito pequeno de análise que não apresenta a sazonalidade entre as estações do ano e entre anos distintos. Maiores detalhes sobre a elaboração da série semissintética serão apresentados na seção 4.5 deste capítulo.

### 4.3 Modelagem do problema de otimização

Como informado, o problema de otimização tem como finalidade determinar o despacho ótimo do sistema de armazenamento, ao mesmo tempo que respeita as restrições operativas e atinge o objetivo determinado pela função objetivo. Duas funções objetivo foram analisadas: 1) maximização da injeção de água; 2) minimização do número de paradas do sistema. A otimização ocorre para uma dada série de ventos, modelo de turbina, capacidade de armazenamento ( $E_s$ ) e potência nominal do conversor do sistema de armazenamento ( $P_{conv}$ ).

Em relação à primeira abordagem, onde o objetivo é maximizar a injeção de água, temos como função objetivo a Equação (2) apresentada abaixo.

$$\text{Maximizar} \left( \sum_0^N \text{inj}_k \times dt \right) \quad (2)$$

A otimização ocorre em um horizonte de tempo discretizado ( $0 < k \leq N$ ), e a discretização do intervalo ( $dt$ ) é determinada pela série de ventos. O índice  $k$  representa cada instante de tempo da otimização. O volume injetado de água é uma equação que relacionada a potência elétrica fornecida à bomba com o volume injetado de água. Essa equação é utilizada no pós-processamento para determinar o volume de água injetado da segunda abordagem. O cálculo não é realizado dentro da otimização, pois aumentaria a complexidade do problema e o tempo de processamento, sendo que o mesmo resultado é obtido no pós-processamento. Para a segunda abordagem, cujo objetivo é minimizar o número de paradas, a função objetivo é a apresentada abaixo.

$$\text{Minimizar} \left( \sum_0^{N-1} \left( B_{nump}^k - B_{nump}^{k+1} \right)^2 \right) \quad (3)$$

A variável  $B_{nump}$  é uma variável binária que surge de uma restrição criada para contabilizar a quantidade de vezes que o sistema de injeção não atingiu a potência mínima necessária e foi desligado. Dessa forma, a variável assume o valor de 1 (um) quando o sistema está desligado, e 0 (zero) caso contrário. Portanto, ao minimizar o somatório do absoluto da variável no instante  $k$  e  $k+1$ , é possível minimizar o número de paradas do sistema considerando as transições de ligado/desligado ou vice e versa. As equações a seguir apresentam as restrições que originam a variável da função objetivo.

$$(P_{bomba,min} - P_{bomba}^k) - M \times B_{nump}^k \leq 0 \quad (4)$$



$$(P_{bomba}^k - P_{bomba,min}) - M \times (1 - B_{num}^k) \leq 0 \quad (5)$$

A constante  $M$  é um valor utilizado para garantir que a restrição seja respeitada, e pode ser um valor qualquer, desde que seja elevado. Nessas equações, basicamente há uma verificação se a potência entregue à bomba no instante  $k$ , é maior ou menor que sua potência mínima de operação, e dependendo do resultado, a variável binária será forçada a ser zero ou um. É importante ressaltar que, para a primeira função objetivo, as duas equações acima também são aplicadas, uma vez que o número de paradas do sistema é importante independente do cenário analisado.

Nessa segunda abordagem, como informado anteriormente, deverá existir uma restrição limitando o número de ciclos do sistema de armazenamento. Essa restrição surge de uma definição simplificada que determina que o número de ciclos ( $N_c$ ) é o resultado da razão entre toda energia que passa pela bateria e sua capacidade útil (PERALTA et al., 2019). A energia total trocada com a bateria é a potência de carga ( $P_c^k$ ) integrada ao longo do tempo, e a capacidade útil de energia é a capacidade de armazenamento ( $E_s$ ) descontando seu limite máximo ( $\alpha$ ) e mínimo ( $\gamma$ ) de carga e descarga. A Equação (6) apresenta essa restrição, onde basicamente se limita a potência de carga, fazendo com que se respeite um número de ciclos ( $N_c$ ) determinado para o período de análise.

$$\sum_0^N P_c^k \times dt \leq N_c \times (\alpha \times E_s - \gamma \times E_s) \quad (6)$$

Além das funções objetivos e de uma eventual restrição específica de cada tipo de abordagem, há restrições gerais que se aplicam a ambos os casos. Em relação a ( $P_{bomba}^k$ ), essa variável que representa a potência elétrica entregue à bomba é definida como uma relação entre a potência eólica ( $P_{eol}^k$ ), a potência de carga ( $P_c^k$ ) e descarga ( $P_d^k$ ) da bateria e a potência de *curtailment* ( $P_{curt}^k$ ). Além disso, a potência da bomba é limitada superiormente pela sua potência nominal.

$$P_{bomba}^k = P_{eol}^k + P_d^k - P_c^k - P_{curt}^k \quad (7)$$

$$0 \leq P_{bomba}^k \leq P_{bomba,nom} \quad (8)$$

O cálculo da potência eólica considera a velocidade de partida (do inglês *cut-in speed*) a velocidade de corte (do inglês *cut-out speed*) do aerogerador. Quando a velocidade do vento está abaixo da mínima para a operação ou acima da máxima, a potência é definida como zero. Nos momentos em que a velocidade de vento está entre a velocidade nominal e de corte, a velocidade utilizada é a nominal. O modelo também considera o  $C_p$  da máquina, e uma eficiência de conversão de potência mecânica para elétrica através do gerador elétrico ( $n_{con}$ ) (COPP et al., 2022).

$$P_{eol}^k = \begin{cases} \frac{1}{2}\rho Av_k^3 c_p n_{con} & \text{se } v_{cut-in} \leq v_k \leq v_{nom} \\ \frac{1}{2}\rho Av_{nom}^3 c_p n_{con} & \text{se } v_{nom} < v_k \leq v_{cut-out} \\ 0 & \text{se } v_k > v_{cut-out} \text{ e } v_k < v_{cut-in} \end{cases} \quad (9)$$

Em relação à potência de carga e descarga do sistema de armazenamento, esses valores são limitados a potência nominal do conversor. Está sendo considerada uma taxa máxima de descarga de 1C, representando que a potência do conversor corresponde a capacidade de armazenamento do sistema. Essa condição pode ser alterada definindo uma potência do conversor maior ou menor que a capacidade de armazenamento.

$$0 \leq P_c^k \leq P_{conv} \quad (10)$$

$$0 \leq P_d^k \leq P_{conv} \quad (11)$$

Ainda em relação à potência de carga e descarga, por estarem sendo consideradas como variáveis de otimização separadas, há restrições adicionais para que estas não ocorram simultaneamente. A constante  $M$  é um valor elevado qualquer, que garante que a restrição não seja violada, enquanto as variáveis  $B_c$  e  $B_d$  são binárias.

$$P_c^k \leq M \times B_c \quad (12)$$

$$P_d^k \leq M \times B_d \quad (13)$$

$$B_c + B_d \leq 1 \quad (14)$$

A potência de *curtailment* é determinada como a potência excedente após subtrair da potência eólica a potência da bomba e a potência de carga da bateria. Nessa variável, também é considerada a potência de descarga da bateria, uma vez que existe a possibilidade de uma descarga estratégica da otimização para dissipação.

$$0 \leq P_{curt}^k \leq (P_{eol}^k - P_{bomba,nom} - P_c^k) + P_d^k \quad (15)$$

Em relação à dinâmica do sistema de armazenamento, a Equação (16) representa o fluxo linear de energia considerado, que representa o Estado de Energia (do inglês *State of Energy* (SoE)) da bateria. O modelo considera a eficiência autodescarga (do inglês *self-discharge efficiency*) da bateria ( $n_s$ ) e a eficiência total do sistema de armazenamento (do inglês *round-trip efficiency*) definida como  $n_{Es}$ . Partindo de um estado de energia inicial  $s_0$ , o modelo determina o estado de energia do instante seguinte (COPP et al., 2022).

$$s_{k+1} = n_s \times s_k + n_{E_s} \times (P_c^k - P_d^k) \times dt \quad (16)$$

Além disso, é estabelecido um estado de energia máximo e mínimo para cada iteração, visando limitar a profundidade de carga e descarga da bateria. Esses limites são frações da capacidade de armazenamento total do sistema  $E_s$ , e são os mesmos valores aplicados na Equação (6), representando a energia útil do sistema de armazenamento. Adicionalmente, há uma restrição que define que o estado de energia final da bateria deverá ser igual o inicial ao término da otimização.

$$\gamma \times E_s \leq s_k \leq \alpha \times E_s \quad (17)$$

$$s_N = s_0 \quad (18)$$

Para o cenário onde a otimização considera as perdas de disponibilidade da turbina, o sistema de armazenamento não deverá operar quando a turbina está em um período de falha. A informação se a turbina está sem geração por falha (1) ou não (0) é um dado de entrada na otimização, e uma nova restrição foi adicionada, definindo que a potência de descarga da bateria seja zero em momentos que a variável disponibilidade da turbina seja um.

O problema de otimização foi desenvolvido em *Python*, utilizando a biblioteca *Pyomo*. Para encontrar a solução da otimização, está sendo utilizado o *solver* Gurobi (GUROBI, 2022). A otimização elaborada neste trabalho se enquadra como quadrática inteira mista (do inglês *Mixed-Integer Quadratically programming* (MIQP)). O problema é quadrático, pois as funções-objetivo utilizadas, para ambas as abordagens, são equações de segundo grau, e misto inteiro, pois possui variáveis binárias.

Por ser um problema de grande dimensão, onde qualquer nova restrição ou variável no problema adiciona um elevado número de dados e demanda uma grande quantidade de memória RAM (do inglês *Random Access Memory* (RAM)) o problema teve que ser solucionado por partes. O período da otimização utilizado é mensal, devido à impossibilidade de uma solução trimestral, semestral ou anual por limitação de processamento. Os parâmetros utilizados, quando aplicável, foram ajustados para uma escala mensal, como a quantidade de ciclos máxima definida para um ano. É importante ressaltar que a restrição que define que o estado de energia da bateria final deve ser igual ao inicial garante que não há qualquer desalinhamento de informação entre o final de um mês e o início de outro.

Além disso, inicialmente, a equação que relaciona a potência elétrica da bomba com o volume injetado de água, utilizada como função objetivo na estratégia de maximizar a injeção, e no pós-processamento quando o objetivo é minimizar as paradas do sistema, era um polinômio de quarto grau obtido por meio de um *fitting* utilizando dados fornecidos

pela Petrobras. Nessa condição, a otimização se tornava não-linear e o *solver* gratuito para problemas não-lineares *Ipopt* estava sendo utilizado. De modo a melhorar significativamente o tempo de processamento do problema e reduzir sua complexidade, um *fitting* quadrático foi adotado, e o *solver* Gurobi passou a ser utilizado.

A solução da otimização via *solver* Gurobi inclui uma fase de pré-solução, que possui o objetivo de reduzir a formulação e o tamanho do problema, além de uma fase onde há um relaxamento das restrições. Essa fase de relaxamento serve como *input* para o algoritmo de abordagem de ramificação e limite (do inglês *branching-and-bound*). Esse algoritmo usa uma estratégia de busca em árvore para enumerar todas as soluções possíveis para um determinado problema, aplicando regras de poda para eliminar regiões do espaço de busca que não levam a uma solução melhorada. Nesse cenário, os limites a serem adicionados na região onde há a solução ótima são produzidos através da resolução do problema relaxado, onde as restrições inteiras estão relaxados. Assim, as decisões de ramificação são impostas adicionando restrições adicionais ao problema para reduzir a região viável sem remover nenhuma solução integral ótima (GUROBI., 2023).

## 4.4 Cenário base

Os resultados obtidos para as duas abordagens detalhadas na seção anterior serão comparados com os resultados obtidos por meio de um cenário base. Neste cenário, não há um sistema de armazenamento que forneça flexibilidade de operação ao sistema, e então, o sistema de injeção de água é alimentado apenas pela turbina eólica e segue totalmente o regime de ventos do local de instalação.

Para essa análise, nenhuma otimização é necessária e uma regra básica para a alocação da potência eólica foi aplicada. A Equação (19) detalha essa regra, onde basicamente toda a potência eólica é destinada à bomba de injeção, e quando há excedente, a diferença entre a potência nominal da bomba e a potência eólica é convertida em *curtailment*.

$$\begin{cases} \text{Se } P_{eol}^k > P_{bomba,nom}^k & P_{bomba}^k = P_{bomba,nom} & \text{e } P_{curt}^k = P_{eol}^k - P_{bomba,nom}^k \\ \text{Senão} & P_{bomba}^k = P_{eol}^k & \text{e } P_{curt}^k = 0 \end{cases} \quad (19)$$

Os momentos em que a potência entregue à bomba for menor que a potência mínima de operação, serão contabilizados como paradas do sistema de injeção. Os resultados dessa análise, que incluem volume injetado de água, número de paradas do sistema e *curtailment*, serão comparados aos resultados obtidos nas demais abordagens, visando identificar o impacto e validar, ou não, a necessidade de um sistema de armazenamento para esse tipo de operação.

## 4.5 Despacho simplificado

Para complementar os resultados obtidos através da otimização e do cenário base, um despacho simplificado foi elaborado. Esse despacho tem por objetivo, sempre que possível, fornecer o mínimo de potência para a operação da bomba, visando minimizar o número de paradas do sistema. O objetivo dessa análise complementar é verificar se a operação e o dimensionamento do sistema de armazenamento pode ser realizada por meio de um método simplificado, em substituição a uma otimização. O despacho simples é constituído de diversas condições, e por esse motivo, sua estrutura completa encontra-se no Apêndice A e a Figura 8 apresenta o diagrama das condições a serem analisadas.

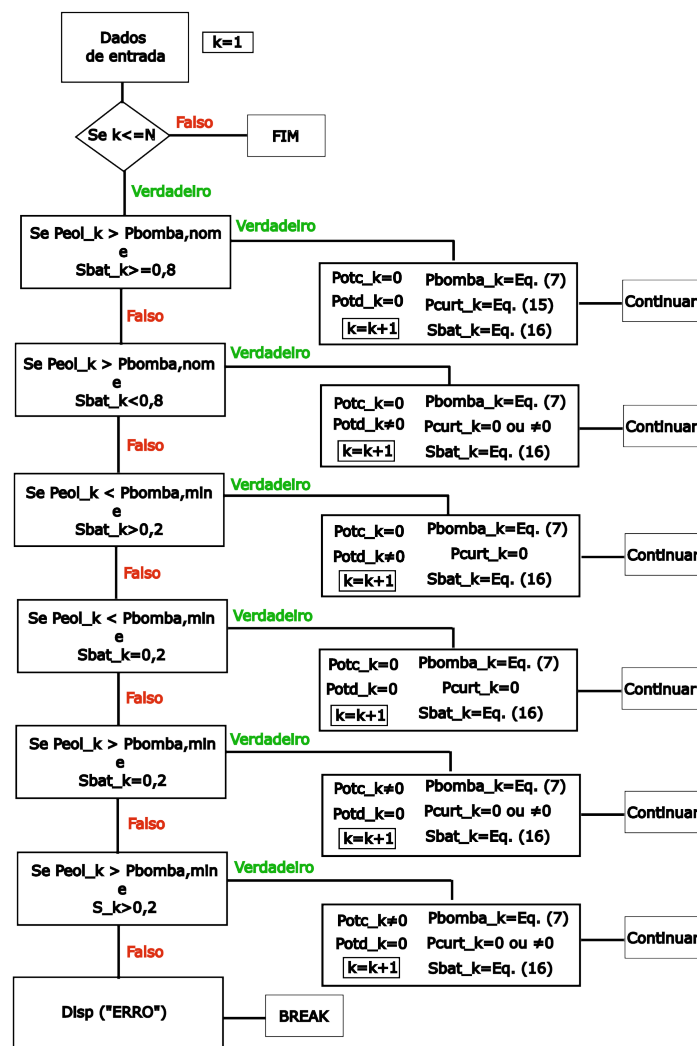


Figura 8 – Diagrama despacho simplificado.

De maneira geral, as condições estabelecidas verificam se a potência eólica é maior ou menor que a potência da bomba, em relação à potência nominal ou mínima, de operação. Se a potência eólica for acima da nominal e a bateria estiver carregada ao limite máximo permitido, não há carga nem atuação do sistema de armazenamento. Por outro lado,

se a bateria não estiver totalmente carregada, o carregamento deverá ocorrer. Quando a potência eólica for menor que a mínima e a bateria tiver energia suficiente disponível, haverá descarga para complementar o mínimo, caso contrário, não haverá atuação do sistema de armazenamento e haverá *curtailment*.

Quando pertinente, há verificações se a carga e descarga da bateria respeitam o limite máximo do conversor. Além disso, o limite de operação máximo e mínimo do sistema de armazenamento também deve ser respeitado e é verificado nos momentos em que o sistema de armazenamento atua. A potência da bomba e o *curtailment* são calculados ou ajustados para sempre considerar os valores finais das variáveis consideradas em seu cálculo, que seguem as Equações (7) e (15), respectivamente.

A análise do despacho simplificado também foi realizada considerando as perdas de disponibilidade da turbina eólica, e neste cenário, as condições já existentes foram complementadas com uma análise se no instante  $k$  a turbina apresenta uma falha (1) ou não (0). Se não há falha, a operação segue normalmente respeitando as condições definidas para o cenário sem falhas. Para os cenários em que há falha, é definido que o sistema de armazenamento não irá atuar e os valores para carga e descarga são definidos como zero independente do estado de carga da bateria.

## 4.6 Série semissintética de ventos

A necessidade da criação de uma série semissintética de ventos surgiu após a análise de resultados iniciais obtidos para a turbina de 10 MW, utilizando os dados das medições reais existentes, que consistem em uma série de ventos de seis meses, com discretização de 5s e uma série de ventos de 10 anos de discretização horária. Nessa análise inicial, foi considerada para a otimização a abordagem de maximizar a injeção de água, considerando uma discretização de um minuto.

A discretização por minuto foi escolhida porque as variações do vento não impactam a turbina eólica instantaneamente, e acredita-se que um intervalo um pouco maior seja mais coerente. Os resultados indicaram que a discretização não impacta de maneira significativa o volume injetado, a energia gerada e o *curtailment*. Porém, em relação ao número de ciclos da bateria e número de paradas do sistema, os valores obtidos na otimização por minuto são até 3,5 vezes maiores que os obtidos na discretização horária.

A elaboração da série semissintética é uma combinação entre a série de seis meses e a de 10 anos, e o objetivo dessa combinação foi utilizar a boa discretização da série de seis meses e a sazonalidade mensal e anual da série de 10 anos. Apesar de não ser o ideal, devido à ausência de dados de medição adicionais, a série de seis meses foi replicada para se transformar em uma série de um ano, que então será ajustada utilizando fatores de escala mensais, calculados através da razão entre as médias mensais da série de 10 anos e as médias mensais da série de um ano. Como resultado, obtém-se, então, uma série de

10 anos com intervalos de 5s.

A série de seis meses é composta de medições de vento de fevereiro a agosto de 2019, sendo fevereiro e agosto meses com medições incompletas. Devido à grande quantidade de dados faltantes em fevereiro (que consistia em aproximadamente três dias de dados), a medição desse mês foi desconsiderada. Para os demais meses, eventuais dados faltantes foram substituídos pela média dos dados de vento existentes para aquele mês. A Tabela 1 apresenta a alocação dos dados de ventos para a construção da série de um ano.

Tabela 1 – Alocação de dados para criação da série de um ano de dados de vento.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>Dados</b>												
<b>Alocados</b>	Mar	Mar	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Ago	Jul	Jun	Mar

Para eventuais divergências de quantidades de dias, como fevereiro que possui 28 dias enquanto março possui 31, foi apenas reduzida a quantidade de dados alocada. Maneiras adicionais de geração de séries sintéticas de ventos foram analisadas, incluindo a utilização de funções probabilísticas, *Markov Chain* e *Nested Markov Chain*. Entretanto, os erros obtidos eram elevados, impossibilitando a validação das séries criadas. Apesar de a série semissintética elaborada neste trabalho necessitar de um aprimoramento utilizando novos dados de medição de vento, esta serve como uma base inicial coerente para se obter os resultados iniciais para a avaliação da operação do sistema de injeção e se mostrou a consideração mais adequada devido à complexidade envolvida na elaboração de séries de ventos.

## 4.7 Parâmetros modelagem

A Tabela 2 apresenta os parâmetros das turbinas de 10 e 15 MW utilizados para o cálculo da potência eólica. Os valores de ( $C_p$ ) das máquinas, assim como as demais informações apresentadas na tabela, podem ser encontradas nos relatórios técnicos de descrição dos equipamentos elaborados pela DTU e NREL (DTU, 2013; NREL, 2020).

Tabela 2 – Parâmetros Turbinas 10 MW DTU e 15 MW NREL.

Parâmetros	Modelo Turbina Eólica	
	DTU 10 MW	NREL 15 MW
Diâmetro do rotor [m]	178,3	240
Altura da torre [m]	119	150
Velocidade cut-in [m/s]	4	3
Velocidade nominal [m/s]	11,4	10,59
Velocidade cut-out [m/s]	25	25

A Figura 9, apresenta a curva que relaciona a potência elétrica fornecida à bomba com o volume injetado de água no poço, sendo o *fitting* realizado utilizando dados do

sistema fornecidos pela Petrobras. Como informado anteriormente, apesar de polinômios de maior grau apresentarem resultados com menor erro absoluto, a diferença não foi significativa e uma aproximação por polinômio de segundo grau transforma a otimização em um problema quadrático de menor complexidade. A eficiência elétrica do motor de acionamento da bomba foi mantida constante em 90% enquanto a eficiência hidráulica também considerada variou entre 61 e 65%. Por motivos de confidencialidade, a equação utilizada não poderá ser explicitamente apresentada neste trabalho.

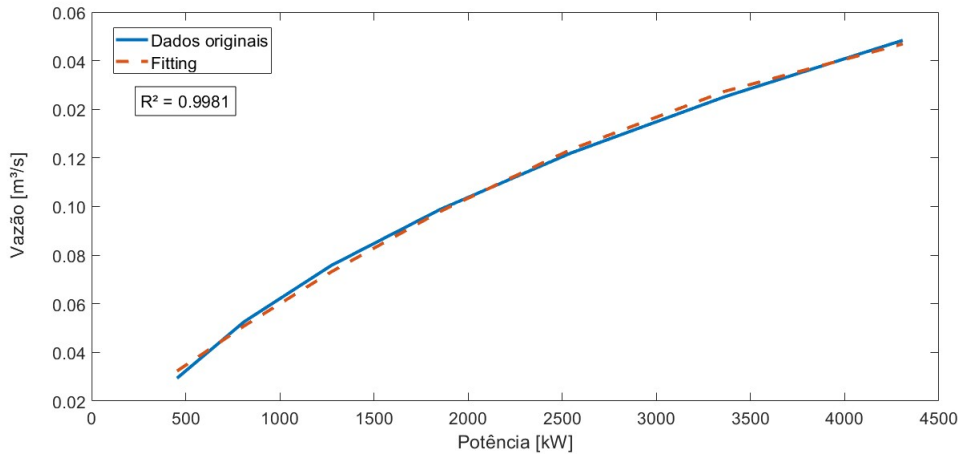


Figura 9 – Curva de potência elétrica versus fluxo de água bomba injetora.

A Tabela 3 apresenta todos os parâmetros considerados na otimização, incluindo potência nominal ( $P_{bomba,nom}$ ) e mínima da bomba ( $P_{bomba,min}$ ), conjuntos  $E_s$  e  $P_{conv}$  analisados, frações de profundidade de carga ( $\alpha$ ) e descarga ( $\gamma$ ), número de ciclos ( $N_c$ ) e de paradas ( $N_{paradas}$ ), eficiências, estado de energia inicial ( $s_0$ ) e  $dt$  considerado. Este último parâmetro é apresentado na tabela em horas ou segundos, pois para a Equação (17), que representa a dinâmica da bateria, bem como na Equação (6) que diz respeito ao número de ciclos, o  $dt$  deve ser em horas para resultar energia em Megawatt-hora (MWh). Para a equação da bomba, o  $dt$  deve ser em segundos visto que a equação representa uma vazão é  $m^3/s$ . A escolha das frações de profundidade de carga e descarga foram selecionadas também como uma estratégia para aumentar a vida útil das baterias, conforme recomendado por Xu et al. (2018).

Tabela 3 – Parâmetros da modelagem problema de otimização.

Parâmetros	Valores	Unidade	Parâmetros	Valores	Unidade
$P_{pump,min}$	0.454	[MW]	$\gamma$	20	[%]
$P_{pump,nom}$	4.308	[MW]	$n_{con}$	91.64	[%]
$P_{conv}$	1 to 10 (1 steps)	[MW]	$n_{E_s}$	85	[%]
$E_s$	1 to 10 (1 steps)	[MW]	$n_s$	100	[%]
$N_c$	1200	[per year]	$s_0$	$0.5 \times E_s$	[MWh]
$N_{bomba}$	100	[per year]	$dt$	0.01667/60	[h or s]
$\alpha$	90	[%]	-	-	-



Os resultados obtidos utilizando a modelagem apresentada e os valores de parâmetros definidos nesta seção são apresentados na seção a seguir.



## Resultados

Os resultados apresentados neste capítulo foram obtidos através da aplicação da série semissintética de ventos nas modelagens apresentadas no capítulo anterior. Todas as seções apresentam os resultados obtidos para as duas turbinas analisadas em relação ao número de paradas do sistema de injeção, volume injetado de água, *curtailment*, e ciclos do SAE a baterias. Discussões sobre os resultados, buscando esclarecer os motivos para alguns comportamentos ocorrem durante todo o decorrer do capítulo, bem como comparações entre as diferentes abordagens.

### 5.1 Resultados cenário base: operação sem SAE

Em relação à operação do sistema de injeção de água para o cenário base, onde não há a presença de um SAE, a Figura 10 apresenta, para a turbina de 10 MW da DTU, a variação de potências e do estado da bomba para um dia de operação.

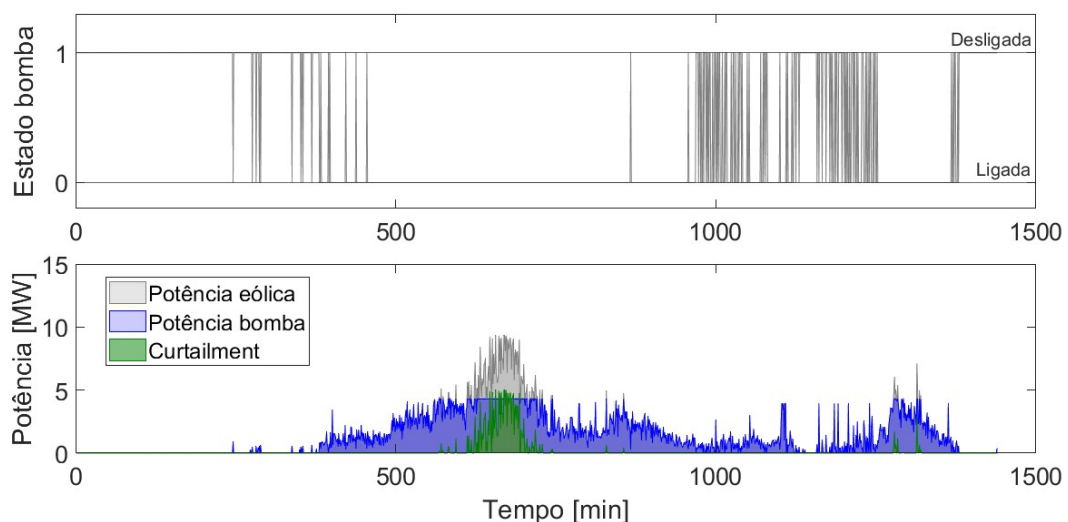


Figura 10 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 10 MW (operação sem SAE).

É possível observar que a potência da bomba segue a potência eólica até a sua potência nominal. Quando há uma geração acima de sua potência nominal, há *curtailment* para evitar a geração excedente. Em relação às transições da bomba de ligado (0) para desligado (1), verifica-se que em diversos momentos há muitas paradas em um curto período, condição que não é recomendável para nenhum tipo de operação.

As mesmas análises foram realizadas para a operação sem SAE com a turbina de 15 MW do NREL. A Figura 11 apresenta, para o mesmo período da turbina de 10 MW, as variações de potência para um dia operação. Como esperado, há uma maior geração de energia, e, também, geração em momentos adicionais. Particularmente em relação a este segundo aspecto, isso acontece devido a uma velocidade menor de partida para essa turbina. Em relação ao número de paradas do sistema, há uma leve melhora nos valores identificados, mas ainda, diversas são as paradas em um curto período.

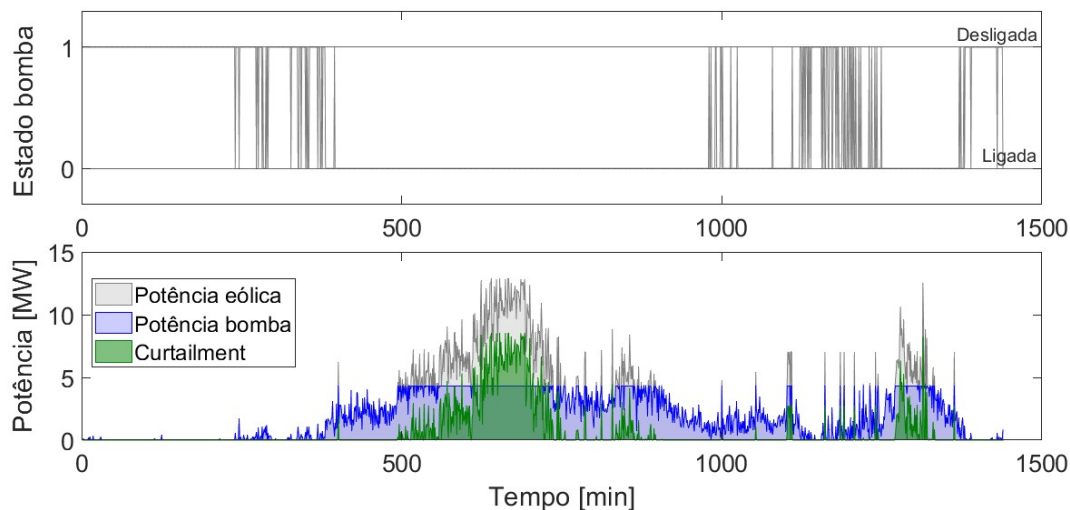


Figura 11 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 15 MW (operação sem SAE).

A Tabela 4 apresenta, para ambas as turbinas, os valores totais de paradas identificados para o período de 10 anos analisado, indicando, também, o tempo total de inatividade do sistema de injeção. A média de paradas por ano é de 10.474 para a turbina de 10 MW e 8.095 para a turbina de 15 MW. Apesar de se verificar uma melhora nesse parâmetro com o aumento da potência nominal da turbina, ambos os valores são substancialmente maiores que o desejado e recomendável para um ano de operação de um sistema de injeção de água. Em relação ao tempo de inatividade, para a turbina de 10 MW, esse parâmetro atinge o valor médio de 13,31% para a turbina de 10 MW e 9,53% para a turbina de 15 MW.

Tabela 4 – Total de paradas e tempo de inatividade sistema de injeção: turbina 10 MW e 15 MW (operação sem SAE).

ANO	Turbina 10 MW		Turbina 15 MW	
	Total paradas	Tempo inatividade [dias]	Total paradas	Tempo inatividade [dias]
2007	9.834	45	7.696	33
2008	11.272	54	8.532	39
2009	12.081	58	8.944	41
2010	10.346	47	7.829	34
2011	9.521	43	7.540	31
2012	11.218	50	8.580	35
2013	10.980	51	8.382	37
2014	9.414	44	7.705	32
2015	9.750	44	7.718	32
2016	10.319	49	8.019	35
Total	104.735	486	80.945	348

A Figura 12 apresenta os resultados obtidos em relação ao volume diário de água injetada com seu respectivo desvio padrão. Verifica-se que, apesar da problemática relacionada ao número alto de paradas do sistema, o volume médio diário desejado de  $6.000 \text{ m}^3$  é atingido por ambas as turbinas apenas com a geração eólica. Para a turbina de 10 MW, a média diária anual é de  $6.765 \text{ m}^3$ , com um desvio médio padrão de  $1.911 \text{ m}^3/\text{dia}$ . Para a turbina de 15 MW, a média diária anual é de  $7.484 \text{ m}^3$ , representando um aumento médio aproximado de 10,6%. O desvio padrão para essa turbina também apresenta uma melhora, com valores em torno de  $1.553 \text{ m}^3/\text{dia}$ , representando uma redução de 19% quando em comparação a turbina de 10 MW.

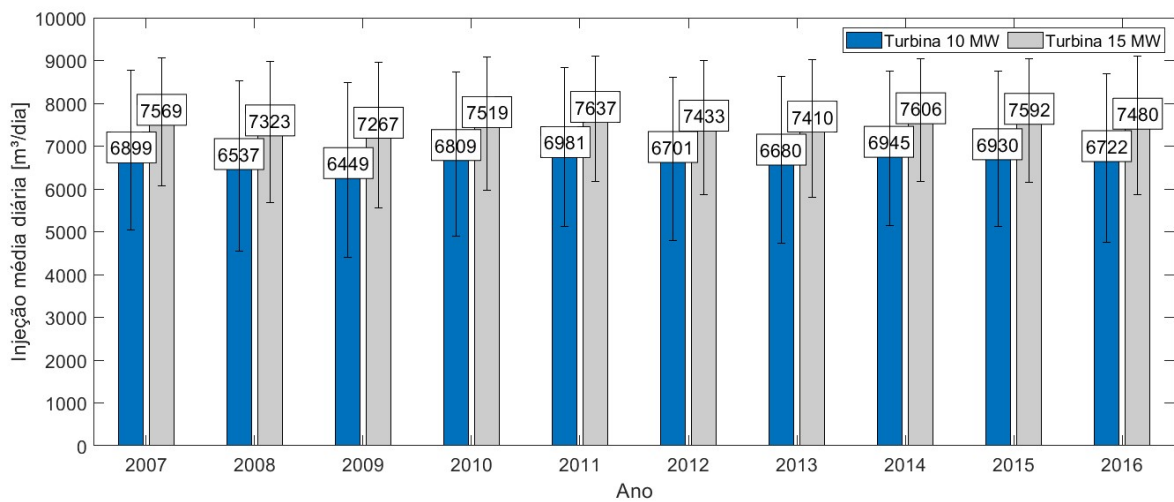


Figura 12 – Volume médio diário de água injetada para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 10 MW e 15 MW (operação sem SAE).

Em relação à geração total de energia, para a turbina 10 MW DTU o valor obtido foi de 341.75 GWh. Desse total, cerca 26,1% não foi utilizado e técnicas de *curtailment*

deverão ser aplicadas. Em valores absolutos, o total é de 89,15 GWh. Para a turbina de 15 MW da NREL a geração total para os 10 anos foi de 493.81 GWh, representando um aumento de 44,5%. O *curtailment*, entretanto, apresenta uma piora e atinge a média de 41%. Assim, apesar dos benefícios do aumento da potência nominal da turbina no número de paradas, tempo de inatividade e volume de água injetada, há uma ineficiência no aproveitamento da energia gerada por essa turbina para esse tipo de aplicação nas condições apresentadas neste trabalho.

## 5.2 Resultados da otimização abordagem 1: maximizando a injeção de água

Os resultados obtidos para essa abordagem para ambas as turbinas são apresentados a seguir. A Figura 13 apresenta o volume médio de água injetada diariamente para todas as capacidades de armazenamento analisadas. Apesar de o objetivo de maximizar a injeção ser atingido, e incrementos no volume serem observados, conclui-se que o sistema de armazenamento não impacta significativamente nesse parâmetro. Considerando a menor capacidade de armazenamento analisada, para a turbina de 10 MW, há um aumento de apenas 0,59% no total injetado em comparação ao cenário sem SAE. Ainda, ao se aumentar a capacidade de armazenamento em 10 vezes, atingindo 10 MWh, o aumento no volume é de aproximadamente 2,20%.

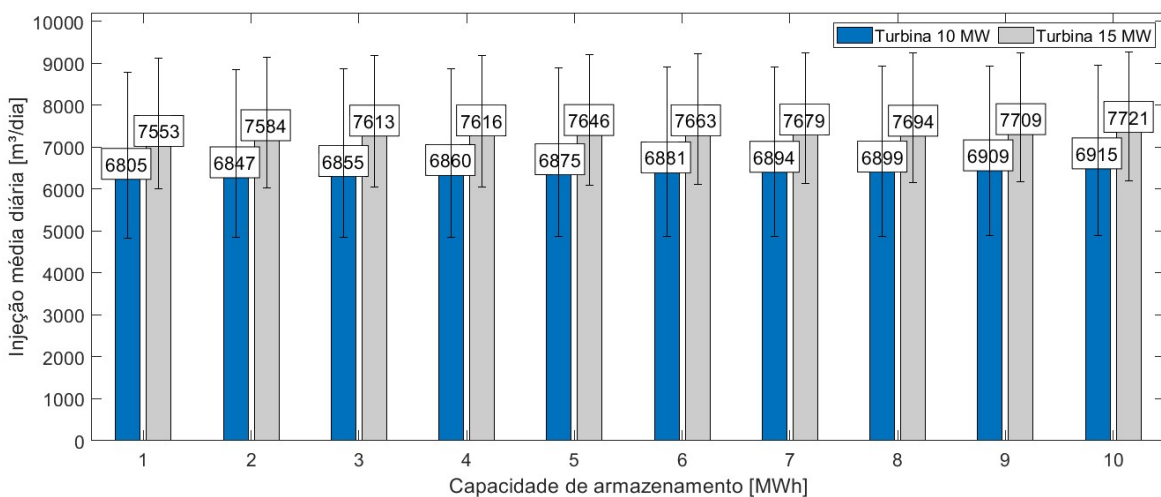


Figura 13 – Volume médio diário injetado de água para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 10 MW e 15 MW com SAE (abordagem 1).

Em relação ao desvio padrão, os valores variam entre 1.970-2.027 m<sup>3</sup>/dia, se identificando uma tendência de aumento no desvio com o aumento da capacidade do SAE, e em comparação ao cenário base, há também um aumento do desvio padrão. Esse comportamento é influenciado pela variação da eficiência hidráulica considerada. Essa variação faz

com que seja priorizada a entrega de potências mais elevadas à bomba para se obter um maior desempenho em relação à injeção de água. Com o aumento da capacidade do SAE e da energia disponível para uma mesma demanda, esse comportamento é acentuado e resulta em uma maior discrepância entre os volumes diários injetados.

Para a turbina de 15 MW, o aumento no volume injetado em relação ao cenário base é mais elevado, mas ainda não significativo, e atinge os valores de 0,93% e 3,2% para 1 e 10 MWh de capacidade de armazenamento, respectivamente. Quando são comparados os valores obtidos em relação à turbina de 10 MW, o aumento varia entre 11% e 11,66%. O desvio padrão para essa turbina apresenta uma melhora, variando entre 1536-1574- $m^3$ /dia.

A Tabela 5 apresenta os valores de paradas e tempo de inatividade obtidos. É possível observar que para se atingir incrementos não expressivos no volume injetado, o sistema apresentou, em relação ao número de paradas, um comportamento inadequado. Apesar de reduções serem identificadas quando comparado ao cenário sem SAE, os valores permanecem elevados e indicando inviabilidade da operação nessa condição. Quanto ao tempo de inatividade, a presença do SAE também é capaz de reduzir esse parâmetro.

Para a turbina de 10 MW, considerando a menor capacidade analisada, há uma redução expressiva de 234 dias ou 48,2% em relação ao cenário base. Essa redução aumenta para, 337 dias ou 69,4% para uma capacidade de 5 MWh, e atinge, 414 dias ou 85,2% para uma capacidade de 10 MWh. Para a turbina de 15 MW há uma redução de 194 dias ou 56% considerando a capacidade de 1 MWh, 274 dias ou 79% para uma capacidade de 5 MWh, até 322 dias ou 93% para uma capacidade de 10 MWh.

Quando a comparação é feita diretamente entre a turbina de 10 e 15 MW, o aumento da potência nominal da turbina, como já identificado na operação sem SAE, é capaz de reduzir esses parâmetros. Entretanto, a inviabilidade da operação ainda é identificada, visto que o número total de paradas continua muito elevado.

Tabela 5 – Total de paradas e tempo de inatividade sistema de injeção para 10 anos de operação: turbina 10 MW e 15 MW com SAE (abordagem 1).

SAE		Turbina 10 MW		Turbina 15 MW	
$E_s$ [MWh]	$P_{E_s}$ [MWh]	Total paradas	Tempo inatividade [dias]	Total paradas	Tempo inatividade [dias]
1	1	34.853	252	26.469	154
2	2	38.447	275	27.346	142
3	3	33.011	219	18.948	120
4	4	49.997	184	55.072	130
5	5	28.228	149	16.586	74
6	6	21.553	122	14.666	56
7	7	19.554	99	17.075	48
8	8	16.385	86	12.383	40
9	9	16.327	80	8.110	34
10	10	15.131	72	8.908	26

As Figuras 14 e 15 apresentam as variações de potência, para um dia de operação da turbina de 10 MW considerando uma capacidade de armazenamento 1 e 5 MWh respectivamente. É possível observar que o aumento da capacidade de armazenamento permite uma diminuição do número de paradas do sistema em alguns períodos. Porém, essa característica não é uma regra, uma vez que o aumento da capacidade não garante especificamente uma diminuição do número total de paradas, como apresentado na Tabela 5.

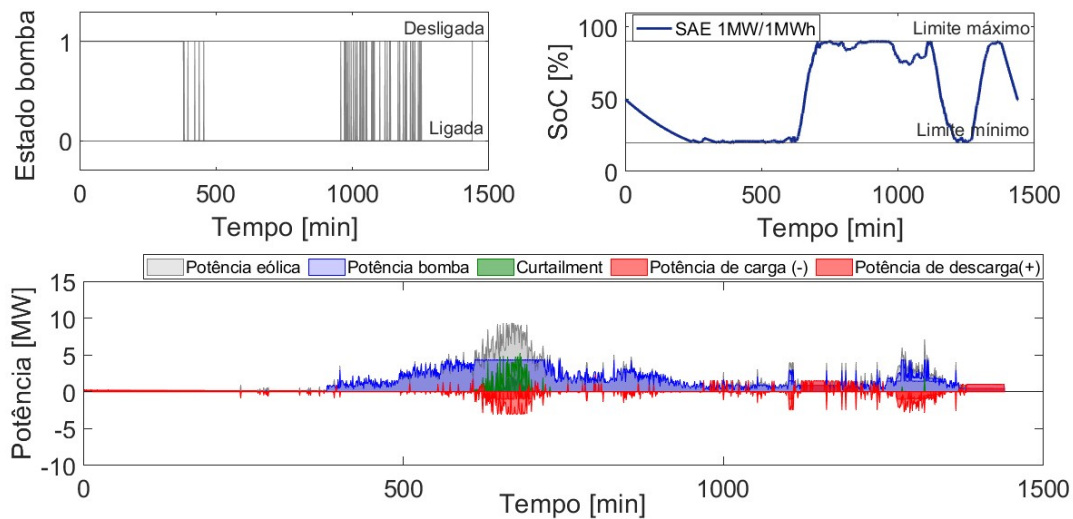


Figura 14 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 10 MW com SAE 1 MW/1 MWh (abordagem 1).

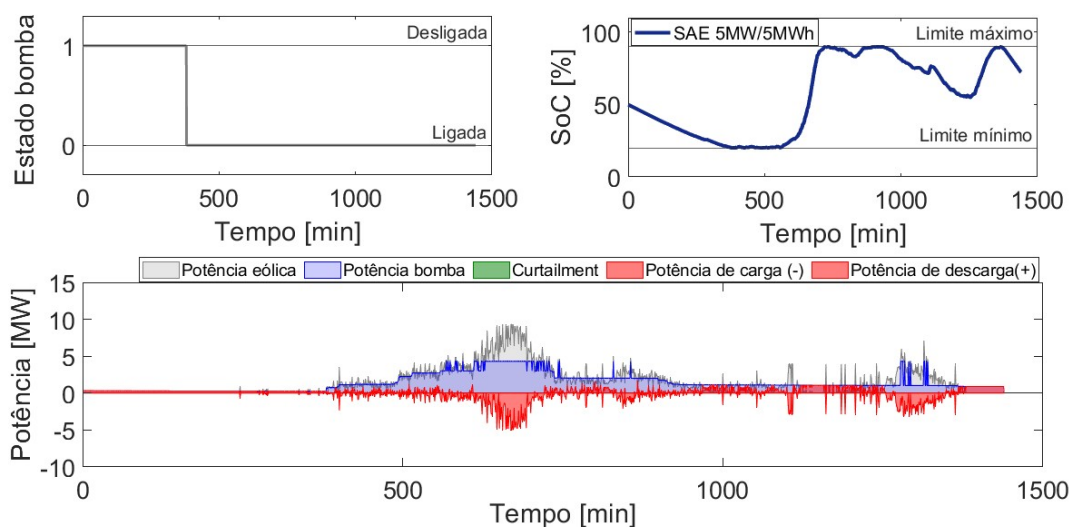


Figura 15 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 10 MW com SAE 5 MW/5 MWh (abordagem 1).

O aumento no número de paradas em alguns períodos está relacionado também a variação da eficiência hidráulica da bomba e a priorização de potências mais elevadas para se atingir um volume maior de injeção. Assim, para um mesmo intervalo, podem existir maiores paradas mesmo com capacidades de armazenamento maiores. Em relação



ao *curtailment*, é visível a diminuição desse parâmetro com o aumento do SAE. No que diz respeito a operação das baterias, maiores capacidades de armazenamento resultam em operações mais suaves, com menos variações bruscas de carga ou descarga em um curto período.

Os mesmos comportamentos são obtidos ao se analisar a operação com a turbina de 15 MW, com diferenças apenas no montante de energia gerada e *curtailment* que são mais elevados. Em relação ao último parâmetro, este também, como esperado, apresenta uma redução com o aumento da capacidade de armazenamento.

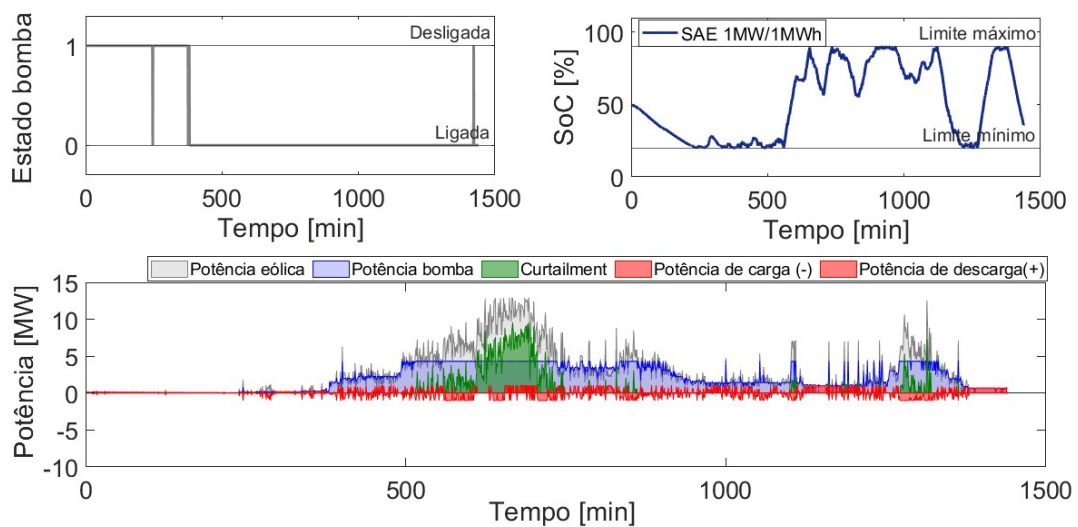


Figura 16 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 15 MW com SAE 1 MW/1 MWh (abordagem 1).

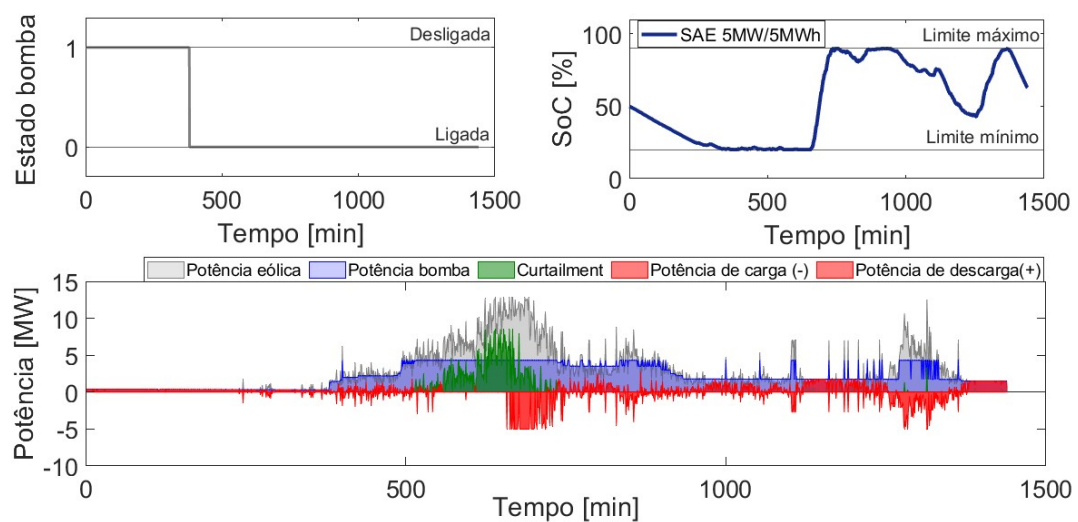


Figura 17 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 15 MW com SAE 5 MW/5 MWh (abordagem 1).

Como indicado nas figuras acima, há uma redução do *curtailment* com o aumento da capacidade de armazenamento. Esse resultado é influenciado pelo fato de que, para

maximizar a injeção de água, é necessário armazenar mais energia. Além disso, não existe nenhuma limitação na operação das baterias que poderia influenciar negativamente neste aspecto. Em comparação ao valor total para o cenário base, para a turbina de 10 MW a menor capacidade já resulta em uma diminuição de 6%, ou 5,33 GWh ao longo dos 10 anos. Para a maior capacidade de armazenamento, a redução é de aproximadamente 22,1% ou 19,66 GWh. Para a turbina de 15 MW, a redução é percentualmente menos significativa, com valores de 2,6% ou 5,32 GWh. Para 1 MWh, a chega a 9,8% ou 19,85 GWh para 10 MWh.

A respeito do número de ciclos, a Figura 18 apresenta os valores estimados. Os valores elevados são resultado da ausência de uma restrição que limite este parâmetro, o que permite que a bateria carregue e descarregue quantas vezes forem necessárias para se atingir o objetivo estabelecido. Levando em consideração apenas o número de ciclos para uma análise simples de necessidade de substituição do equipamento, e considerando como vida útil das baterias o total de 6.000 ciclos, para uma capacidade de 1 MWh, no período de 10 anos analisado, estima-se que deverão ocorrer três trocas do SAE para a operação com a turbina de 10 MW. Para a turbina de 15 MW duas trocas seriam necessárias. Como esperado, há uma redução do número de ciclos com o aumento da capacidade de armazenamento para uma mesma demanda e as capacidades a partir de 5 MWh indicam que não seria necessária nenhuma substituição para o período de análise.

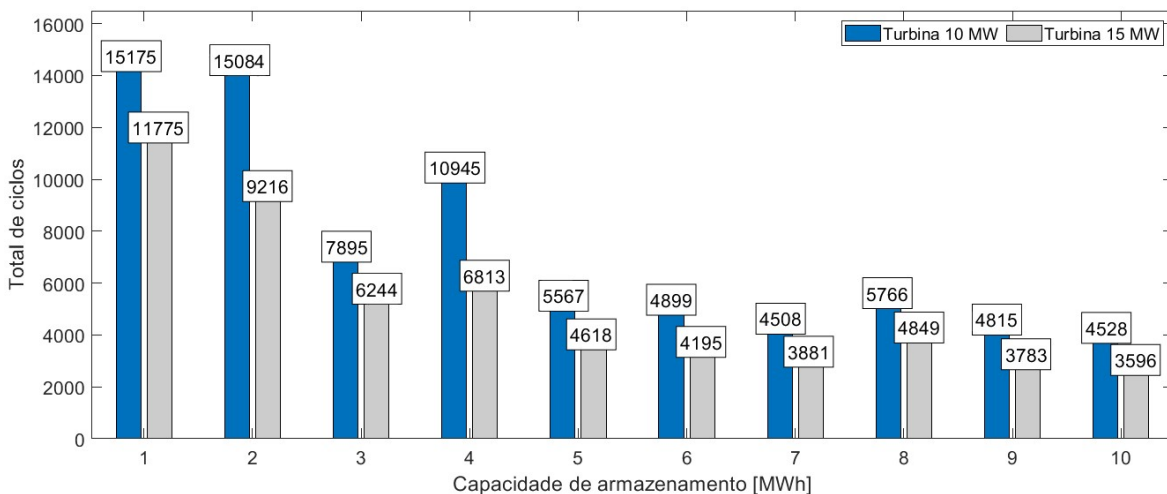


Figura 18 – Quantidade total de ciclos SAE: operação com turbina 10 MW e 15 MW (abordagem 1).

Entretanto, como há mais fatores que influenciam na vida útil da bateria, incluindo temperatura de operação e ambiente, bem como profundidade de carga e descarga, possivelmente um número maior de substituições que o indicado através da análise simples de ciclos seriam necessárias. Desta forma, a inviabilidade da operação do sistema pelo número de paradas é complementada pela inviabilidade econômica de sucessivas trocas

das baterias, que além do custo elevado do próprio equipamento, implica também em uma logística complexa e custosa para a substituição em um sistema isolado em alto mar.

### 5.3 Resultados da otimização abordagem 2: minimizando paradas e restringindo ciclos

A Figura 19 apresenta os valores obtidos de média diária injetada de água para a turbina de 10 MW e 15 MW. Nessa abordagem, o objetivo da otimização é minimizar as paradas do sistema, e o volume injetado é apenas uma consequência. Como resultado, verifica-se que há tendência de uma redução não relevante no volume injetado com o aumento da capacidade de armazenamento. Esse comportamento ocorre, porque diferentemente da primeira estratégia, há a priorização de entregar potências menores à bomba para se atingir o objetivo estabelecido.

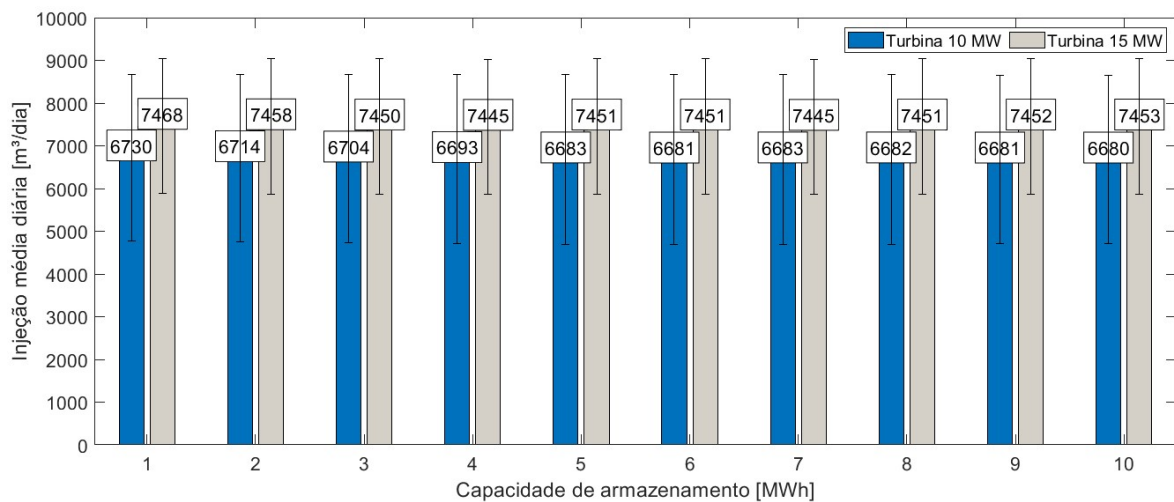


Figura 19 – Volume médio diário injetado de água para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 10 MW e 15 MW com SAE (abordagem 2).

O desvio padrão do volume de água identificado para este cenário é  $1.980 \text{ m}^3/\text{dia}$  para a turbina de 10 MW e  $1.580 \text{ m}^3/\text{dia}$  para a turbina de 15 MW. Além de novamente se observar uma melhora no desvio padrão desse parâmetro com o aumento da potência nominal da turbina, também verifica-se um aumento no volume injetado de aproximadamente 10% para todos os cenários analisados. Em comparação aos valores obtidos para o cenário base e para o cenário 1, o volume injetado é minimamente afetado.

Em relação ao número de paradas, a Tabela 6 apresenta os valores obtidos juntamente com o tempo de inatividade para cada turbina. A comparação das paradas dessa abordagem com os valores obtidos nas estratégias anteriores mostram que essa segunda abordagem foi eficiente, e, por meio de um melhor despacho das baterias, se atinge o objetivo desejado de paradas máximas por ano com capacidades de armazenamento não

tão elevadas. Para a turbina de 10 MW, uma capacidade de 2 MWh já seria suficiente para respeitar as 100 paradas máximas por ano, enquanto para a turbina de 15 MW uma capacidade de 1 MWh se mostra suficiente.

A respeito do tempo de inatividade, apesar de existir uma redução expressiva em relação ao cenário sem SAE, essa não ocorre na mesma proporção que o número de paradas, indicando que estas paradas são, em grande maioria, de curta duração. Para a turbina de 10 MW, em comparação ao cenário base e considerando a menor capacidade de armazenamento analisada, atinge-se uma redução de 145 dias ou 29,9%, e essa redução chega a 414 dias ou 85,3% para 10 MWh. Em uma comparação direta entre os resultados obtidos para a turbina de 10 MW na abordagem 1, há um aumento desse parâmetro como resultado da otimização definir maiores momentos de inatividade da bomba para reduzir o número de paradas. O aumento é de 35% ou 88 dias para 1 MWh, 15,3% ou 42 dias para 2 MWh até chegar a 0,6% e 0,4 dias para 10 MWh.

Para a turbina de 15 MW, em relação ao cenário sem SAE e a operação da mesma na abordagem 1, as conclusões são análogas. Há uma diminuição expressiva do número de paradas e do tempo de inatividade em comparação a operação sem SAE. Em comparação a abordagem 1, há um aumento do tempo de inatividade do sistema. A redução em relação ao cenário base é de 35% para 1 MWh e atinge 91% para 10 MWh, sendo esses valores correspondentes a 122 e 317 dias, respectivamente. Em relação à operação dessa turbina na abordagem 1, há um aumento no tempo de 46,6% ou 72 dias para 1 MWh e 22% ou 6 dias para 10 MWh. Quando a comparação é feita em relação à turbina de 10 MW nesta segunda abordagem, o aumento nominal da potência da turbina é responsável por uma redução de 33,7% ou 115 dias com 1 MWh, até atingir o valor máximo de 55,9%, ou 40 dias com 10 MWh.

Tabela 6 – Total de paradas e tempo de inatividade sistema de injeção: turbina 10 MW e 15 MW com SAE (abordagem 2).

SAE		Turbina 10 MW		Turbina 15 MW	
$E_s$ [MWh]	$P_{E_s}$ [MW]	Total paradas	Tempo inatividade [dias]	Total paradas	Tempo inatividade [dias]
1	1	1.177	341	827	226
2	2	733	317	499	191
3	3	474	282	304	163
4	4	339	206	226	116
5	5	263	149	171	77
6	6	227	130	133	68
7	7	190	112	97	55
8	8	148	100	70	44
9	9	122	84	51	38
10	10	100	71	46	31

As Figuras 20 e 21 apresentam as variações de potência para um dia de operação da

turbina de 10 MW. A redução das paradas que já foi sinalizada é identificada. Em contrapartida, o *curtailment* apresenta certa estabilidade, sem grandes reduções com o aumento do SAE. Devido à limitação no número de ciclos das baterias imposta na otimização, verifica-se, também, uma menor atuação das baterias. Além disso, as atuações identificadas de carga e descarga são de valores menores e ocorrem de maneira estratégica para que o sistema transite (ligado/desligado) menos. Como informado, na maioria das vezes se prioriza entregar a potência mínima de operação da bomba e essa condição justifica o fornecimento de potências menores das baterias e a redução no volume injetado.

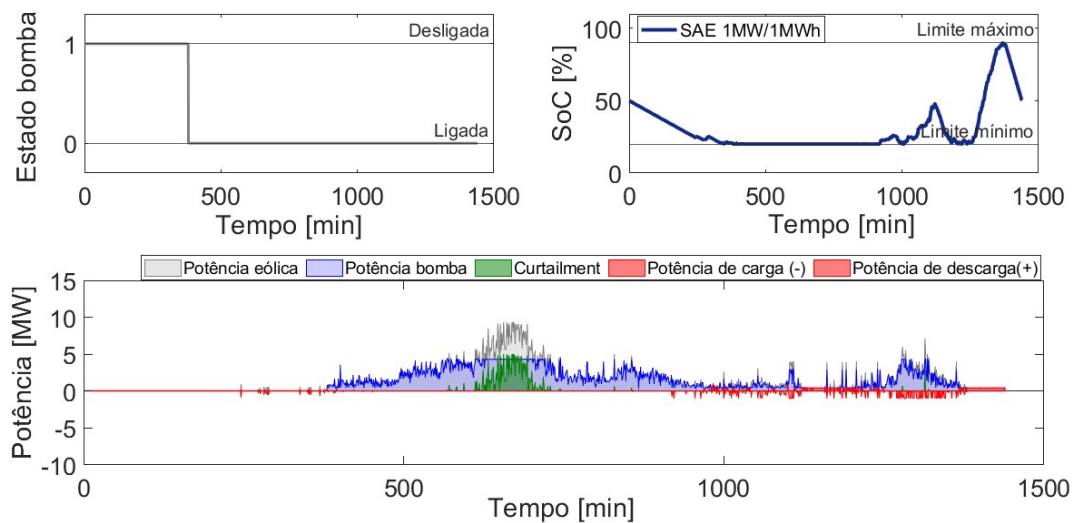


Figura 20 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 10 MW com SAE 1 MW/1 MWh (abordagem 2).

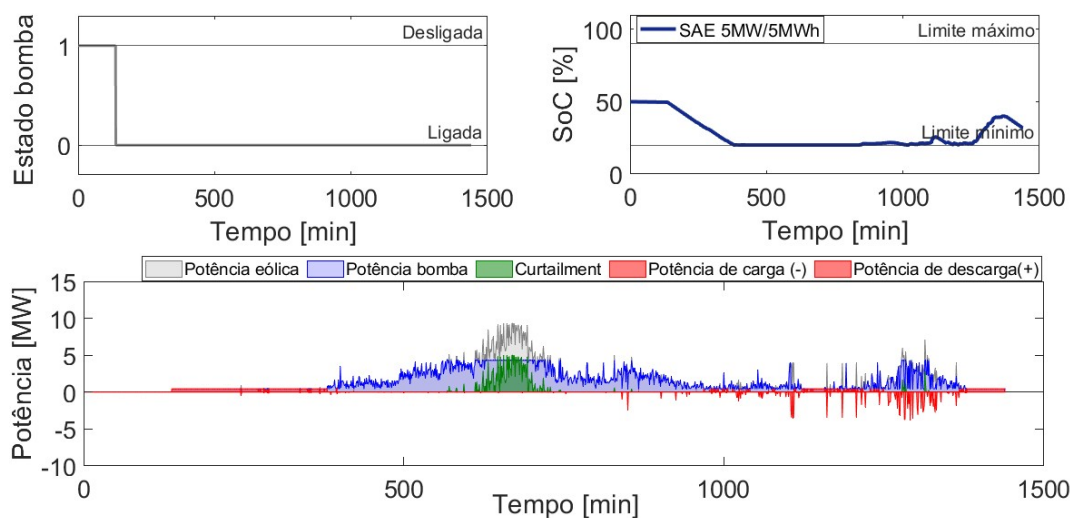


Figura 21 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 10 MW com SAE 5 MW/5 MWh (abordagem 2).

As Figuras 22 e 23 apresentam as variações de potência para a operação com a turbina de 15 MW. Novamente, as mesmas conclusões são obtidas: estabilidade em relação ao

*curtailment*, uma redução na operação das baterias, e uma redução expressiva no número de paradas.

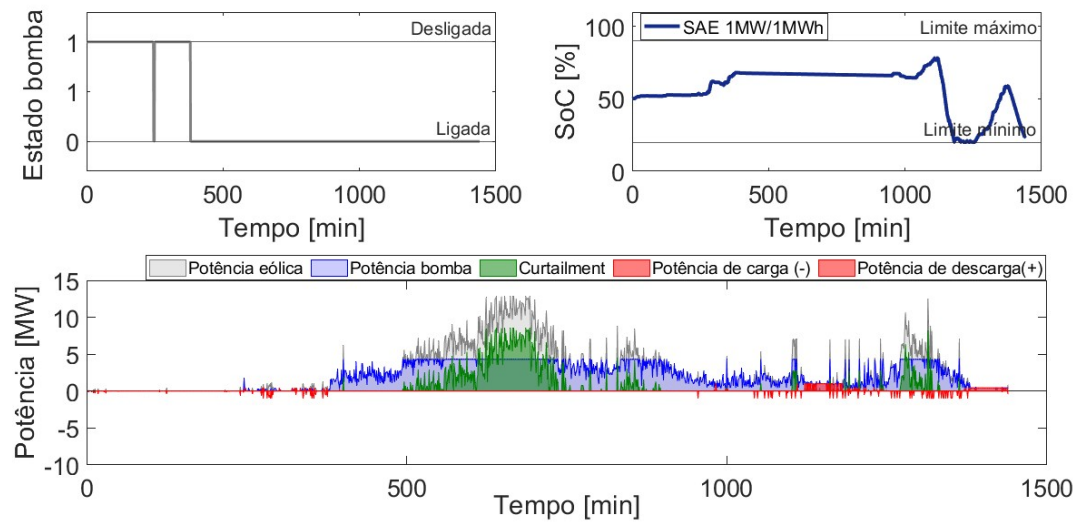


Figura 22 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 15 MW com SAE 1 MW/1 MWh (abordagem 2).

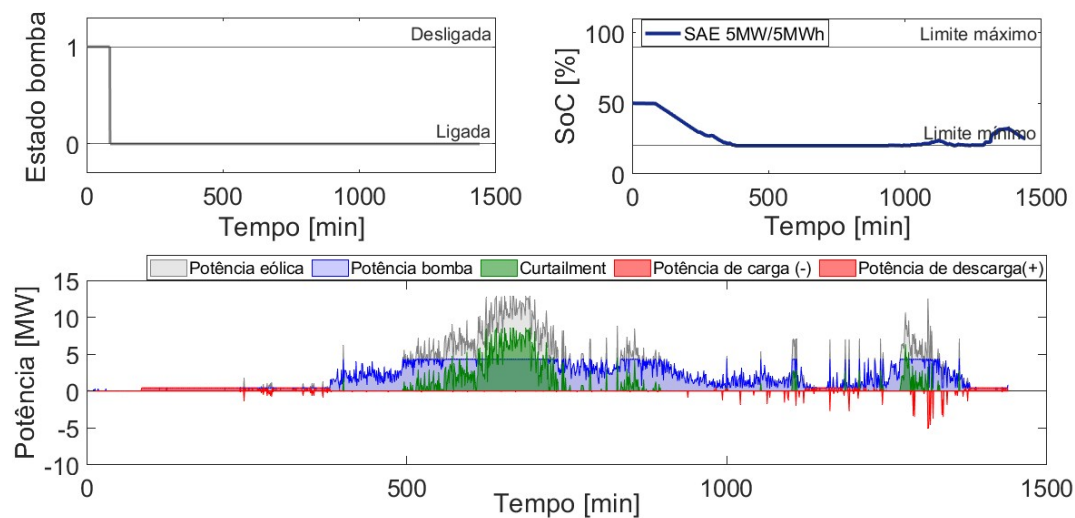


Figura 23 – Variações de potência em um dia de operação: turbina 15 MW com SAE 5 MW/5 MWh (abordagem 2).

Em relação ao *curtailment*, como sinalizado, esse parâmetro não é significativamente beneficiado nessa estratégia, pois apesar de se desejar mais energia para reduzir as paradas, a limitação dos ciclos imposta no SAE não permite um armazenamento expressivo do excedente. Apesar disso, em relação ao cenário sem SAE, há uma redução de 0,12 GWh, ou 0,13% para a turbina de 10 MW com 1 MWh, e atinge 0,74% ou 0.66 GWh para 1 MWh. Em comparação a abordagem 1, há um aumento neste parâmetro de 5,21 GWh ou 6,2% para 1 MWh, e 18 GWh ou 27,35% para 10 MWh. O percentual de *curtailment* médio para essa turbina é de 26%.

Para a turbina de 15 MW, a redução em relação à operação sem SAE é de 0,06% e 0,23% para 1 e 10 MWh de capacidade, respectivamente. Esses percentuais correspondem aos valores de 0,11 GWh e 0,46 GWh. Em comparação a abordagem 1, o aumento é de 2,65% ou 5,21 GWh para 1 MWh e chega a 10,63% ou 19,38 GWh para 10 MWh. O *curtailment* médio para essa turbina é de 41%.

A Figura 24 apresenta os resultados em relação ao número de ciclos da bateria. Nessa abordagem, o número de ciclos foi limitado a 1.200 por ano, visando aumentar a vida útil das baterias para pelo menos cinco anos para todas as capacidades analisadas, tendo como base um número máximo de ciclos permitidos de 6.000. Os resultados mostram que a otimização teve um desempenho melhor que o esperado, reduzindo consideravelmente o número de ciclos por ano e prolongando a vida útil do sistema, que é extremamente importante devido aos altos custos associados. Para todas as capacidades de armazenamento analisadas, não seria necessária a troca do sistema de armazenamento durante o período de 10 anos analisado.

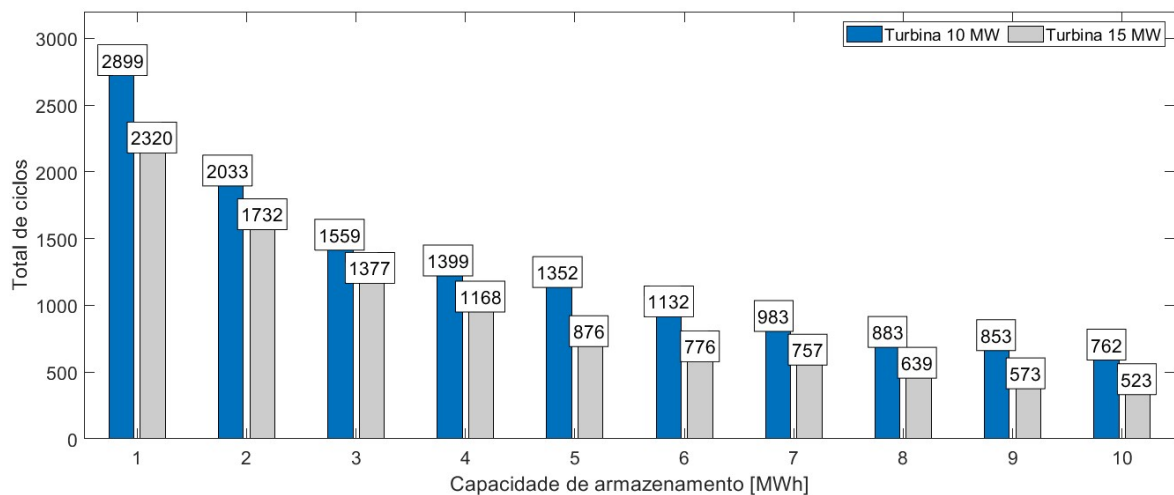


Figura 24 – Quantidade total de ciclos SAE: operação com turbina 10 MW e 15 MW (abordagem 2).

Apesar de que, como informado anteriormente, a vida útil do sistema de baterias não é dependente exclusivamente do número de ciclos, a obtenção de valores totais de ciclos bem abaixo do máximo permitido é uma indicação positiva de que o uso de baterias nessa aplicação e nessa condição de operação é viável.

## 5.4 Resultados adicionais considerando perdas de disponibilidade da turbina

Em busca de aprimorar os resultados obtidos e apresentados nas seções anteriores, as perdas de disponibilidade da turbina, que estão relacionadas às falhas que podem ocorrer



nos diversos componentes desse sistema, foram consideradas.

O trabalho de definição das falhas foi realizado por um grupo de pesquisa que faz parte do projeto em que o trabalho dessa dissertação se insere. Assim, com a definição da probabilidade de cada componente falhar, por meio de uma simulação de Monte Carlo, o tipo de falha e, conseqüentemente, sua duração era obtida. Essas informações foram então inseridas temporalmente na série semissintética elaborada neste trabalho, onde nos momentos em que uma falha estaria ocorrendo, o vento é definido como zero.

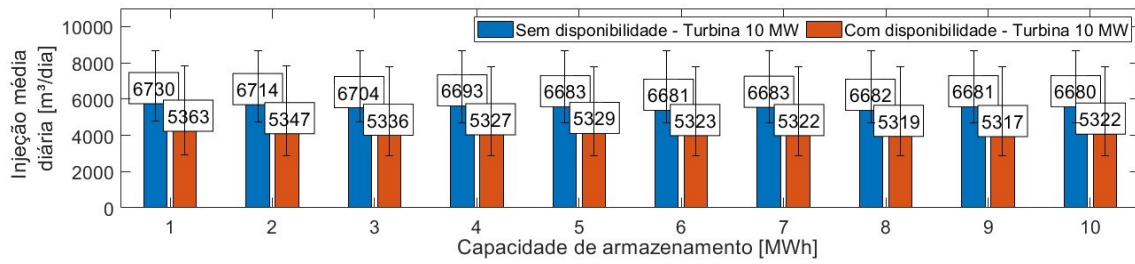
Utilizando a série de ventos com as falhas embutidas, a operação para o cenário de minimizar paradas foi analisada. Para o cenário sem sistema de armazenamento e o cenário de maximizar a injeção de água, como os resultados iniciais já indicam inviabilidade da operação nessas condições, esses foram descartados para essa análise adicional.

Para essa análise, é importante mencionar novamente que cinco simulações são realizadas, e os valores apresentados representam a média dos resultados obtidos para essas cinco simulações. Cada simulação basicamente representa um cenário de falha das turbinas, e a análise de mais do que apenas um cenário é necessária para garantir certa confiabilidade nos resultados apresentados. A seleção dos cinco cenários de falhas foi baseada no desvio padrão de cada cenário quando comparado ao desvio padrão obtido por meio da geração de 1.000 séries de ventos ajustadas utilizando simulações de Monte Carlo.

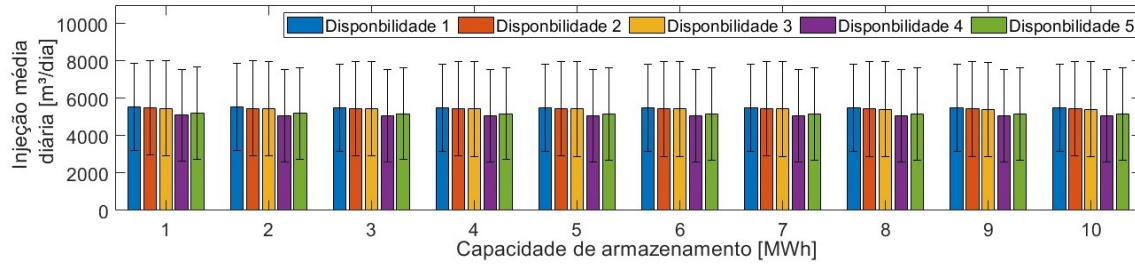
A Figura 25 apresenta os valores obtidos para a turbina de 10 MW em comparação ao cenário sem perdas de disponibilidade. A Figura 25(a) apresenta os valores médios encontrados, enquanto a segunda Figura 25(b) apresenta visualmente as variações entre cada simulação. Como esperado, devido a maiores períodos de inatividade, o volume injetado de água reduz e há um aumento do desvio padrão. A redução do volume injetado é de aproximadamente 20% para todas as capacidades analisadas, enquanto o desvio padrão médio é de 2.470 m<sup>3</sup>/dia. O desvio padrão entre as cinco simulações é de cerca de 175 m<sup>3</sup>/dia. Neste cenário, fica claro observar que o valor de 6.000 m<sup>3</sup>/dia pode ser atingido em alguns momentos, mas no geral, a operação com essa turbina indica uma injeção diária cerca de 11% menor que o desejado.

A Figura 26 apresenta os valores obtidos em relação ao mesmo parâmetro para a turbina de 15 MW. O mesmo comportamento obtido para a turbina de 10 MW também é obtido na operação com essa turbina. Há uma redução do volume injetado de água em cerca de 20,5% e o desvio padrão atinge 2.320 m<sup>3</sup>/dia, enquanto o desvio padrão entre as simulações é de 250 m<sup>3</sup>/dia. Para essa turbina, o valor médio obtido se aproxima do valor desejado, com uma diferença média de apenas 1%.



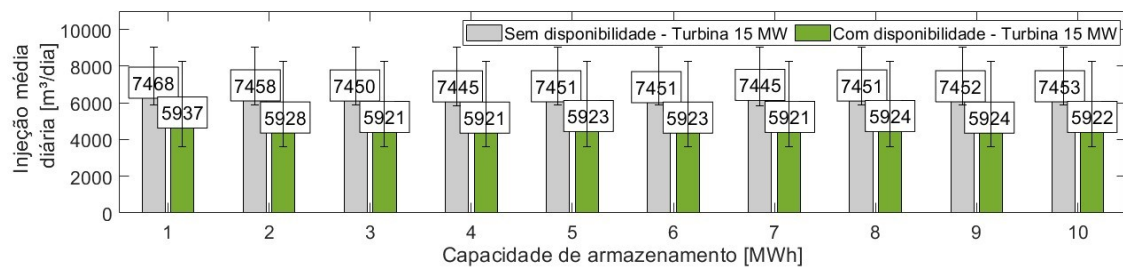


(a) Comparação volume médio diário injetado - turbina 10 MW com e sem disponibilidade.

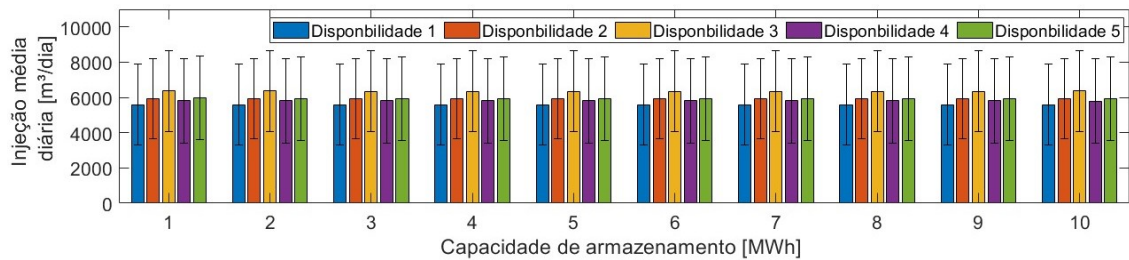


(b) Variação volume injetado de água entre simulações - turbina 10 MW com disponibilidade.

Figura 25 – Volume médio diário injetado de água para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 10 MW com e sem perdas de disponibilidade (abordagem 2).



(a) Comparação volume médio diário injetado - turbina 15 MW com e sem disponibilidade.



(b) Variação volume injetado de água entre simulações - turbina 15 MW com disponibilidade.

Figura 26 – Volume médio diário injetado de água para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 15 MW com e sem perdas de disponibilidade (abordagem 2).

A Tabela 7 apresenta os valores em relação ao número de paradas do sistema e tempo de inatividade. Quando comparado aos resultados obtidos sem perdas de disponibilidade, é possível observar que até certa capacidade, uma redução do número de paradas é identificada como resultado da inserção de tempos maiores de inatividade do sistema. Por outro lado, há um pequeno aumento desse parâmetro em alguns casos, sendo possível-

mente paradas inseridas devido às falhas. A redução das paradas atinge o valor máximo de 19% para a capacidade de 1 MWh e o valor mínimo de 7% para 3 MWh. A partir de 5 MWh, aumentos são identificados, que variam de forma crescente entre 5% e 48%.

Em relação ao tempo de inatividade, o aumento expressivo desse parâmetro é resultado de falhas de longa duração que ocorreram durante o período de análise, incluindo substituição de grandes peças. Esses aumentos variam entre 4 e 25 vezes quando comparados aos tempos de inatividade obtidos sem as perdas de disponibilidade. Entretanto, apesar de grandes períodos de inatividade, a operação do sistema considerando possíveis falhas se mantém, indicando viabilidade da operação em relação ao número de paradas e volume injetado de água, que apesar da redução identificada, ainda apresenta valores muito próximos ao desejado. Esses resultados também indicam a possibilidade de considerar duas turbinas em operação isolada, visando reduzir a inatividade, aumentar a confiabilidade e melhorar o desempenho geral do sistema.

O desvio padrão do número total de paradas entre as 5 simulações para a turbina de 10 MW é de 14 paradas para 1 MWh de capacidade e atinge 7 para 10 MWh de capacidade. Em relação ao tempo de inatividade, o desvio padrão para todas as capacidades é de cerca de 82 dias. Para a turbina de 15 MW, o desvio padrão das paradas é 14 e 3 para 1 e 10 MWh de capacidade, respectivamente. O desvio em relação ao tempo de inatividade é de 112 dias.

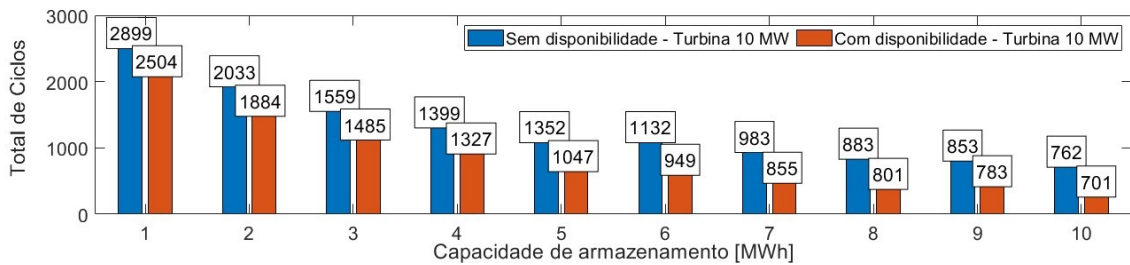
Tabela 7 – Total de paradas e tempo de inatividade sistema de injeção: turbina 10 MW e 15 MW com perdas de disponibilidade (abordagem 2).

SAE		Turbina 10 MW		Turbina 15 MW	
$E_s$	$P_{E_s}$	Total	Tempo	Total	Tempo
[MWh]	[MW]	paradas	inatividade [dias]	paradas	inatividade [dias]
1	1	983	1.006	698	924
2	2	635	987	436	902
3	3	430	963	285	871
4	4	319	913	226	841
5	5	258	883	181	821
6	6	230	874	156	814
7	7	195	864	126	807
8	8	162	853	105	795
9	9	140	839	91	789
10	10	122	828	89	787

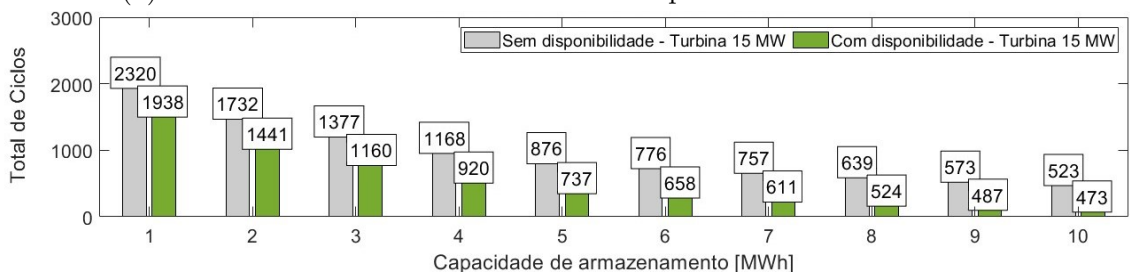
No que diz respeito à geração de energia, como apresentado anteriormente, a geração para a turbina de 10 MW em condição sem falhas é de 341,75 GWh, enquanto para a turbina de 15 MW há um aumento de 44,5% nesse valor e a geração atinge 493,81 GWh. A geração média entre as 5 simulações para a turbina de 10 e 15 MW são 271,57 GWh e 391,32 GWh com um desvio padrão ente as simulações de 9,90 GWh e 17,44 GWh, respectivamente. Isso representa uma redução média na energia gerada exclusivamente

por falhas de aproximadamente 21% para ambas as turbinas. O *curtailment* é similar ao obtido na condição sem falhas, sendo o valor médio de 26% para a operação com a turbina de 10 MW e 41% para a turbina de 15 MW.

O total ciclos do sistema de armazenamento é apresentado na Figura 27, onde uma comparação direta entre os valores obtidos para a turbina de 10 e 15 MW com e sem as perdas de disponibilidade é realizada. A redução do número de ciclos identificada também é resultado da inserção de maiores períodos de inatividade devido às falhas, que limitam a atuação do sistema de armazenamento, já que nesses momentos é definido que não deverá existir atuação das baterias. A redução varia entre 5 e 23% para a turbina de 10 MW quando em comparação ao valor médio das 5 simulações, e entre 10 e 21% para a turbina de 15 MW.



(a) Total de ciclos baterias - com e sem disponibilidade turbina 10 MW.



(b) Total de ciclos baterias - com e sem disponibilidade turbina 15 MW.

Figura 27 – Quantidade total de ciclos SAE: turbina 10 MW e 15 MW com e sem perdas de disponibilidade (abordagem 2).

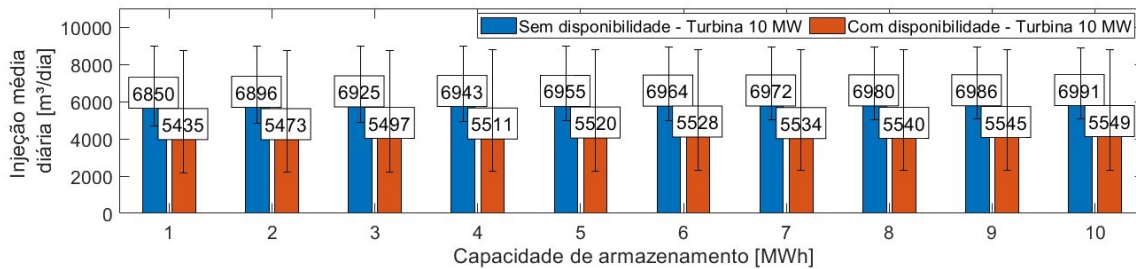
## 5.5 Operação do sistema de injeção de água com despacho simples

Com base nos resultados obtidos através da otimização com a estratégia de minimizar as paradas do sistema, observou-se que a operação é majoritariamente baseada em fornecer a potência mínima de operação à bomba quando necessário. Levando isso em consideração, é relevante verificar se um despacho simplificado com o mesmo objetivo, seria suficiente para o dimensionamento e a operação do sistema de armazenamento.

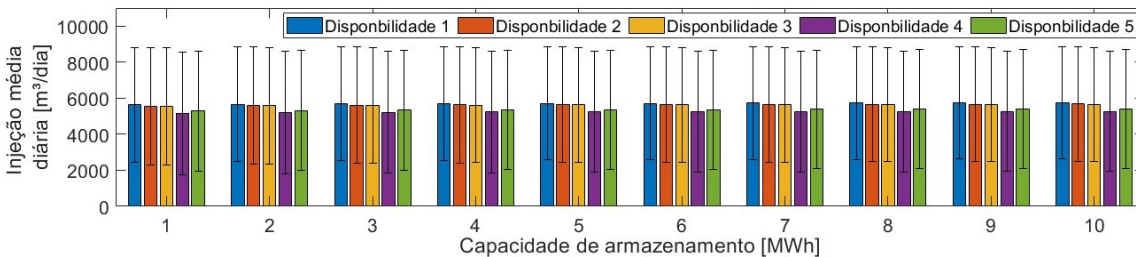
Os resultados obtidos para esse despacho simples, para as duas turbinas, com e sem perdas de disponibilidade, são apresentados a seguir. A Figura 28 apresenta os valores obtidos para a turbina de 10 MW em relação ao volume injetado de água. Os valores com e

sem disponibilidade são similares, porém ligeiramente maiores aos obtidos na otimização. Isso indica que, diferentemente do despacho simples, onde o carregamento da bateria ocorre apenas quando há excedente de geração, na otimização existem momentos em que se prioriza o carregamento da bateria e a entrega mínima da bomba mesmo quando uma potência maior ou nominal poderia ser fornecida, resultando em um menor volume injetado de água.

Em relação ao desvio padrão, os valores para o despacho simples são mais elevados quando comparados à otimização, comprovando que nesta última abordagem, apesar de se obter uma redução do volume injetado como consequência da entrega de potências menores à bomba, no geral, há uma melhor distribuição da potência disponível, o que resulta em um menor desvio diário. Para o cenário sem disponibilidade, o desvio padrão é cerca de  $2.000 \text{ m}^3/\text{dia}$ , chegando a  $2.150 \text{ m}^3/\text{dia}$  para capacidades menores de armazenamento, enquanto para o cenário com disponibilidade, o desvio padrão atinge cerca de  $3.200 \text{ m}^3/\text{dia}$  para todas as capacidades analisadas, sendo um aumento considerável quando comparado aos  $2.470 \text{ m}^3/\text{dia}$  obtido na otimização. A respeito da redução do volume injetado entre os cenários com e sem disponibilidade, o resultado obtido é de aproximadamente  $-20,6\%$  para todas as capacidades, redução similar a obtida na comparação dos cenários com otimização.



(a) Comparação volume médio diário injetado - turbina 10 MW com e sem disponibilidade.



(b) Variação volume injetado de água entre simulações - turbina 10 MW com disponibilidade.

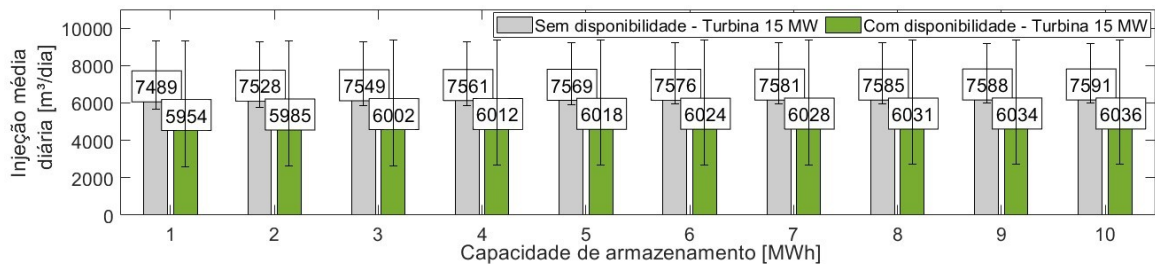
Figura 28 – Volume médio diário injetado de água para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 10 MW com e sem perdas de disponibilidade (despacho simples).

A Tabela 8 apresenta o número de paradas e tempo de inatividade do sistema com a turbina de 10 MW. Sem disponibilidade, o total de paradas é consideravelmente mais elevado que o obtido por meio de uma otimização, com nenhuma capacidade de armazenamento analisada sendo capaz de respeitar o limite máximo de paradas. Em relação

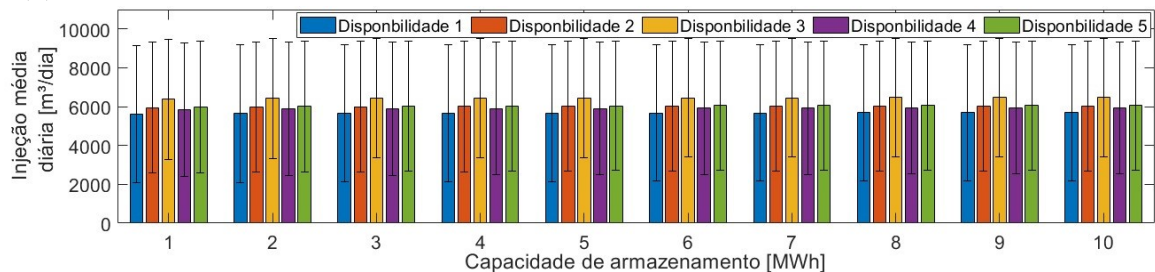
à inatividade, a incapacidade da identificação de momentos em que o fornecimento de potência à bomba não é sustentável por um longo período, apesar de resultar em um menor tempo de inatividade total, também é responsável pelo considerável aumento no número de paradas do sistema. Com disponibilidade, a redução no número de paradas e o aumento considerável do tempo de inatividade esperado é observado, e a inviabilidade da operação com essa turbina de mantém.

Tabela 8 – Total de paradas e tempo de inatividade sistema de injeção: turbina 10 MW com e sem perdas de disponibilidade (despacho simples).

SAE	Turbina 10 MW					
			Sem disponibilidade		Com disponibilidade	
	$E_s$ [MWh]	$P_{E_s}$ [MWh]	Total paradas	Tempo inatividade [dias]	Total paradas	Tempo inatividade [dias]
1	1		16.056	250	12.997	935
2	2		10.638	187	8.529	884
3	3		7.551	145	6.034	849
4	4		5.719	117	4.542	827
5	5		4.854	99	3.809	812
6	6		4.082	84	3.166	800
7	7		3.366	71	2.622	790
8	8		2.586	60	2.024	782
9	9		2.167	50	1.694	774
10	10		1.845	42	1.441	768



(a) Comparação volume médio diário injetado - turbina 15 MW com e sem disponibilidade.



(b) Variação volume injetado de água entre simulações - turbina 10 MW com disponibilidade.

Figura 29 – Volume médio diário injetado de água para diferentes capacidades de armazenamento: turbina 15 MW com e sem perdas de disponibilidade (despacho simples).

A Figura 29 apresenta os valores de injeção de água para a turbina de 15 MW. As

mesmas conclusões obtidas na operação com a turbina de 10 MW são obtidas para essa turbina. Os valores de injeção de água são ligeiramente maiores que os obtidos na otimização, em contrapartida, o desvio padrão é mais elevado. Sem disponibilidade, o desvio é de aproximadamente 1.700 m<sup>3</sup>/dia. Com disponibilidade esse valor aumenta para 3.300 m<sup>3</sup>/dia, enquanto os valores obtidos via otimização são 1.580 m<sup>3</sup>/dia e 2.320 m<sup>3</sup>/dia, respectivamente. A redução da injeção com e sem disponibilidade é de aproximadamente 20,5% para todas as capacidades analisadas.

As paradas e o tempo de inatividade para a turbina de 15 MW, com e sem disponibilidade, são apresentados a seguir. Uma melhora nesses parâmetros é identificada quando comparado aos resultados para a turbina de 10 MW apresentados na Tabela 8. Em relação aos valores de operação dessa turbina em comparação aos valores obtidos via otimização, novamente se observa um número significativamente mais elevado de paradas e um menor tempo de inatividade como resultado do despacho simplificado não levar em consideração a condição de vento futuro para operação.

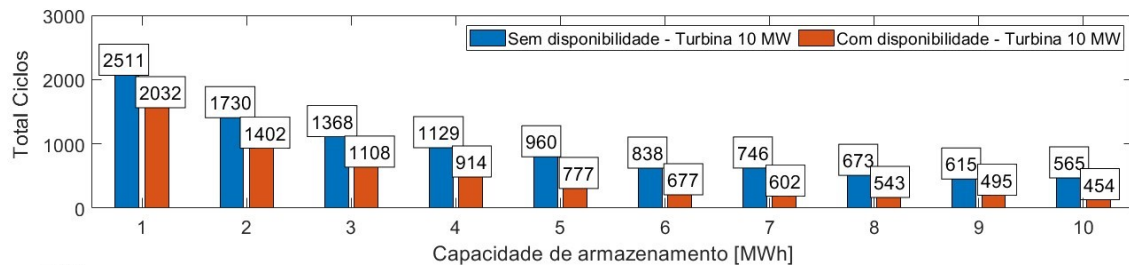
Tabela 9 – Total de paradas e tempo de inatividade sistema de injeção: turbina 15 MW com e sem perdas de disponibilidade (despacho simples).

SAE		Turbina 15 MW			
		Sem disponibilidade		Com disponibilidade	
$E_s$ [MWh]	$P_{E_s}$ [MWh]	Total paradas	Tempo inatividade [dias]	Total paradas	Tempo inatividade [dias]
1	1	10.621	158	8.537	869
2	2	7.057	110	5.703	830
3	3	4.853	81	3.886	807
4	4	3.654	63	2.912	793
5	5	2.883	50	2.314	783
6	6	2.086	40	1.707	775
7	7	1.531	32	1.250	769
8	8	1.163	26	960	764
9	9	927	21	769	760
10	10	805	17	668	757

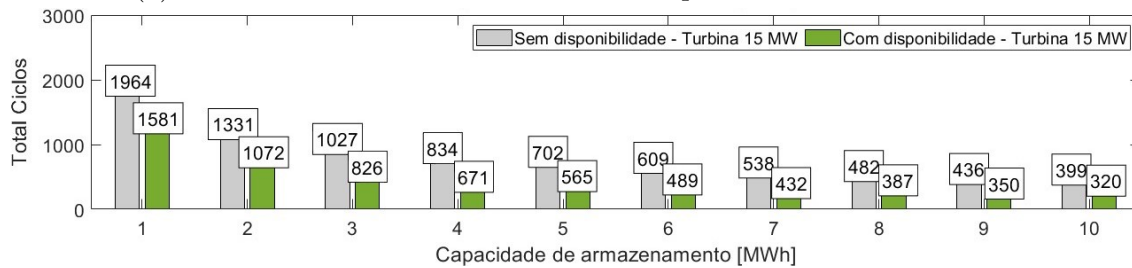
Em relação à geração de energia, os valores já apresentados e a redução entre os cenários com e sem disponibilidade se mantém e o *curtailment* obtido também é similar. O valor médio para a turbina de 10 MW é de 25% sem disponibilidade, e 26% com disponibilidade. Para a turbina de 15 MW o valor médio de cerca de 41% para ambos os cenários.

A Figura 30 apresenta os resultados obtidos para o número de ciclos das baterias para ambas as turbinas, com e sem perdas de disponibilidade. Em comparação aos valores obtidos na otimização, há uma redução do número de ciclos para ambas as turbinas com ou sem perdas de disponibilidade. Esse resultado é outro indicativo que confirma que na otimização a operação é mais complexa, com momentos de operação adicionais

da bateria para garantir uma distribuição da energia disponível que seja sustentável por longos períodos e assim, se atingir o objetivo estabelecido.



(a) Total de ciclos baterias - com e sem disponibilidade turbina 10 MW.



(b) Total de ciclos baterias - com e sem disponibilidade turbina 15 MW.

Figura 30 – Quantidade total de ciclos SAE: operação turbina 10 MW e 15 MW com e sem disponibilidade (despacho simples).

## 5.6 Consolidação dos resultados

Para facilitar a comparação entre os diversos resultados das diferentes condições consideradas neste trabalho e apresentadas nas seções anteriores, as Tabelas 10 e 11 apresentam um comparativo para a turbina de 10 e 15 MW, respectivamente, tendo como referência os resultados obtidos através da abordagem 2 (otimização minimizando paradas) considerando perdas de disponibilidade. Este cenário é considerado o ideal para a operação e mais realista, pois considera a possibilidade de falhas na turbina.

Para ambas as turbinas, a operação sem nenhum suporte adicional de potência não é possível, pois a indicação de um número elevado de paradas impacta diretamente a integridade física do sistema de injeção de água, tornando a operação inviável. Quando há a presença de um sistema de armazenamento, mas a operação tem por objetivo maximizar o volume injetado de água (abordagem 1), apesar de ser identificada uma melhoria geral dos parâmetros em comparação com o sistema sem armazenamento de energia, o número de paradas continua elevado na tentativa de atingir o objetivo, o que, no fim, resulta em incrementos não significativos no volume injetado. Além disso, o número de ciclos da bateria atuando nessa condição se mostra elevado.

Os resultados obtidos na otimização minimizando as paradas indicam a viabilidade inicial da operação, sendo possível respeitar o número máximo de paradas por ano com capacidades de armazenamento não tão elevadas. Entretanto, como consequência, o tempo



total de inatividade do sistema é mais elevado. Em relação ao volume injetado de água, é possível atingir com margem, para ambas as turbinas, a injeção média diária desejada, apesar de uma redução ser identificada quando comparado aos resultados da abordagem 1. O número total de ciclos da bateria também é beneficiado nessa estratégia, e nenhuma troca desse sistema é prevista para os 10 anos de operação analisados.

Tabela 10 – Comparação direta entre diferentes cenários: operação com turbina de 10 MW.

Parâmetros de análise	Cenário de referência		Demais cenários			
	Abordagem 2 Com disp.	Cenário Base Sem disp.	Abordagem 1 Sem disp.	Abordagem 2 Sem disp.	Desp. simples sem disp.	Desp. simples Com disp.
Volume [m <sup>3</sup> /dia]	5363-5317	Maior	Maior	Maior	Maior	Maior
Paradas	983-122	Maior	Maior	Maior	Maior	Maior
Inatividade [dias]	1.006-828	Menor	Menor	Menor	Menor	Menor
Geração [GWh]	271,57	Maior	Maior	Maior	Maior	Igual
Curtailement [%]	26	Maior	Menor	Similar	Similar	Similar
Ciclos bateria	2504-701	Não há	Maior	Maior	Menor	Menor
Viabilidade	<b>Viável<sup>1</sup></b>	<b>Inviável</b>	<b>Inviável</b>	<b>Viável</b>	<b>Inviável</b>	<b>Inviável</b>

O cenário de referência, onde a otimização na abordagem 2 passa a considerar as perdas de disponibilidade, continua a indicar viabilidade da operação, mesmo com redução expressiva da geração eólica e aumento significativo do tempo de inatividade do sistema. O número de paradas máximas por ano, bem como os ciclos das baterias, para ambas as turbinas, é beneficiado nesse cenário, uma vez que períodos longos de inatividade são inseridos. Em relação ao volume de água injetada, esse parâmetro apresenta uma redução, com destaque para a turbina de 10 MW, que apresenta uma injeção na média 11% menor que o desejado e pode impactar na decisão final de viabilidade para essa turbina.

Os resultados obtidos para o despacho simples, com ou sem disponibilidade, mostram que a melhora em alguns parâmetros está relacionada ao fato de que, diferente da otimização, não há a priorização de entregar a potência mínima ou uma potência menor à bomba em momentos em que há potência eólica suficiente para fornecer valores maiores que esses. Dessa forma, é possível obter um maior volume de água injetada, menor tempo de inatividade total e menor quantidade de ciclos totais para a bateria. Porém, como essa operação simplificada não garante uma distribuição da energia disponível sustentável por longos períodos, o número de paradas é consideravelmente mais elevado, inviabilizando a operação.

Tabela 11 – Comparação direta entre diferentes cenários: operação com turbina de 15 MW.

Parâmetros de análise	Cenário de referência		Demais cenários			
	Abordagem 2 Com disp.	Cenário Base Sem disp.	Abordagem 1 Sem disp.	Abordagem 2 Sem disp.	Desp. simples Sem disp.	Desp. simples Com disp.
Volume [m <sup>3</sup> /dia]	5937-5921	Maior	Maior	Maior	Maior	Maior
Paradas	698-89	Maior	Maior	Maior	Maior	Maior
Inatividade [dias]	924-787	Menor	Menor	Menor	Menor	Menor
Geração [GWh]	391,32	Maior	Maior	Maior	Maior	Igual
Curtailement [%]	41	Maior	Menor	Similar	Similar	Similar
Ciclos bateria	1938-473	Não há	Maior	Maior	Menor	Menor
Viabilidade	<b>Viável</b>	<b>Inviável</b>	<b>Inviável</b>	<b>Viável</b>	<b>Inviável</b>	<b>Inviável</b>



A próxima seção apresenta as principais conclusões deste trabalho e indica os próximos passos considerados essenciais para complementar e concluir a viabilidade técnica e econômica da operação do sistema de injeção de água quando alimentado pelo sistema híbrido proposto.



---

## Considerações finais

Este trabalho tinha como objetivo desenvolver um problema de otimização para analisar e determinar a capacidade de armazenamento necessária para a operação de um sistema de injeção de água quando alimentado por um sistema híbrido composto por uma turbina eólica *offshore* e um sistema de armazenamento de baterias. Foram analisadas duas turbinas eólicas (10 MW da DTU e 15 MW da NREL), dez capacidades de armazenamento (de 1 a 10 MWh) e duas estratégias de otimização.

A viabilidade da operação foi avaliada com base nos seguintes indicadores: número de paradas do sistema, volume de água injetado e ciclos das baterias. Adicionalmente a isso, foram apresentados resultados relacionados ao tempo de inatividade do sistema de injeção e ao *curtailment* eólico.

Além disso, resultados considerando a operação do sistema de injeção sem armazenamento, bem como a operação híbrida considerando as perdas por disponibilidade da turbina eólica, que inicialmente não foram consideradas, também foram obtidos. Para finalizar, foi realizado um despacho simplificado para confirmar se há ou não a real necessidade de otimização para a operação e dimensionamento do sistema de armazenamento para esse tipo de aplicação.

Os resultados indicam que a operação sem nenhum sistema de armazenamento é inviável. Apesar de o volume de água injetado ser, em média, superior ao desejado para ambas as turbinas, o elevado número de paradas do sistema impossibilita a operação dessa forma. Em relação à primeira estratégia de otimização, na qual a função objetivo é maximizar o volume de água injetado, os resultados indicam que a capacidade de armazenamento não influencia significativamente o volume injetado. De maneira geral, o aumento no volume é insignificante, e a operação do sistema é inviabilizada devido ao grande número de paradas e ciclos do sistema de armazenamento, resultando em necessidade de substituição das baterias ao longo do período analisado.

A segunda abordagem apresentou resultados favoráveis, indicando a viabilidade da operação quando o objetivo é minimizar as paradas do sistema. Nessa condição, o sistema de armazenamento prioriza fornecer a potência mínima necessária à bomba para manter

o sistema funcionando. Nessa estratégia, além de respeitar o número máximo de paradas para o período analisado e permitir uma operação mais constante da bomba injetora, não há perda significativa no volume de água injetada, e há uma indicação de extensão considerável da vida útil do sistema de armazenamento.

Nessa mesma abordagem, ao considerar as diversas falhas que podem ocorrer em uma turbina eólica durante sua operação, os resultados continuam a indicar a viabilidade da operação em relação ao número de paradas e ciclos das baterias, com a redução desses parâmetros devido à inserção de tempos maiores de inatividade. Em relação ao volume injetado de água, na média, a turbina de 10 MW apresenta um desempenho 11% menor que o desejado, enquanto, para a turbina de 15 MW, essa redução é de apenas 1%. O tempo de inatividade é consideravelmente elevado para as duas turbinas, indicando a possibilidade de utilizar mais do que apenas uma turbina nesse tipo de aplicação, visando melhorar o desempenho geral e a confiabilidade na operação. Por fim, o despacho simplificado comprova que uma otimização é necessária para a operação e dimensionamento do SAE. Além disso, ressalta a necessidade de se utilizar métodos de previsão de vento na operação do sistema.

Em relação à definição dos equipamentos, a escolha da turbina e da capacidade do sistema de armazenamento deve levar em consideração principalmente o número de paradas do sistema e os ciclos de operação da bateria. A turbina de 10 MW demanda um sistema de armazenamento maior para ser respeitado o número máximo de paradas por ano, o que aumenta os ciclos do sistema de armazenamento e o custo associado. A turbina de 15 MW permite o uso de um sistema de armazenamento menor e prolonga a vida útil desse sistema quando comparada à turbina de 10 MW, mas o custo da turbina é mais elevado. O volume de água injetado, que também é uma variável de interesse, pode ser decisivo caso a flexibilidade nesse parâmetro não seja tão elevada, visto que a turbina de 10 MW injeta um volume, em média, 11% menor que o desejado, enquanto a diferença identificada para a turbina de 15 MW é de apenas 1%.

Como próximos passos deste trabalho, a análise dinâmica da operação desse sistema, bem como a investigação e aplicação de técnicas robustas de controle, deverão ser realizadas. A análise da operação com múltiplas turbinas e o impacto dessa alteração nos parâmetros analisados, bem como uma análise econômica buscando definir o melhor conjunto turbina + capacidade de armazenamento, também são recomendáveis.

---

## Referências

ABDALTAWAB, M. M. H. M. **Wind-Powered Water Injection in Offshore Oil Fields**. Dissertação (Mestrado) — Delft University of Technology, 2019.

ARSHAD, M.; O'KELLY, B. C. Offshore wind-turbine structures: a review. **Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy**, Thomas Telford Ltd., v. 166, n. 4, p. 139–152, nov. 2013. <<https://doi.org/10.1680/ener.12.00019>>.

ASENSIO, A. P. et al. A voltage and frequency control strategy for stand-alone full converter wind energy conversion systems. **Energies**, MDPI AG, v. 11, n. 3, p. 474, fev. 2018. <<https://doi.org/10.3390/en11030474>>.

BAJESTAN, M. M.; MADADI, H.; SHAMSINEJAD, M. A. Control of a new stand-alone wind turbine-based variable speed permanent magnet synchronous generator using quasi-z-source inverter. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 177, p. 106010, dez. 2019. <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106010>>.

BLAABJERG, F.; LISERRE, M.; MA, K. Power electronics converters for wind turbine systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 48, n. 2, p. 708–719, mar. 2012. <<https://doi.org/10.1109/tia.2011.2181290>>.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 576, de 2021**. aug 2021. <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/146793>>.

BRASIL. **DECRETO Nº 10.946, DE 25 DE JANEIRO DE 2022**. jan 2022. <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.946-de-25-de-janeiro-de-2022-376016988>>.

CHIMURKAR, P.; KOTHAVADE, P. A review of different power converter topologies for PMSGs wind turbine. In: **2016 International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES)**. IEEE, 2016. <<https://doi.org/10.1109/cesys.2016.7889987>>.

COPP, D. A. et al. Optimal sizing of distributed energy resources for planning 100% renewable electric power systems. **Energy**, Elsevier BV, v. 239, p. 122436, jan. 2022. <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122436>>.

- DAI, J. et al. Research on power coefficient of wind turbines based on scada data. **Renewable Energy**, Elsevier BV, v. 86, p. 206–215, fev. 2016. ISSN 0960-1481. <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.08.023>>.
- DATKHILE, S. N.; TAPRE, P. C.; VEERESH, C. A comparative study of constant speed and variable speed wind energy conversion systems. **GRD Journal for Engineering**, www.grdjournals.com, v. 1, n. 10, p. 19, September 2016. ISSN 2455-5703. All rights reserved by www.grdjournals.com.
- DIAZ, J. E. S. **Wind Powered Water Injection Systems for Oil and Gas Applications**. Dissertação (Mestrado) — Norwegian University of Science and Technology, 2015.
- DNV. **Win win joint industry project: Wind-powered water injection**. [S.l.], 2019.
- DTU. **Description of the DTU 10 MW Reference Wind Turbine**. [S.l.], 2013.
- Ellen Williams and John Simmons. **Water in the energy industry: An introduction**. [S.l.]: BP International Ltd. Energy Sustainability Challenge, 2013.
- EPE. **Eólica Offshore Brasil**. [S.l.], 2022.
- ESTEBAN, M. D. et al. Why offshore wind energy? **Renewable Energy**, Elsevier BV, v. 36, n. 2, p. 444–450, fev. 2011. <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.07.009>>.
- FAISAL, M. et al. Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges. **IEEE Access**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 6, p. 35143–35164, 2018. <<https://doi.org/10.1109/access.2018.2841407>>.
- FRANCA, R. M. C.; AZAPAGIC, A. Life cycle environmental impacts of carbon capture, storage, and utilization. In: **Encyclopedia of Sustainable Technologies**. Elsevier, 2017. p. 447–459. <<https://doi.org/10.1016/b978-0-12-409548-9.10123-x>>.
- GAUGSTAD, A. T. **Power quality studies of a Stand-alone Wind-powered Water Injection System without Physical Inertia**. Dissertação (Mestrado) — Norwegian University of Science and Technology, 2017.
- GHOLAMI, M. et al. Optimum storage sizing in a hybrid wind-battery energy system considering power fluctuation characteristics. **Journal of Energy Storage**, Elsevier BV, v. 52, p. 104634, aug 2022. <<https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104634>>.
- GONZÁLEZ, M. O. A. et al. Regulation for offshore wind power development in brazil. **Energy Policy**, Elsevier BV, v. 145, p. 111756, out. 2020. <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111756>>.
- GUROBI. **GUROBI OPTIMIZATION**. 2022. <<https://www.gurobi.com/>>.
- GUROBI. **GUROBI OPTIMIZATION**. 2023. <<https://www.gurobi.com/resources/chapter-9-approach-1-branch-and-bound-methods-for-solving-mip-problems-part-1/>>.
- GWEC. **Global Wind Report 2022**. [S.l.], Abril 2022.

- HANNAN, M. et al. Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues. **Journal of Energy Storage**, Elsevier BV, v. 42, p. 103023, out. 2021. <<https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103023>>.
- HAU, E. **Wind turbines**. Berlin, Germany: Springer, 2010.
- HEMMATI-SARAPARDEH, A. et al. **Chemical Methods**. Elsevier, 2022. <<https://doi.org/10.1016%2Fc2019-0-03799-5>>.
- IEA. **World Energy Outlook 2018**. [S.l.]: International Energy Agency - IEA, 2018.
- IEA. **The Oil and Gas Industry in Energy Transitions**. [S.l.]: International Energy Agency - IEA, 2020.
- IEA. **Renewables 2021: Analysis and forecast to 2026**. [S.l.]: International Energy Agency - IEA, 2021.
- JIE, X. et al. The decarbonisation of petroleum and other fossil hydrocarbon fuels for the facile production and safe storage of hydrogen. **Energy & Environmental Science**, Royal Society of Chemistry (RSC), v. 12, n. 1, p. 238–249, 2019. <<https://doi.org/10.1039%2Fc8ee02444h>>.
- JR, L. B. et al. Albacora subsea raw water injection systems. In: **All Days**. OTC, 2013. <<https://doi.org/10.4043%2F24167-ms>>.
- KHAN, K. S. et al. Evaluation of deep-water floating wind turbine to power an isolated water injection system. In: **ASME 2021 3rd International Offshore Wind Technical Conference**. American Society of Mechanical Engineers, 2021. <<https://doi.org/10.1115%2Fiwotc2021-3522>>.
- LACHGUER, N.; LAMCHICH, M. T. Control strategy of permanent magnet synchronous generator for stand alone wind power generation system. In: **International Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics and Electromotion, Joint Conference**. IEEE, 2011. <<https://doi.org/10.1109/acemp.2011.6490630>>.
- LATIL, M. **Enhanced oil recovery**. Paris, France: Editions Technip, 1980.
- LI, J. et al. A review on development of offshore wind energy conversion system. **International Journal of Energy Research**, Wiley, v. 44, n. 12, p. 9283–9297, sep 2020. <<https://doi.org/10.1002%2Fer.5751>>.
- LI, Y. et al. Comparative study of onshore and offshore wind characteristics and wind energy potentials: A case study for southeast coastal region of china. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Elsevier BV, v. 39, p. 100711, jun. 2020. <<https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100711>>.
- MANSOUR, M.; MANSOURI, M. N.; MIMOUNI, M. F. Comparative study of fixed speed and variable speed wind generator with pitch angle control. In: **2011 International Conference on Communications, Computing and Control Applications (CCCA)**. IEEE, 2011. <<https://doi.org/10.1109/ccca.2011.6031525>>.

MATHERN, A.; HAAR, C. von der; MARX, S. Concrete support structures for offshore wind turbines: Current status, challenges, and future trends. **Energies**, MDPI AG, v. 14, n. 7, p. 1995, abr. 2021. <<https://doi.org/10.3390/en14071995>>.

MCILWAIN, N. et al. A state-of-the-art techno-economic review of distributed and embedded energy storage for energy systems. **Energy**, Elsevier BV, v. 229, p. 120461, ago. 2021. <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120461>>.

MUHAMMAD ISLAM. **Economically and environmentally sustainable enhanced oil recovery**. Nashville, TN: John Wiley & Sons, 2020.

NOROOZI, M.; FARHANGI, S. Voltage and frequency stability for control of stand-alone DFIG-based wind turbine using direct voltage control method. In: **2014 14th International Conference on Environment and Electrical Engineering**. IEEE, 2014. <<https://doi.org/10.1109/eeeic.2014.6835842>>.

NREL. **Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine**. [S.l.], 2020.

NREL. **Offshore wind Market Report: 2022 Edition**. [S.l.], 2022.

OLABI, A. et al. Critical review of energy storage systems. **Energy**, Elsevier BV, v. 214, p. 118987, jan. 2021. <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118987>>.

OSADA, Y. et al. Batteries. In: **Gels Handbook**. Elsevier, 2001. p. 421–444. <<https://doi.org/10.1016/b978-012394690-4/50133-x>>.

PERALTA, C. et al. Evaluation of the  $CO_2$  emissions reduction potential of li-ion batteries in ship power systems. **Energies**, MDPI AG, v. 12, n. 3, p. 375, jan. 2019. <<https://doi.org/10.3390/en12030375>>.

ROY, A.; BANDYOPADHYAY, S. **Wind Power Based Isolated Energy Systems**. Springer International Publishing, 2019. <<https://doi.org/10.1007/978-3-030-00542-9>>.

SAHU, S.; PANDA, G.; YADAV, S. P. Dynamic modelling and control of PMSG based stand-alone wind energy conversion system. In: **2018 Recent Advances on Engineering, Technology and Computational Sciences (RAETCS)**. IEEE, 2018. <<https://doi.org/10.1109/raetcs.2018.8443850>>.

SALIC, T. et al. Control strategies for floating offshore wind turbine: Challenges and trends. **Electronics**, MDPI AG, v. 8, n. 10, p. 1185, out. 2019. <<https://doi.org/10.3390/electronics8101185>>.

SANCHEZ, S. et al. Smart load management of water injection systems in offshore oil and gas platforms integrating wind power. **IET Renewable Power Generation**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 11, n. 9, p. 1153–1162, jul 2017. <<https://doi.org/10.1049/2Fiet-rpg.2016.0989>>.

SARKAR, A.; BEHERA, D. K. **Wind Turbine Blade Efficiency and Power Calculation with Electrical Analogy**. 2012.

SATTER, A.; IQBAL, G. M. **Reservoir Engineering**. Elsevier, 2016. <<https://doi.org/10.1016/2Fc2013-0-13485-x>>.



- SCHAFFEL, S. B. et al. Replacing fossil fuels by wind power in energy supply to offshore oil&amp;gas exploration and production activities – possibilities for Brazil. In: **Day 2 Wed, October 30, 2019**. OTC, 2019. <<https://doi.org/10.4043%2F29879-ms>>.
- SILVA, J. et al. Integration of wind power to supply water injection systems as controllable loads in offshore oil and gas facilities. Offshore Energy Storage Symposium (OSES 2016), jul 2016.
- SINGH, B.; KASAL, G. Solid state voltage and frequency controller for a stand alone wind power generating system. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 23, n. 3, p. 1170–1177, maio 2008. <<https://doi.org/10.1109/tpel.2008.921190>>.
- SLÄTTE, J. et al. Wind-powered subsea water injection pumping: Technical and economic feasibility. In: **Day 4 Thu, May 08, 2014**. OTC, 2014. <<https://doi.org/10.4043%2F25284-ms>>.
- STAFF, I. **2010 45th International Universities Power Engineering Conference**. [S.l.: s.n.], 2022. ISBN 9780956557025.
- SÁEZ, L. A. **Offshore Foundation - A Challenge in the Baltic Sea**. Dissertação (Mestrado) — Halmstad University, 2015.
- VALK, P. V. D. **Coupled Simulations of Wind Turbines and Offshore Support Structures: Strategies based on the Dynamic Substructuring Paradigm**. Tese (Doutorado), 2014. <<http://resolver.tudelft.nl/uuid:ac619319-9eae-443d-8b94-d0246f80ffdb>>.
- VISHNYAKOV, V. et al. **Primer on Enhanced Oil Recovery**. Elsevier, 2020. <<https://doi.org/10.1016%2Fc2017-0-03909-5>>.
- WU, B. et al. **Power conversion and control of wind energy systems**. New York, NY: Wiley-IEEE Press, 2011. (IEEE Press Series on Power Engineering).
- XU, B. et al. Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 9, n. 2, p. 1131–1140, mar 2018. <<https://doi.org/10.1109%2Ftsg.2016.2578950>>.
- YANG, Y. et al. Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier BV, v. 91, p. 109–125, ago. 2018. <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.047>>.
- ZHANG, Z. et al. A review of technologies and applications on versatile energy storage systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier BV, v. 148, p. 111263, set. 2021. <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111263>>.



---

## Regras para despacho simplificado

```

%dados da turbina de 10 ou 15 MW
v_cut_in= %m/s
v_nom= %m/s
v_cut_out= %m/s
rho=1.2; %kg/m cubico
area= %m quadrado
n_conv=0.9164; %[%]
h_turb= %m
cp_data=[];
cp_data=cp_data';
speed_cp=[];
speed_cp=speed_cp';

%dados sistema de inj de agua
pbomba_nom=4.408; %MW
pbomba_min=0.4548; %MW

%dados sistema de armazenamento
Es=[1;2;3;4;5;6;7;8;9;10]; %MWh
Pes=[1;2;3;4;5;6;7;8;9;10]; %MW
ns=1; %eff de auto descarga
n_es=0.85; %round trip efficiency
dt=60/3600; %h

%leitura dos dados de ventos
wind_speed=load('wind10.mat');
wind_speed=struct2array(wind_speed);

```

```

wind_speed=wind_speed(12:12:end); %dados a cada 1 min

%corr da velocidade do vento
for k=1:length(wind_speed)
    wind_speed_corr(k,1)=wind_speed(k,1)*((h_turb/100)^(1/7))
    ;
end

%calculo da pot eolica
for j=1:length(wind_speed_corr) cp(j,1)=interp1(speed_cp,
    cp_data,wind_speed_corr(j,1));
    if wind_speed_corr(j)>v_cut_in && wind_speed_corr(j)<=
        v_nom
        pwind(j,1)=(0.5*rho*area*(wind_speed_corr(j)^3)*cp(j
            ,1)*n_conv)/1e6;
    elseif wind_speed_corr(j)>v_nom && wind_speed_corr(j)<=
        v_cut_out
        pwind(j,1)=(0.5*rho*area*(v_nom^3)*cp(j,1)*n_conv)/1
            e6;
    else
        pwind(j,1)=0;
    end
end

for i=1:length(Es)
    s_bat(1)=0.5*Es(i,1); %estado inicial de carga da bateria
    for j=1:length(pwind)
        %cond 1 - se a pot eolica for maior que a nominal da
            bomba mas a bat estiver carrega ao max: curtailment
        if pwind(j,1)>pbomba_nom && s_bat(j,1)>=0.9*Es(i,1)
            potc(j,1)=0;
            potd(j,1)=0;
            pcurt(j,1)=pwind(j,1)-pbomba_nom;
            pbomba(j,1)=pwind(j,1)-potc(j,1)+potd(j,1)-pcurt(
                j,1);
            s_bat(j+1,1)=ns*s_bat(j,1)+n_es*(potc(j,1)-potd(j
                ,1))*dt;
        %cond 2 - se a pot eolica for maior que a nominal da
            bomba mas a bat nao estiver carregada ao max:

```

---

```

    carga da bat
elseif pwind(j,1)>pbomba_nom && s_bat(j,1)>=0.2*Es(i
,1) && s_bat(j,1)<0.9*Es(i,1)
    if pwind(j,1)-pbomba_nom>Pes(i,1)
        potc(j,1)=Pes(i,1);
    else
        potc(j,1)=pwind(j,1)-pbomba_nom;
    end
    potd(j,1)=0;
    if pwind(j,1)-pbomba_nom-potc(j,1)>0
        pcurt(j,1)=pwind(j,1)-pbomba_nom-potc(j,1);
    else
        pcurt(j,1)=0;
    end
    pbomba(j,1)=pwind(j,1)-potc(j,1)+potd(j,1)-pcurt(
j,1);
    s_bat(j+1,1)=ns*s_bat(j,1)+n_es*(potc(j,1)-potd(j
,1))*dt;
    if s_bat(j+1,1)<=0.9*Es(i,1)
        continue
    else
        potc(j,1)=potd(j,1)+((0.9*Es(i,1))-ns*s_bat(j
,1))/(n_es*dt);
        s_bat(j+1)=ns*s_bat(j,1)+n_es*(potc(j,1)-potd
(j,1))*dt;
        if pwind(j,1)-pbomba_nom-potc(j,1)>0
            pcurt(j,1)=pwind(j,1)-pbomba_nom-potc(j
,1);
        else
            pcurt(j,1)=0;
        end
        pbomba(j,1)=pwind(j,1)-potc(j,1)+potd(j,1)-
pcurt(j,1);

    end
%cond 3 - se a pot eolica for menor que o min e a
    bateria carregada: descarga para complementar o
    min
elseif pwind(j,1)<pbomba_min && s_bat(j,1)>0.2*Es(i

```

```

,1)
    potc(j,1)=0;
    potd(j,1)=pbomba_min-pwind(j,1);
    pcurt(j,1)=0;
    pbomba(j,1)=pwind(j,1)-potc(j,1)+potd(j,1)-pcurt(
        j,1);
    s_bat(j+1,1)=ns*s_bat(j,1)+n_es*(potc(j,1)-potd(j
        ,1))*dt;
    if s_bat(j+1,1)>=0.2*Es(i,1)
        continue
    else
        potd(j,1)=0;
        s_bat(j+1,1)=ns*s_bat(j,1)+n_es*(potc(j,1)-
            potd(j,1))*dt;
        pbomba(j,1)=0;
        pcurt(j,1)=pwind(j,1);
    end
%cond 4 - se a pot eolica for menor que o min e a
    bateria descarregada: sem atividade da bat
elseif pwind(j,1)<pbomba_min && s_bat(j,1)<=0.2*Es(i
,1)
    potc(j,1)=0;
    potd(j,1)=0;
    pcurt(j,1)=pwind(j,1);
    pbomba(j,1)=pwind(j,1)-potc(j,1)+potd(j,1)-pcurt(
        j,1);
    s_bat(j+1,1)=ns*s_bat(j,1)+n_es*(potc(j,1)-potd(j
        ,1))*dt;
%cond 5 - se a pot eolica for maior que o min e a
    bateria descarregada: carga da bateria do
    excedente em rel ao min
elseif pwind(j,1)>pbomba_min && s_bat(j,1)>=0.2*Es(i
,1) && s_bat(j,1)<0.9*Es(i,1)
    if pwind(j,1)-pbomba_min>=Pes(i,1)
        potc(j,1)=Es(i,1);
    else
        potc(j,1)=pwind(j,1)-pbomba_min;
    end
    potd(j,1)=0;

```

---

```

if pwind(j,1)-pbomba_min-potc(j,1)>0
    pcurt(j,1)=pwind(j,1)-pbomba_min-potc(j,1);
else
    pcurt(j,1)=0;
end
pbomba(j,1)=pwind(j,1)-potc(j,1)+potd(j,1)-pcurt(
    j,1);
s_bat(j+1,1)=ns*s_bat(j,1)+n_es*(potc(j,1)-potd(j
    ,1))*dt;
if s_bat(j+1,1)>=0.2*Es(i,1) && s_bat(j+1,1)
    <=0.9*Es(i,1)
    continue
elseif s_bat(j+1,1)>0.9*Es(i,1)
    potc(j,1)=potd(j,1)+((0.9*Es(i,1))-ns*s_bat(j
        ,1))/(n_es*dt);
    s_bat(j+1,1)=ns*s_bat(j,1)+n_es*(potc(j,1)-
        potd(j,1))*dt;
    if pwind(j,1)-pbomba_min-potc(j,1)>0
        pcurt(j,1)=pwind(j,1)-pbomba_min-potc(j
            ,1);
    else
        pcurt(j,1)=0;
        pbomba(j,1)=pwind(j,1)-potc(j,1)+potd(j
            ,1)-pcurt(j,1);
        s_bat(j+1,1)=ns*s_bat(j,1)+n_es*(potc(j
            ,1)-potd(j,1))*dt;
    end
end
%cond 6 - se a pot eolica for maior que o min e a
    bateria carregada: carga da bateria do excedente
    em rel ao min
elseif pwind(j,1)>pbomba_min && s_bat(j,1)>=0.9*Es(i
    ,1)
    potc(j,1)=0;
    potd(j,1)=0;
    if pwind(j,1)<=pbomba_nom
        pcurt(j,1)=0;
    else
        pcurt(j,1)=pwind(j,1)-pbomba_nom;

```

```

end
pbomba(j,1)=pwind(j,1)-potc(j,1)+potd(j,1)-pcurt(
    j,1);
s_bat(j+1,1)=ns*s_bat(j,1)+n_es*(potc(j,1)-potd(j
    ,1))*dt;
else %se nao entrar em nenhuma cond, mostrar erro
    disp('erro')
    break
end
end
end

%para o cenario com perdas de disponibilidade, considerar em
    todas as seis condicoes a insercao de "%&& disp(j,1)==0".
    Caso o vetor de disponibilidade seja zero, nao existe falha
    no momento e tudo pode operar normalmente. Para os
    momentos de falha, uma nova cond foi criada

%cond 7 - se a disponibilidade for 1, bat nao atua
    else if pwind(j,1)<pbomba_min && s_bat(j,1)
        >=0.9*Es(i,1) || s_bat(j,1)>=0.2*Es(i,1) &&
        s_bat(j,1)<0.9*Es(i,1) && disp(j,1)==1
            potc(j,1)=0;
            potd(j,1)=0;
            pcurt(j,1)=0;
            pbomba(j,1)=pwind(j,1)-potc(j,1)+potd(j
                ,1)-pcurt(j,1);
            s_bat(j+1,1)=ns*s_bat(j,1)+n_es*(potc(j
                ,1)-potd(j,1))*dt;
        else
            disp('erro')
            break
        end
end

```