

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

Determinação de sistema híbrido de geração de energia elétrica para uma plataforma petrolífera *offshore*

por

Guilherme Barth Rossi

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, agosto de 2024



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**Determinação de sistema híbrido de geração de energia elétrica para uma
plataforma petrolífera *offshore***

por

Guilherme Barth Rossi

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE **BACHAREL EM ENGENHARIA
DE ENERGIA.**

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Banca examinadora:

Prof^ª. Dra. Bibiana Maitê Petry Ferraz / UFRGS
Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne / UFRGS
Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos / UFRGS

Porto Alegre, 9 de agosto de 2024

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha mãe e ao meu pai por todo apoio e torcida em minha formação, por toda vibração em momentos de êxito e todo o suporte em momentos difíceis.

Aos demais familiares e amigos que fizeram parte de toda essa caminhada.

Aos professores e colegas da Engenharia de Energia pelas trocas de conhecimento e experiência.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul por ter me proporcionado diversas oportunidades para meu crescimento profissional e pessoal.

ROSSI, G. B. **Determinação de sistema híbrido de geração de energia elétrica para uma plataforma petrolífera offshore**. 2024. 38. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

RESUMO

A exploração de petróleo é um componente vital da matriz energética global, assim como a busca por sustentabilidade e diminuição de emissões de gases do efeito estufa. As plataformas de produção de petróleo e gás nos oceanos, chamadas de plataformas *offshore*, são uma grande fonte desse insumo energético. Uma abordagem mais sustentável para suprir as demandas energéticas dessas plataformas ganha cada vez maior relevância. As plataformas *offshore*, sem conexão alguma com os continentes, dependem fortemente da disponibilidade constante de energia elétrica para sua operação, utilizando turbinas a gás e motores a diesel. Visando soluções por meio de fontes renováveis de energia limpa e a redução de emissões de gases de efeito estufa, este trabalho apresenta um estudo para determinar um sistema híbrido de geração e armazenamento de energia elétrica para suprir a demanda de uma plataforma. Diferentes cenários são estabelecidos, sendo compostos por turbina eólica, painéis fotovoltaicos, sistema de armazenamento de energia por baterias e turbina a gás. Aspectos econômicos e ambientais são considerados, como valor de investimento, custos de combustível e emissões de gases de efeito estufa. A linguagem de programação Python foi utilizada para os cálculos junto com o método de otimização de Programação Sequencial de Mínimos Quadrados (SLSQP) que busca minimizar o custo de investimento. Para validação dos cálculos de geração, softwares comerciais foram utilizados, como HOMER e iHOGA. A análise dos resultados indicou um cenário com 30% de participação renovável e 48 MW de turbinas eólicas como o de retorno econômico mais viável e redução de 30% nas emissões.

PALAVRAS-CHAVE: sistema híbrido de energia, petrolífera offshore, SLSQP.

ROSSI, G. B. **Determination of a hybrid electrical power generation system for an offshore oil platform**. 2024. 38. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

ABSTRACT

Oil exploration is a vital component of the global energy matrix, along with the pursuit of sustainability and the reduction of greenhouse gas emissions. Offshore oil and gas production platforms are a major source of this energy resource. A more sustainable approach to meet the energy demands of these platforms is gaining increasing relevance. Offshore platforms, which are not connected to the continents, heavily rely on the constant availability of electricity for their operation, using gas turbines and diesel engines. Aiming for solutions through renewable clean energy sources and the reduction of greenhouse gas emissions, this work presents a study to determine a hybrid system for generating and storing electrical energy to meet the demand of a platform. Different scenarios are established, comprising wind turbines, photovoltaic panels, battery energy storage systems, and gas turbines. Economic and environmental aspects are considered, such as investment value, fuel costs, and greenhouse gas emissions. The Python programming language was used for the calculations along with the Sequential Least Squares Programming (SLSQP) optimization method, which aims to minimize investment costs. Commercial software, such as HOMER and iHOGA, were used to validate the generation calculations. The analysis of the results indicated a scenario with 30% renewable participation and 48 MW of wind turbines as the most economically viable, with a 30% reduction in emissions.

KEYWORDS: hybrid energy system, offshore oil platform, SLSQP.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Projeto Hywind Tampen da Equinor no Mar do Norte.	10
Figura 2 – Plataforma fotovoltaica flutuante de Sobradinho, Bahia.	11
Figura 3 – Turbina eólica Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD	14
Figura 4 – Curva de potência da SG 8.0-167 DD	15
Figura 5 – Turbina SGT-600	16
Figura 6 – Esquema da metodologia proposta.	18
Figura 7 – Esquema das possíveis configurações	19
Figura 8 – Localização da plataforma	19
Figura 9 – Curva de carga da plataforma	20
Figura 10 – Curva de potência da turbina eólica.	22
Figura 11 – Dinâmica da bateria.	23
Figura 12 – Configurações dos cenários 2, 3 e 4.	26
Figura 13 – Resultados energéticos dos cenários 2, 3 e 4.	27
Figura 14 – Configurações dos cenários 5, 6 e 7.	29
Figura 15 – Resultados energéticos dos cenários 5, 6 e 7.	30
Figura 16 – Limite de participação renovável através de eólica.	30
Figura 17 – Limite de participação renovável através de fotovoltaica.	31

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – CAPEX e OPEX das tecnologias.	17
Tabela 2 – CAPEX e OPEX adotados.	21
Tabela 3 – Cenários propostos para estudo.	24
Tabela 4 – Comparação de resultados de geração.	25
Tabela 5 – Resultados para o cenário 1 (base).	25
Tabela 6 – Indicadores econômicos e ambientais para 30%.	27
Tabela 7 – Indicadores econômicos e ambientais para 50%.	28
Tabela 8 – Indicadores econômicos e ambientais para 70%.	28

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	Motivação	9
1.2	Justificativa	10
1.3	Objetivos	12
2	REFERENCIAL TEÓRICO	13
2.1	Uma visão de trabalhos anteriores	13
2.2	Tecnologias de geração e armazenamento	14
2.3	Modelo de otimização	16
2.4	Softwares para validação	16
2.5	Análise econômica e ambiental	17
3	METODOLOGIA	18
3.1	Definição do escopo	18
3.2	Levantamento de dados	19
3.3	Cálculos de geração e armazenamento	21
3.4	Modelo de otimização	23
3.5	Cenários de estudo	24
3.6	Validação dos cálculos de geração	24
4	RESULTADOS	25
4.1	Cenário 1 (base)	25
4.2	Cenários 2, 3 e 4	25
4.3	Cenários 5, 6 e 7	29
5	CONCLUSÃO	32
	REFERÊNCIAS	33
	APÊNDICE A – FLUXOGRAMA DO CÓDIGO.	37
	APÊNDICE B – RESULTADOS DOS CENÁRIOS 2, 3 E 4.	38

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Com o passar dos anos, o petróleo tem se mantido como um elemento crucial na matriz energética mundial, oferecendo combustíveis indispensáveis e atuando como matéria-prima para a fabricação de uma vasta gama de produtos industriais, farmacêuticos e químicos. O petróleo pode ser explorado de forma *onshore*, quando a extração ocorre no continente, e *offshore*, quando a extração ocorre fora do continente, normalmente em alto mar a alguns quilômetros de distância da costa, podendo ser por meio de plataformas fixadas no solo marinho ou flutuantes.

A nível global, cerca de 30% da oferta total de energia é referente ao petróleo (IEA, 2023). O volume produzido de petróleo no mundo aumentou 4,2% entre 2021 e 2022, assim como sua utilização, que apresentou um crescimento de 3,1%, totalizando um consumo de aproximadamente 97 milhões de barris por dia (ANP, 2023). Apesar da evolução das discussões e ações referentes ao meio ambiente, o mercado petrolífero não apresenta sinais de recuo em suas atividades, e ainda será uma componente vital na matriz energética mundial por muitos anos.

No Brasil, a indústria petrolífera foi e continua sendo extremamente importante para a economia e o crescimento nacional. O petróleo e derivados representaram 35% da oferta interna de energia, que é a quantidade total de energia disponível para uso no país, e 40% do consumo final de energia em 2022, segundo o Balanço Energético Nacional de 2023 (EPE, 2023). Também houve crescimento no volume de petróleo produzido de 3,9% entre 2021 e 2022, e aumento de 4,9% de consumo, ocupando o nono lugar de países que mais consumiram petróleo em 2022, com consumo de cerca de 2,5 milhões de barris por dia. No final de 2022, 648 áreas estavam sob contrato, sendo 295 blocos na fase de exploração (138 se localizavam no mar), 44 campos em desenvolvimento da produção (29 marítimos) e 309 campos na etapa de produção (71 no mar) (ANP, 2023).

Enquanto a demanda por petróleo permanece robusta, o setor enfrenta crescentes pressões para adotar práticas de menor impacto ao meio ambiente. Dessa forma, a busca por uma abordagem mais sustentável para suprir as demandas energéticas das plataformas de exploração de petróleo ganha maior relevância. O projeto Hywind Tampen, mostrado na Figura 1, é um exemplo de solução, sendo o primeiro parque eólico *offshore* flutuante do mundo construído especificamente para o fornecimento de energia para instalações de exploração de petróleo e gás da empresa Equinor no Mar do Norte norueguês. O complexo eólico possui capacidade nominal de 88 MW (11 turbinas), que foram atualizadas de 8 MW para 8,6 MW Siemens Gamesa e suprirá aproximadamente 35% da demanda anual de eletricidade das 5 plataformas (EQUINOR, 2023).

Figura 1 – Projeto Hywind Tampen da Equinor no Mar do Norte.



Fonte: [Bratland \(2023\)](#)

1.2 Justificativa

As plataformas de exploração de petróleo *offshore*, sem conexão alguma com os continentes, dependem fortemente da disponibilidade constante de energia elétrica para operar sistemas essenciais, como maquinaria de perfuração, bombas de extração, instalações de processamento e instalações para os trabalhadores embarcados. Para a produção de energia elétrica, essas plataformas dependem, na maioria dos casos, da utilização de turbinas a gás e geradores a diesel para suprir sua própria demanda de eletricidade. Cerca de 5% da produção dos poços *offshore* é utilizada como combustível para alimentar as plataformas, resultando em emissões anuais de aproximadamente 200 milhões de toneladas de CO₂ ([WOODMACKENZIE, 2019](#)). Devido à utilização de combustíveis fósseis, as atividades relacionadas apenas à exploração e produção de petróleo e gás representam aproximadamente 15% das emissões totais de gases de efeito estufa do setor energético mundial ([IEA, 2020](#)).

A transição energética contemporânea busca a mudança do sistema de energia atual baseado em fontes energéticas não renováveis, visando soluções mais sustentáveis por meio de fontes renováveis de energia limpa, redução de emissões de gases de efeito estufa e aumento da eficiência energética em processos. A transição para um sistema híbrido de geração de energia elétrica *in loco*, combinando fontes renováveis e tecnologias de armazenamento, não apenas reduz as emissões de carbono associadas à produção de eletricidade, mas também pode aprimorar a autonomia e eficiência operacional. Além disso, a implementação de energia renovável poderia mitigar o impacto econômico de futuros impostos sobre o carbono, contribuindo para economia de custos e reforçando os compromissos de redução das emissões de gases de efeito estufa ([WOODMACKENZIE, 2019](#)).

A evolução de tecnologias de geração de energia *offshore* contribui para o cenário de

transição. O Relatório Global de Energia Eólica *Offshore* de 2023 (GWEC, 2023) indica que, ao final de 2022, a capacidade total instalada de energia eólica *offshore* no mundo atingiu 64 GW. O relatório prevê um crescimento significativo da capacidade de energia eólica *offshore* nos próximos dez anos, com mais de 380 GW adicionados ao redor do mundo. O Brasil também é citado no relatório, sendo ressaltada a urgência na estruturação da regulamentação do setor e no estabelecimento de regras para o uso do mar. Segundo um estudo desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Brasil possui um potencial de 700 GW de energia eólica *offshore* em locais com profundidade de até 50 metros (EPE, 2020).

De forma complementar, as tecnologias fotovoltaicas também *offshore* são uma alternativa para a geração de energia elétrica em alto mar. Um estudo realizado por Golroodbari e Sark (2020) demonstrou que a produção anual média de painéis fotovoltaicos no mar é cerca de 13% maior que em terra firme. Em outro estudo, Golroodbari, Ayyad e Sark (2023) mostra que a diferença de rendimento entre sistemas em terra firme e *offshore* variam entre 20% e -4%, indicando que as vantagens do rendimento da fotovoltaica *offshore* são específicas da localidade. Ainda há desafios principalmente mecânicos devido ao ambiente repleto de instabilidades no oceano. No mundo, a geração solar fotovoltaica flutuante ganha adeptos, porém em sua grande maioria em lagos e não no mar. No Brasil, existem projetos pilotos dessa tecnologia instalados em reservatórios de usinas hidrelétricas, sendo o maior deles na Usina Hidrelétrica Sobradinho na Bahia (EPE, 2020b), apresentada na Figura 2.

Figura 2 – Plataforma fotovoltaica flutuante de Sobradinho, Bahia.



Fonte: Pereira (2019)

O desenvolvimento e implementação bem-sucedidos de um sistema híbrido representarão um marco significativo na transformação da indústria petrolífera, mostrando que é possível conciliar a necessidade contínua de recursos energéticos com uma abordagem mais responsável e alinhada aos objetivos ambientais globais. Além disso, ao adotar tecnologias sustentáveis, as empresas do setor poderão fortalecer sua posição no mercado, atendendo às crescentes expectativas dos consumidores e investidores em relação à responsabilidade ambiental e práticas

de negócios socialmente conscientes.

1.3 Objetivos

Este trabalho propõe a determinação de um sistema híbrido de geração e armazenamento de energia elétrica para a demanda de uma plataforma de exploração de petróleo *offshore*, bem como verificar a compatibilidade de um projeto dessa natureza para o setor. O sistema é composto por turbina eólica *offshore*, painéis fotovoltaicos flutuantes, um sistema de armazenamento de energia elétrica por bateria eletroquímica e turbina a gás. O objetivo dessa configuração é reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, diminuindo os impactos ambientais e promovendo a sustentabilidade operacional das plataformas *offshore*.

A utilização de uma turbina eólica *offshore* explora o potencial da energia eólica disponível na região marítima, aproveitando os ventos constantes para gerar eletricidade de forma limpa e eficiente. Os painéis fotovoltaicos flutuantes complementam a geração de energia durante o dia. O sistema de baterias armazena a energia em momentos que a produção supera o consumo e fornece energia durante períodos sem geração eólica e/ou fotovoltaica. A turbina a gás serve para assegurar o fornecimento de energia elétrica à plataforma quando não há produção ou fornecimento suficientes, além de servir para assegurar a segurança e estabilidade necessárias de forma constante.

A determinação da configuração do sistema híbrido se baseia na demanda de eletricidade de uma plataforma de exploração de petróleo na costa brasileira e em aspectos econômicos, como valor de investimento e custos de combustíveis. A linguagem de programação Python é usada para os cálculos, utilizando o método de otimização de Programação Sequencial de Mínimos Quadrados (*Sequential Least Squares Programming* (SLSQP), em inglês) para minimizar custos de investimento e atender aos cenários propostos. São simulados diferentes cenários, sendo o cenário apenas com turbina a gás o cenário base; os outros cenários variam sua composição e também o objetivo percentual da participação das tecnologias renováveis na geração total de energia elétrica. A análise econômica utiliza valores de despesas de capital (CAPEX, do inglês *capital expenditure*) e despesas operacionais (OPEX, do inglês *operating expenditure*) das tecnologias de geração e armazenamento, assim como o valor de venda do combustível fóssil (gás natural). A hipótese adotada foi de que todo o gás natural que seria utilizado para as turbinas a gás passaria a ser vendido, proporcionando um retorno financeiro. Os resultados indicam fatores econômicos, como tempo de retorno de investimento, ambientais, como emissões de carbono, e configuração do sistema no fornecimento de eletricidade. Os resultados de todos os cenários são comparados a um sistema em que uma plataforma possui apenas turbinas a gás para a produção de sua energia elétrica. Fatores elétricos, mecânicos e relacionados ao bioma marinho (como ondas, temperatura e salinidade da água) são desconsiderados neste trabalho. Os valores de geração de energia elétrica obtidos nos cálculos em Python são validados através de *softwares* comerciais, como HOMER e iHOGA, e ferramentas *online*, como Enersquid, Global Wind Atlas e Global Solar Atlas.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta seção, são apresentados estudos anteriores sobre o tema, as tecnologias utilizadas para o desenvolvimento do presente trabalho, assim como o modelo de otimização usado, os *softwares* e ferramentas para validação dos cálculos de geração e os dados econômicos e de emissões de gases de efeito estufa.

2.1 Uma visão de trabalhos anteriores

Diversos trabalhos e metodologias que abordam o funcionamento e implementação de sistemas híbridos de geração de energia vêm sendo realizados nos últimos anos, com o intuito de avaliar quais as melhores tecnologias e configurações compõem soluções viáveis. Para esse trabalho, buscou-se artigos e estudos que utilizaram algum método de otimização ou *software* para determinar uma configuração de sistema de geração e armazenamento de energia.

Muitos estudos relacionados à modelagem otimizada de sistemas híbridos de energias renováveis têm utilizado o *software* pago *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (HOMER), desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), dos Estados Unidos. Os trabalhos mais comuns procuram soluções energéticas para pequenas redes elétricas e regiões isoladas, como ilhas e pequenas comunidades, por intermédio da utilização de tecnologias limpas e renováveis (SUDARMADI; GARNIWA, 2023). O estudo de Chaichan et al. (2022) analisa a otimização técnico-econômica de sistemas híbridos de geração de energia em Koh Samui, Tailândia, utilizando o *software* HOMER, e demonstra que um sistema 100% renovável (eólico, solar, célula a combustível) conectado à rede elétrica principal pode ser a opção mais econômica em termos de custo nivelado de energia (LCOE, do inglês *Levelized Cost of Energy*). Niringiyimana et al. (2023) utilizaram o HOMER para projetar um sistema híbrido eólico-solar na vila de Rukomo, distrito de Gicumbi, Ruanda, com o objetivo de reduzir a dependência da rede elétrica nacional e os custos associados. No estudo de Çetinbaş, Tamyurek e Demirtaş (2019), foi utilizado o HOMER para projetar, analisar e otimizar uma microrrede híbrida para suprir a demanda de energia de um complexo hospitalar na Turquia.

Existem diversos *softwares* com o mesmo intuito. Shamachurn (2021) propõe um sistema híbrido de energia otimizado *offgrid* para uma residência em Paris, utilizando o *software* iHOGA. Em McGowan et al. (1996), uma das simulações de um sistema híbrido utilizado para alimentar um sistema de telecomunicações remoto no Brasil foi através do *software* HYBRID2. O trabalho de Chowdhury et al. (2020) utiliza o *software* RETScreen para avaliar um sistema híbrido fotovoltaico-biomassa para uma área rural em Ashuganj, Bangladesh. Um outro estudo de caso da Ilha de Wang-An por Yue, Chen e Lee (2016) avaliou a demanda de energia e o potencial de fontes renováveis (eólicas, solares, etc.) através da modelagem no *software* EnergyPLAN.

No artigo de Sharafi e ELMekawy (2014), que propõe uma abordagem para projetos otimizados de sistemas híbridos de energia renovável, é utilizado o método ϵ -constraint para minimizar simultaneamente o custo total do sistema, a carga não atendida e a emissão de

gases. Um algoritmo de otimização por enxame de partículas (PSO, do inglês *particle swarm optimization*) foi empregado para resolver o problema de otimização multiobjetivo. O estudo de caso apresentado demonstra a eficiência da abordagem proposta considerando aerogeradores, painéis fotovoltaicos, gerador a diesel, baterias, célula a combustível, eletrolisador e tanque de hidrogênio. [Kaviani, Riahy e Kouhsari \(2009\)](#) também utilizaram PSO para propor um método para otimização simultânea de custo e confiabilidade em sistemas híbridos.

O estudo de [Fracas, Camarda e Zondervan \(2023\)](#) propõe um modelo técnico-econômico para otimizar a operação de microgrids híbridas interconectadas utilizando a técnica de otimização de Programação Sequencial dos Mínimos Quadrados (*Sequential Least Squares Programming* (SLSQP), em inglês), que visa maximizar o retorno financeiro por meio do gerenciamento conjunto da energia elétrica e térmica. [Rafał et al. \(2022\)](#) também utilizam SLSQP para propor um método de controle otimizado para um sistema híbrido de armazenamento de energia acoplado a uma instalação solar fotovoltaica. Outros trabalhos relacionados a sistemas híbridos de energia utilizaram SLSQP em conjunto com outros métodos matemáticos, como em [Tian et al. \(2021\)](#), onde propuseram um método para otimizar um sistema híbrido de geração de energia fotovoltaico/bateria/diesel para uma vila remota na China, ou como em [Li e Fu \(2022\)](#), no qual propuseram outro método para reduzir o custo de combustível considerando variações na demanda e sazonalidade.

O presente trabalho juntou elementos de estudos existentes para criar uma metodologia própria de determinação de um sistema híbrido de geração de energia elétrica para a demanda de uma plataforma petrolífera *offshore*.

2.2 Tecnologias de geração e armazenamento

Nesta seção, são apresentadas as tecnologias consideradas na realização do trabalho.

O modelo de turbina eólica escolhido para a realização dos cálculos é a SG 8.0-167 DD de 8 MW de potência da fabricante Siemens Gamesa, apresentada na Figura 3.

Figura 3 – Turbina eólica Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD

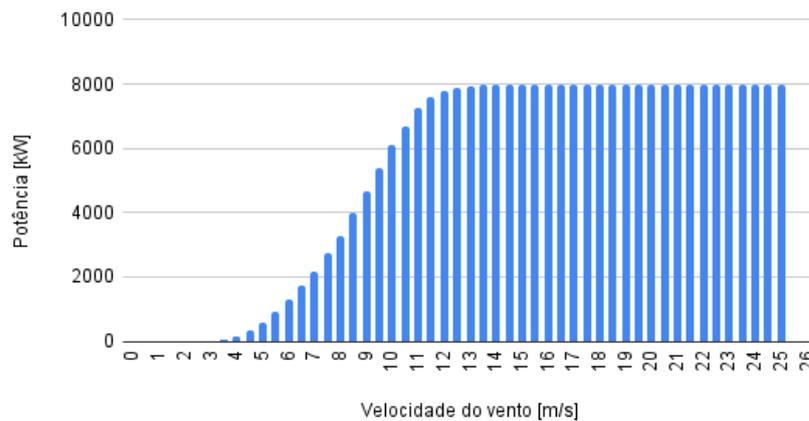


Fonte: [Siemens \(2024\)](#).

O método de estimativa de geração da turbina eólica foi baseado em [Grothe, Kächele e Watermeyer \(2022\)](#), onde é realizada uma regressão polinomial da curva de potência da turbina

fornecida pelo fabricante que é função da velocidade do vento na altura do *hub* da turbina. A curva de potência que corresponde à turbina escolhida é apresentada na Figura 4.

Figura 4 – Curva de potência da SG 8.0-167 DD



Fonte: adaptado de [Siemens \(2024\)](#).

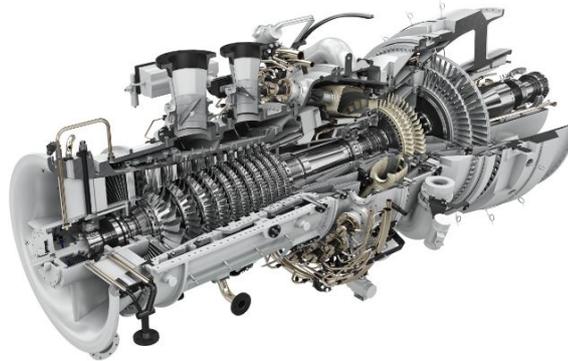
Por se tratar de uma plataforma *offshore*, a opção de tecnologia de painéis flutuantes foi sondada. No entanto, os cálculos realizados nesse trabalho para a produção fotovoltaica não consideram nenhum fator que diferencie um painel fixo de um painel flutuante, como os movimentos e ondulações da água. Também não são considerados fatores de degradação devido à salinidade do ambiente marinho. Em relação ao modelo de painel, não foi escolhido um modelo específico, como feito em relação à turbina eólica, apenas considerou-se que a tecnologia do painel seria de células de silício monocristalinas (1ª geração), uma tecnologia madura. Para o cálculo de geração de energia elétrica, foi utilizado o valor estimado de produção horária por kWp (quilowatt pico) instalado através da ferramenta Renewables Ninja ([PFENNINGER; STAFFELL, 2016](#); [STAFFELL; PFENNINGER, 2016](#)), disponível gratuitamente *online*. Portanto, a escolha de painéis fotovoltaicos é uma opção somente para comparação de um arranjo energético.

O sistema de armazenamento de energia elétrica funciona para estocar a energia quando há momentos de excedente de produção, ou seja, quando o sistema composto por turbinas eólicas e/ou painéis fotovoltaicos gerar mais eletricidade do que demanda a plataforma naquele instante. A tecnologia considerada para o trabalho é de baterias eletroquímicas de íon de lítio. Além da alta densidade energética as baterias de íon-Li podem suportar altas taxas de carga e descarga, com ausência de efeito memória e apresentam uma vida útil elevada. Nos últimos anos, as baterias de íon de lítio têm despontado como a tecnologia que mais cresce nas aplicações estacionárias para armazenamento de energia, com destaque para o armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos isolados da rede (*offgrid*). Quanto à maturidade, pode-se afirmar que as baterias de íon de lítio ainda têm grande potencial para desenvolvimentos e reduções de custo ([SERRA et al., 2016](#)).

A turbina a gás escolhida para o trabalho foi a SGT-600, modelo de 24,5 MWe da fabricante Siemens. A Figura 5 apresenta essa turbina. A escolha do modelo de turbina se deu

exclusivamente por sua potência, sem levar em consideração questões técnicas aprofundadas.

Figura 5 – Turbina SGT-600



Fonte: [Siemens \(2023\)](#).

2.3 Modelo de otimização

O modelo de otimização foi selecionado a partir da pesquisa de métodos e bibliotecas existentes na linguagem Python. A biblioteca SciPy é um ecossistema de código aberto para matemática, ciências e engenharia, e fornece algoritmos para otimização, integração, interpolação, problemas de autovalores, equações algébricas, equações diferenciais, estatísticas e muitas outras classes de problemas ([VIRTANEN et al., 2020](#)).

O método escolhido para o presente trabalho foi o algoritmo de otimização de SLSQP. O método SLSQP foi selecionado por melhor se encaixar no problema proposto, pois é capaz de resolver problemas de funções lineares e não lineares com diversas variáveis para minimizar funções escalares, assim como considerar restrições de igualdade e/ou desigualdade ([SCIPY, 2024](#)).

Como o método de otimização não é o foco do trabalho, não serão detalhados nem expressos os modelos matemáticos. Em resumo, o algoritmo SLSQP combina a robustez da programação de mínimos quadrados sequencial com a eficiência do método quasi-Newton de Han-Powell, a atualização BFGS (*Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno*) da matriz B, a função de teste L1 no algoritmo de tamanho de passo e o solucionador de mínimos quadrados não lineares de Lawson e Hanson, resultando em uma ferramenta para a resolução de problemas de otimização não linear complexos. Mais informações podem ser encontradas em [Kraft \(1988\)](#).

2.4 Softwares para validação

Para a validação dos cálculos de geração eólica e fotovoltaica, procurou-se *softwares* comerciais ou ferramentas *online* que utilizassem a localização da plataforma com os dados da turbina eólica, da potência fotovoltaica, de velocidade do vento e de irradiação solar e estipulassem a energia elétrica gerada.

No presente trabalho, foram selecionados os *softwares* HOMER (HOMER, 2024) e iHOGA (IHOGA, 2024) e as ferramentas *online* Renewables Ninja, Enersquid (ENERSQUID, 2024), Global Solar Atlas (SOLARGIS, 2024) e Global Wind Atlas (WGA, 2024).

2.5 Análise econômica e ambiental

A análise econômica baseou-se no tempo de retorno do investimento. A hipótese do trabalho para o retorno econômico com a implementação de um sistema híbrido de geração de energia elétrica para a plataforma foi a seguinte: o cenário base considera a utilização de apenas turbinas a gás para a geração de energia elétrica, de forma que há consumo de gás natural; o gás natural consumido seria obtido através da própria exploração da plataforma, ou seja, não haveria custo de compra do gás. Com a instalação de um novo sistema de energia de fontes renováveis, haveria uma economia no consumo de gás natural, permitindo que o gás não consumido pelas turbinas a gás seja vendido, gerando um retorno econômico e contribuindo para a sustentabilidade da produção.

Para os cálculos da análise econômica, foram considerados valores de custos de capital (CAPEX) e custos operacionais (OPEX) de cada tipo de tecnologia.

Tabela 1 – CAPEX e OPEX das tecnologias.

Tecnologias	CAPEX [USD] ⁽¹⁾	OPEX [USD]
Turbinas eólicas <i>offshore</i>	3.000 - 6.000/kW ^(A)	109 - 140/kW ^(B)
Painéis fotovoltaicos	1.200 - 1.700/kW ^(C)	15 - 20/kW ^(C)
Baterias íon de lítio	1.250 - 1.500/kWh ^(D)	35 - 70/kWh ^(C)

1: dólar estadunidense

A: EPE (2020)

B: CNI (2023)

C: NREL (2023)

D: May, Davidson e Monahov (2018)

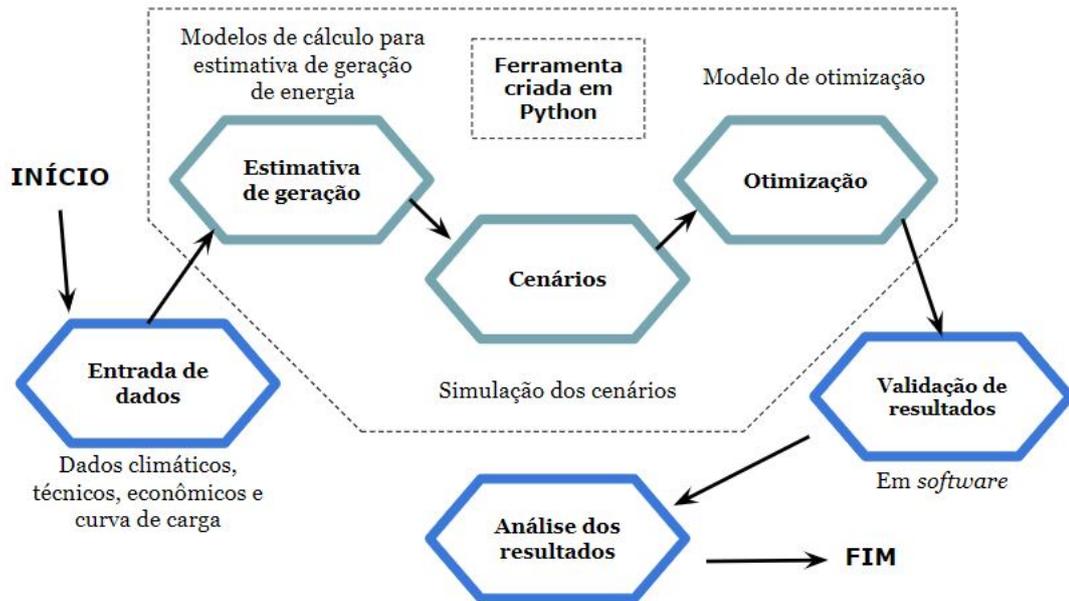
Sobre o valor de venda do gás natural, a projeção feita pelo CBIE (Centro Brasileiro de Infraestrutura), na nova edição do relatório “Perspectivas para o Setor Energético”, aponta o valor de USD 10,92 por milhão de BTUs para a média de 2024, medida que equivale 26,8 m³ (metros cúbicos), resultando em aproximadamente USD 0,4/m³ de gás natural (JR., 2024). Como hipótese, o trabalho considerou um valor de venda do gás natural de USD 0,6/m³.

A análise ambiental abordou as emissões de gases de efeito estufa, simplificando em emissões de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq). Os valores utilizados foram de 13,91 gCO₂eq/kWh para produção eólica *offshore*, 50,76 gCO₂eq/kWh para solar fotovoltaica de silício monocristalino, e 502 gCO₂eq/kWh para a turbina a gás natural (MARASHLI; GASAYMEH; SHALBY, 2022).

3 METODOLOGIA

Nesse trabalho, o objetivo é definir e analisar algumas configurações de um sistema híbrido, baseado na potência instalada de cada tecnologia, para fornecimento de energia elétrica a uma plataforma petrolífera. Para o desenvolvimento desta análise, o trabalho possui a linha de raciocínio apresentada na Figura 6.

Figura 6 – Esquema da metodologia proposta.



Fonte: Autor.

Inicialmente, é realizado o levantamento de dados, os quais são compostos por dados climáticos, técnicos e econômicos. Na segunda parte, em ambiente criado na linguagem computacional Python, são aplicados os modelos para os cálculos de cada tecnologia utilizada e, após, é aplicado o modelo de otimização junto aos cenários propostos. Os cálculos de geração para as tecnologias eólica e fotovoltaica são validados nos *softwares* e ferramentas citados. Com os valores validados, é feita uma análise comparativa entre os cenários propostos, comparando-se aspectos técnicos, ambientais, econômicos e eficácia do sistema no fornecimento de energia.

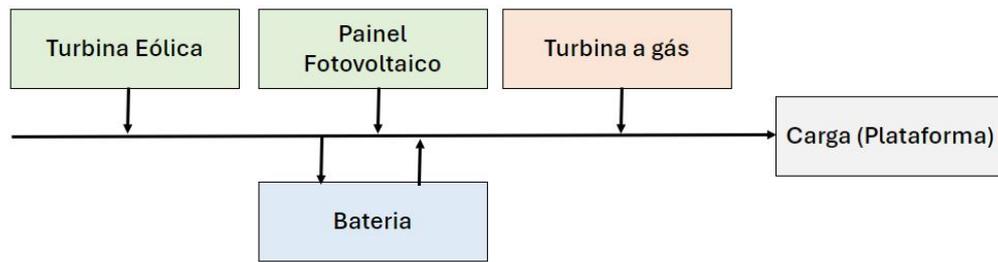
3.1 Definição do escopo

Os cenários desenvolvidos envolvem turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos, sistema de armazenamento de energia de baterias de íon de lítio e turbinas a gás, como ilustrado na Figura 7.

As hipóteses consideram o sistema *offgrid*, quando não há conexão com uma rede elétrica de maior escala, e desconsideram problemas relacionados à mecânica estrutural e à estabilidade da rede elétrica.

A localidade escolhida fica próxima a costa brasileira na região do pré-sal no oceano Atlântico sul, a aproximadamente 200 km de distância da costa, de latitude -24,677 e longitude

Figura 7 – Esquema das possíveis configurações



Fonte: Autor.

-42,429. A Figura 8 mostra no mapa o local da plataforma.

Figura 8 – Localização da plataforma



Fonte: Google (2024).

A escolha desse local se deu ao fato de ser uma das regiões descobertas mais importantes para exploração de petróleo e gás natural dos últimos anos. No entanto, a única influência da localidade é em relação ao regime de ventos e irradiação solar.

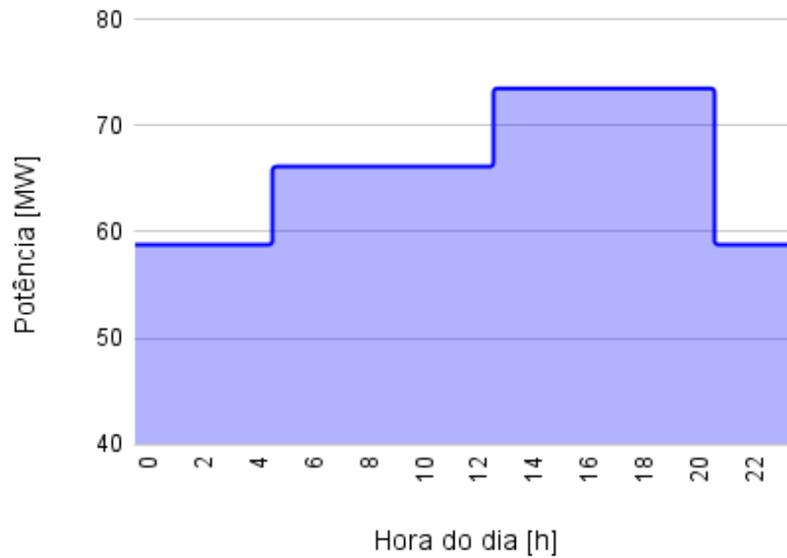
3.2 Levantamento de dados

A curva de carga referente à demanda de energia elétrica de uma plataforma de petróleo *offshore* foi definida baseada no fato de que as plataformas possuem um regime de consumo elétrico estável para assegurar o desempenho na produção de petróleo e gás (as chamadas cargas essenciais), não havendo flutuações significativas na carga quando em operação normal (TELES, 2019). Criou-se a hipótese de que a energia elétrica da plataforma petrolífera nesse estudo é fornecida através de 3 turbinas a gás de 24,5 MWe cada, do modelo SGT-600 da fabricante Siemens.

Foram definidos três patamares de carga ao longo de um dia para a criação da curva de forma simplificada. Cada nível dura 8 horas seguidas e se intercalam sequencialmente durante o período de 1 ano. Os níveis são 100%, 90% e 80% da potência nominal das 3 turbinas em

operação conjunta, que representam, respectivamente, 73,50 MW, 66,15 MW e 58,80 MW. A Figura 9 apresenta a curva de carga desenvolvida para o problema.

Figura 9 – Curva de carga da plataforma



Fonte: Autor.

O consumo elétrico total da plataforma é de aproximadamente 580 GWh/ano.

Para os cálculos de estimativa de geração de energia elétrica da fontes eólica, é necessário o histórico de velocidade do vento. Os dados utilizados são da plataforma *Prediction of Worldwide Energy Resources* (POWER) do Centro de Pesquisa Langley (LaRC) da *National Aeronautics and Space Administration*, a NASA (agência espacial do governo dos Estados Unidos), referentes ao ano de 2022 (POWER, 2024).

Os dados de velocidade do vento foram adquiridos para a altitude de 50 metros acima do nível do mar. Portanto, para se obter a velocidade do vento relativa à altura da turbina eólica, utilizou-se a lei logarítmica do perfil do vento, Equação (3.1), relacionando as duas alturas conhecidas (de medição e do *hub* da turbina).

$$u_{hub} = u \times \frac{\ln(h_{hub}/z_0)}{\ln(h/z_0)} \quad (3.1)$$

onde u_{hub} é velocidade do vento em [m/s] na altura do *hub* da turbina eólica, representada por h_{hub} em [m], u é velocidade do vento em [m/s] na altura de medição, representada por h , e z_0 é o comprimento de rugosidade em [m].

A altura do *hub* da turbina SG 8.0-167 DD é de 92 m, e o comprimento de rugosidade de 0,0002 m (utilizado para superfícies oceânicas).

Para os cálculos relacionados à produção fotovoltaica, a partir das coordenadas geográficas, obteve-se a produção horária fotovoltaica na ferramenta Renewables Ninja, que está

disponível *online*. Foi considerado o ano de 2019 para caracterizar a produção anual por kWp (quilowatt pico) instalado. As perdas consideradas do sistema foram de 18%. Também foi obtido o ângulo ótimo de inclinação de 22° na ferramenta Global Solar Atlas, disponibilizada *online* pelo Banco Mundial.

Em relação às baterias de íon de lítio, considerou-se uma eficiência de carregamento de 90% e uma eficiência de descarregamento também de 90%, resultando em uma eficiência global de 81%. As eficiências de baterias eletroquímicas feitas de íon de lítio podem variar de 70 a 99% (KILLER; FARROKHSERESHT; PATERAKIS, 2020).

Os valores econômicos adotados para os cálculos são apresentados na Tabela 2. Em relação ao CAPEX adotado para o sistema fotovoltaico, considerou-se que seria necessária a instalação de estruturas adicionais para os painéis. Segundo Djalab et al. (2024), projetos fotovoltaicos flutuantes podem atingir um CAPEX 25% maior devido às estruturas.

Tabela 2 – CAPEX e OPEX adotados.

Tecnologia	CAPEX [USD]	OPEX [USD]
Turbinas eólicas <i>offshore</i>	4.000/kW	120/kW
Painéis fotovoltaicos	2.000/kW	18/kW
Baterias íon de lítio	1.400/kWh	60/kWh

Fonte: Autor.

Os valores de emissão de CO₂eq são os mesmos citados anteriormente: 13,91 gCO₂eq/kWh para produção eólica *offshore*, 50,76 gCO₂eq/kWh para solar fotovoltaica de silício monocristalino, e 502 gCO₂eq/kWh para turbina a gás natural.

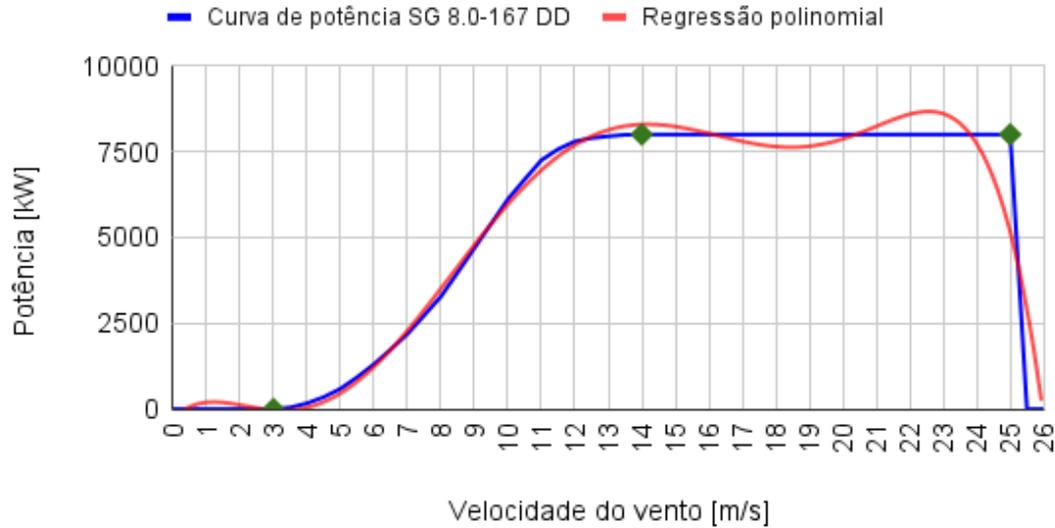
3.3 Cálculos de geração e armazenamento

Para os cálculos de geração eólica, utilizou-se a curva de potência da turbina SG 8.0-167 DD para a posterior obtenção da regressão polinomial. A Figura 10 ilustra esse processo.

A Equação (3.2) demonstra o cálculo horário que foi realizado a partir da velocidade do vento e da regressão polinomial. Três velocidades definem o tipo de cálculo a ser desenvolvido, que estão ilustrados em pontos verdes na Figura 10: a velocidade mínima do vento para funcionamento da turbina (u_{min}), a velocidade do vento máxima de funcionamento da turbina (u_{max}) e a velocidade do vento para funcionamento nominal da turbina (u_{nom}).

$$P_{WT} = \begin{cases} 0, & \text{se } u_{hub} < u_{min} \\ a_0 + a_1 u_{hub} + a_2 u_{hub}^2 + a_3 u_{hub}^3 + a_4 u_{hub}^4 + a_5 u_{hub}^5 + a_6 u_{hub}^6, & \text{se } u_{min} < u_{hub} < u_{nom} \\ P_{nom}, & \begin{cases} \text{se } u_{nom} < u_{hub} < u_{max} \\ \text{ou } P_{WT} > P_{nom} \end{cases} \\ 0, & \text{se } u_{hub} > u_{max} \end{cases} \quad (3.2)$$

Figura 10 – Curva de potência da turbina eólica.



Fonte: Autor.

onde P_{WT} é a potência de saída da turbina eólica em [kW], P_{nom} é potência nominal da turbina em [kW], u_{hub} é velocidade do vento em [m/s] na altura do *hub* da turbina, u_{min} tem valor fixo de 3 m/s, u_{nom} tem valor fixo de 14 m/s, u_{max} tem valor fixo de 25 m/s, e $a_{0,1,2,3,4,5,6}$ são os coeficientes obtidos na regressão polinomial que têm valores de -283, 987, -642, 149, -13,2, 0,503 e -7,03E-03, respectivamente.

A produção solar fotovoltaica é expressa por:

$$P_{PV} = (s/1000) \times P_{solar,inst}, \quad (3.3)$$

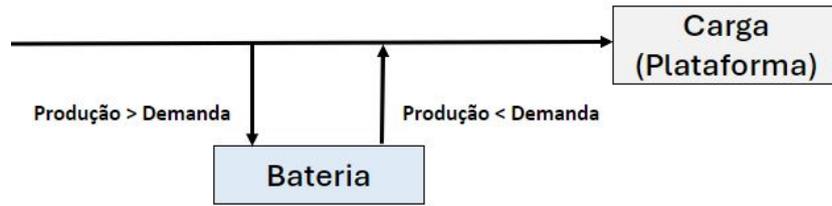
onde P_{PV} é a potência de saída dos painéis fotovoltaicos em [kW], s é potência de saída de 1 kWp instalado na região da plataforma em [W/kWp], e $P_{solar,inst}$ é a potência instalada de painéis fotovoltaicos em [kWp].

A dinâmica para o armazenamento de energia elétrica em baterias é ilustrado na Figura 11. A lógica é que, se há espaço para armazenamento e há excedente de produção renovável, a energia elétrica é estocada; se há energia estocada e a demanda supera a produção renovável, a energia elétrica da bateria é consumida.

Os cálculos são feitos de forma horária respeitando a capacidade da bateria.

Para o consumo das turbinas a gás, foi considerado o *heat rate* (taxa de calor, em português) da turbina SGT-600. O valor, segundo o fabricante, é 10.720 kJ/kWh, que significa a quantidade de energia liberada pelo combustível para ser converter em 1 kWh elétrico. Outro dado utilizado foi o poder calorífico do gás natural (combustível utilizado no trabalho) de 33.000 kJ/m³.

Figura 11 – Dinâmica da bateria.



Fonte: Autor.

3.4 Modelo de otimização

O objetivo de modelo de otimização é minimizar o custo de investimento do sistema híbrido a ser instalado, respeitando a restrição imposta na qual define a porcentagem de participação de renováveis no consumo final. As variáveis do modelo são três: potência de solar fotovoltaica a ser instalada ($P_{solar,inst}$), quantidade de turbinas SG 8.0-167 DD (n_{WT}) e capacidade de armazenamento das baterias ($P_{BAT,inst}$). As Equações (3.4) e (3.5) mostram os cálculos de CAPEX e OPEX em função das três variáveis.

$$CAPEX_{total} = P_{solar,inst}CAPEX_{PV} + n_{WT}P_{nom}CAPEX_{WT} + P_{BAT,inst}CAPEX_{BAT} \quad (3.4)$$

$$OPEX_{total} = P_{solar,inst}OPEX_{PV} + n_{WT}P_{nom}OPEX_{WT} + P_{BAT,inst}OPEX_{BAT} \quad (3.5)$$

A função objetivo levou em consideração as potências e capacidade de cada tecnologia, junto com seus respectivos CAPEX e OPEX. A Equação (3.6) foi usada no modelo para ser minimizada. Junto da indicação das variáveis, são apresentadas as restrições utilizadas.

$$\text{Minimizar } f(x) = CAPEX_{total}(x) + OPEX_{total}(x) \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} \text{onde } & x = (P_{solar,inst}, n_{WT}, P_{BAT,inst}), \\ \text{sujeito a } & C_{renovaveis}/C_{total} = \alpha, \\ & P_{solar,inst} \geq 0, \\ & n_{WT} \geq 0, \\ & P_{BAT,inst} \geq 0 \end{aligned}$$

onde $C_{renovaveis}$ é o consumo de energia elétrica de origem renovável em [kWh], C_{total} é o consumo de energia elétrica total [kWh], e α é porcentagem referente à participação de renováveis no consumo (com valores de 0,3, 0,5, 0,7 e 1 dependendo do cenário).

O Apêndice A apresenta o fluxograma do código.

3.5 Cenários de estudo

A Tabela 3 apresenta os cenários estudados nesse trabalho compostos por turbinas a gás (TG), turbinas eólicas (WT), painéis fotovoltaicos (PV) e sistemas de armazenamento de baterias (BAT).

Tabela 3 – Cenários propostos para estudo.

Cenário	Tecnologias	Parcela Renovável (aproximada)
1 (base)	TG	0%
2	WT + PV + BAT + TG	30%, 50%, 70%
3	WT + BAT + TG	30%, 50%, 70%
4	PV + BAT + TG	30%, 50%, 70%
5	WT + PV + BAT	100%
6	WT + BAT	100%
7	PV + BAT	100%

Fonte: Autor.

O cenário de base representa uma situação recorrente nas plataformas, onde são utilizados geradores para suprir as demandas de carga. Os geradores escolhidos possuem gás natural como combustível. Os demais cenários possuem variações em suas configurações de tecnologias e também variações na porcentagem de participação anual de tecnologias de geração renovável e armazenamento.

3.6 Validação dos cálculos de geração

Após a obtenção de geração para a turbina eólica e a geração de 1 kWp de painel fotovoltaico, buscou-se validar os valores obtidos por meio de outros *softwares* e ferramentas.

Para o *software* HOMER, foi necessário criar o modelo da turbina eólica para corresponder à mesma do trabalho e utilizou-se um modelo genérico de painel fotovoltaico de 1 kWp de potência. Além disso, foi indicada a localização da plataforma dentro do ambiente HOMER, com a consequente utilização dos dados de velocidade do vento e irradiação solar.

Para o *software* iHOGA, foi adaptado um modelo de turbina de menor escala por haver limitações na versão gratuita; e, para o modelo de painel fotovoltaico, foi utilizado um modelo genérico de 335 W. Também foram indicados os dados relacionados à localização.

Nas ferramentas disponíveis *online*, foi apenas indicado a localização da plataforma, de forma que já é indicada a estimativa de produção anual, como é o caso do Global Wind Atlas e Enersquid para previsão de geração fotovoltaica. Em relação à geração eólica, além da indicação do local da plataforma, também foi necessário utilizar modelos genéricos para se assemelharem à turbina eólica SG 8.0-167 DD, como é o caso na Renewables Ninja, Enersquid e Global Wind Atlas.

4 RESULTADOS

Antes de analisar os resultados, os valores de geração calculados pelos métodos anteriormente descritos comparados com os *softwares* e ferramentas selecionados são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Comparação de resultados de geração.

Método	1 turbina eólica 8 MW		1 kWp PV	
	MWh/ano	Diferença [%]	kWh/ano	Diferença [%]
Próprio	29.209,74	-	1.458,98	-
HOMER	29.807,23	+2,00%	1.462,00	+0,21%
iHOGA	31.077,90	+6,01%	1.494,50	+2,38%
Enersquid	29.154,40	-0,19%	1.751,91	+16,72%
Global Wind Atlas	32.600,00	+10,40%	-	-
Global Solar Atlas	-	-	1.560,30	+6,49%

Fonte: Autor.

As diferenças são devidas ao uso da base de dados, distintas, que cada ferramenta usa, e pode se dar também pelo método de cálculo utilizado. Apesar de algumas diferença maiores em certos casos, os valores de geração calculados pelo método do trabalho são coerentes.

4.1 Cenário 1 (base)

O cenário 1 foi definido como cenário base, onde há o suprimento de energia elétrica apenas através de turbinas a gás (TG) já presentes na plataforma. A Tabela 5 apresenta os valores referenciados como base.

Tabela 5 – Resultados para o cenário 1 (base).

Cenário 1 (base) - TG	
Geração TG [MWh]	579.474,00
Consumo de gás [milhões m ³]	188,24
Emissões [ktCO ₂ eq]	290,90

Fonte: Autor.

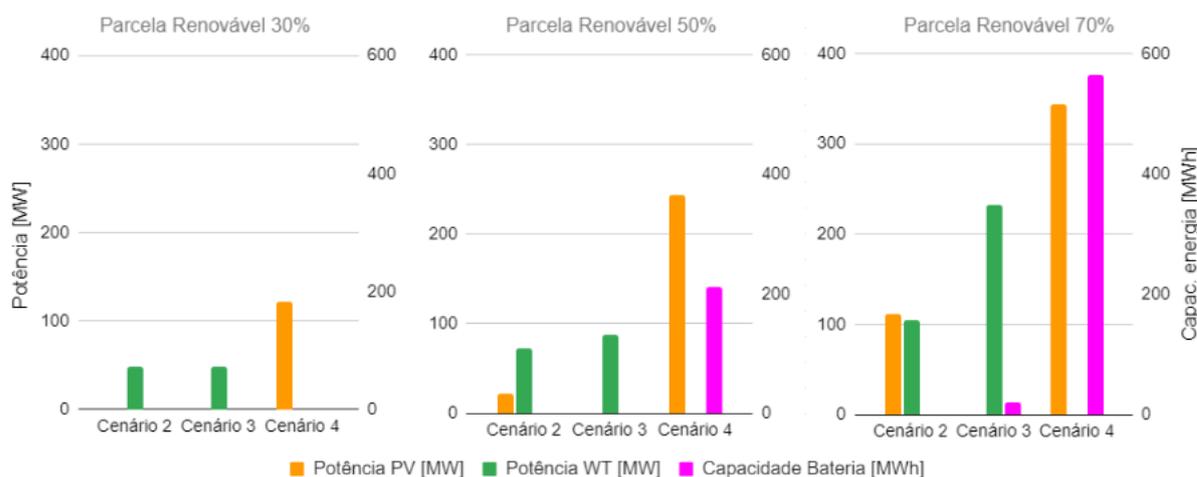
A partir dos valores de geração por TG, obteve-se o consumo de gás natural necessário para manter o funcionamento da plataforma, assim como as emissões em consequência da queima. Esses valores foram a referência para a posterior comparação com outros cenários.

4.2 Cenários 2, 3 e 4

Os casos dos cenários 2, 3 e 4 buscaram evidenciar o impacto da crescente participação de fontes de energia renováveis para atender a uma demanda. Lembrando que o cenário 2 é misto de PV, WT, BAT e TG, o cenário 3 é WT, BAT e TG e o cenário 4 é PV, BAT e TG. Os resultados tabelados estão no Apêndice B.

Os resultados obtidos no ambiente desenvolvido em Python para a potência instalada de cada tecnologia e capacidade de armazenamento por bateria nos cenários 2, 3 e 4, para as três situações de participação de renováveis na matriz energética (30%, 50% e 70%), são apresentados nos gráficos da Figura 12.

Figura 12 – Configurações dos cenários 2, 3 e 4.



Fonte: Autor.

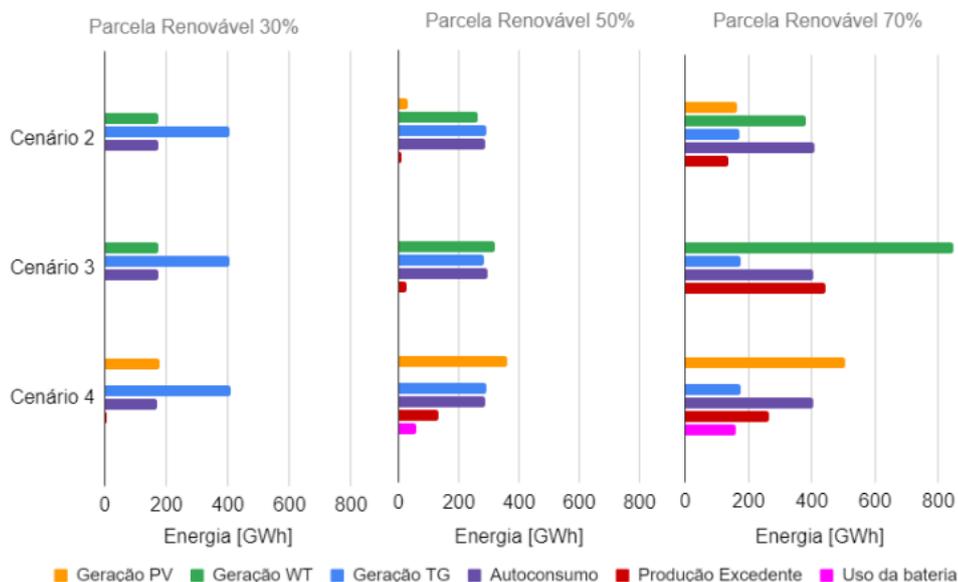
Quando comparados os cenários para uma situação de 30% de participação de renováveis, o cenário 2 (misto) indica que a melhor solução é a utilização apenas de turbinas eólicas, sem a necessidade de baterias, igualando-se ao cenário 3 que engloba apenas turbinas eólicas. O cenário 4 buscou a melhor opção utilizando painéis fotovoltaicos, evidenciando a necessidade de mais potência para atender às exigências impostas.

Na situação de 50%, por outro lado, o cenário 2 apresentou uma solução onde eólica e fotovoltaica se complementam, ainda sem necessidade de armazenamento. Como há momentos sem vento, a fotovoltaica entra como um complemento durante o dia para gerar energia. Já o cenário 4 resultou em uma configuração esperada: quanto maior a demanda por energia fotovoltaica, maior é a necessidade de armazenamento. Nessa situação de 50%, os cenários já começam a ficar inviáveis, principalmente pela quantidade de área necessária para a instalação de um projeto desse porte em alto mar.

A situação de 70% confirma a inviabilidade física em todos os projetos. No cenário 2, manteve-se a tendência de complementaridade entre eólica e solar. O cenário 3 chegou ao patamar de quase 30 turbinas, com uma pequena necessidade de armazenamento. O cenário 4 extrapolou os limites físicos viáveis para um projeto que atenderia apenas uma plataforma, mas seguindo a lógica da utilização de fotovoltaica com necessidade de baterias.

A Figura 13 apresenta os dados energéticos de cada situação e cenário obtidos nos cálculos. O termo Autoconsumo utilizado significa a energia que é consumida pela plataforma provinda da geração das tecnologias renováveis. Produção Excedente significa a energia que é gerada e não é consumida nem armazenada, ela é descartada.

Figura 13 – Resultados energéticos dos cenários 2, 3 e 4.



Fonte: Autor.

Observando-se a evolução da participação de renováveis na composição da matriz energética em todos os cenários, evidencia-se um fato em comum: o aumento da produção excedente de energia, resultado de configurações que passam a ser superdimensionadas para sua finalidade e, principalmente, a intermitência das fontes renováveis. Isso se explica, pois, havendo momentos de escassez dos recursos eólicos ou solares, é necessária uma potência muito superior para produção, e quando há momentos de abundância desses mesmos recursos, a mesma potência gera grandes quantidades de energia.

O cenário 2 priorizou a produção eólica à produção fotovoltaica. O cenário 3, na situação de 70%, ilustra a grande necessidade de potência eólica instalada, em função dos períodos com pouco ou sem vento, e a consequente grande produção excedente principalmente quando há períodos de muito vento. Em relação ao cenário 4, destaca-se a crescente necessidade do uso da bateria e produção excedente chegando à metade do total gerado.

A Tabela 6 apresenta os indicadores econômicos e ambientais dos cenários em relação à situação de 30% de participação renovável.

Tabela 6 – Indicadores econômicos e ambientais para 30%.

Parcela Renovável 30%	Cen. 2	Cen. 3	Cen. 4
CAPEX [milhões USD]	192,00	192,00	241,79
OPEX [milhões USD/ano]	5,76	5,76	2,18
Retorno econômico [ano]	6,76	6,76	7,76
Consumo de gás [milhões m ³]	131,31	131,31	132,71
Economia de gás [milhões m ³]	56,93	56,93	55,53
Venda de gás [milhões USD/ano]	34,16	34,16	33,32
Emissões [ktCO ₂ eq/ano]	205,00	205,00	214,16

Fonte: Autor.

As configurações para a situação de 30% de renováveis apresentaram-se como projetos viáveis financeiramente, havendo uma economia de gás natural que gera um retorno anual através de sua venda superior aos custos anuais de OPEX. Em relação às emissões, os cenários 2 e 3 (que possuem a mesma configuração) apresentaram maior redução no valor anual, cerca de 30%.

Em relação à situação de 50%, a Tabela 7 apresenta os indicadores.

Tabela 7 – Indicadores econômicos e ambientais para 50%.

Parcela Renovável 50%	Cen. 2	Cen. 3	Cen. 4
CAPEX [milhões USD]	331,49	352,00	782,94
OPEX [milhões USD/ano]	9,03	10,56	17,07
Retorno econômico [ano]	7,07	7,50	20,11
Consumo de gás [milhões m ³]	95,05	92,41	94,91
Economia de gás [milhões m ³]	93,19	95,83	93,33
Venda de gás [milhões USD/ano]	55,91	57,49	56,00
Emissões [ktCO ₂ eq]	152,18	147,28	164,95

Fonte: Autor.

As configurações para a situação de 50% de renováveis começam a atingir patamares maiores em questões dimensionais e, conseqüentemente, de maior investimento. Apesar disso, os resultados indicam maior economia de gás, gerando maior renda anual através de sua venda, o que pode tornar os projetos financeiramente razoáveis. Para o cenário 4 em particular, a grande necessidade de painéis fotovoltaicos mais armazenamento torna o projeto inviável com um retorno de 20 anos, provavelmente ultrapassando o tempo de vida útil de equipamentos. Em relação às emissões, o cenário 3 (que utiliza apenas turbinas eólicas) apresentou maior redução no valor anual, cerca de 50%.

A Tabela 8 apresenta os indicadores em relação à situação de 70%.

Tabela 8 – Indicadores econômicos e ambientais para 70%.

Parcela Renovável 70%	Cen. 2	Cen. 3	Cen. 4
CAPEX [milhões USD]	638,20	956,86	1.477,03
OPEX [milhões USD/ano]	14,48	29,08	40,05
Retorno econômico [ano]	9,85	19,24	38,32
Consumo de gás [milhões m ³]	56,08	56,88	57,24
Economia de gás [milhões m ³]	132,16	131,37	131,00
Venda de gás [milhões USD/ano]	79,30	78,82	78,60
Emissões [ktCO ₂ eq]	100,29	99,67	114,22

Fonte: Autor.

As configurações para a situação de 70% de renováveis seguem a tendência de dimensões físicas cada vez mais inviáveis. Apesar disso, os resultados do cenário ainda indicam um retorno razoável, mas deve-se salientar que os valores de CAPEX e OPEX são gerais por potência instalada, sendo possível um aumento considerável dos mesmos devido às proporções alcançadas. Por exemplo, são indicados 111 MW de fotovoltaica para o cenário 2, além de 11 turbinas eólicas; isso significa que, se considerados 5 m² de área para cada 1 kW de fotovoltaica, seria necessária a construção de uma plataforma de aproximadamente 0,5 km². Para os outros cenários,

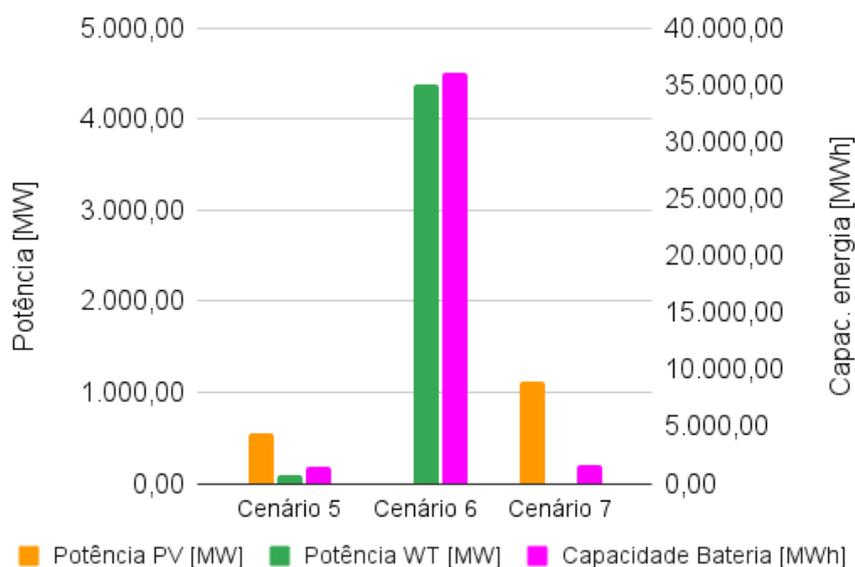
ocorre o mesmo, podendo piorar os retornos calculados que já os tornam inviáveis. Em relação às emissões, o cenário 3 continua apresentando maior redução no valor anual.

4.3 Cenários 5, 6 e 7

Os cenários 5, 6 e 7 foram realizados no presente trabalho com o intuito de visualizar que tipo de configuração seria necessária para uma situação onde toda a energia elétrica a ser consumida seria de origem renovável. Sabe-se que situações desta natureza não são projetos viáveis, principalmente tratando-se de uma demanda industrial, onde interrupções no fornecimento de energia acarretam em grandes prejuízos. Mesmo com a utilização de baterias, não há previsibilidade de geração a cada hora do ano, o que pode tornar um sistema projetado suficiente para determinados momentos e insuficiente para outros.

As Figuras 14 e 15 apresentam os resultados obtidos para cada cenário em situação de 100% renovável. Ressalvas são feitas: para o cenário 5, onde a ferramenta em Python apresentou dificuldades para minimizar a função objetivo sempre resultando em valores que não correspondiam ao menor, foi modificado o valor da restrição de participação renovável para 99,8%, atingindo-se um valor de 99,78%; e para o cenário 7, onde a participação de renovável atingida foi de 99,94%.

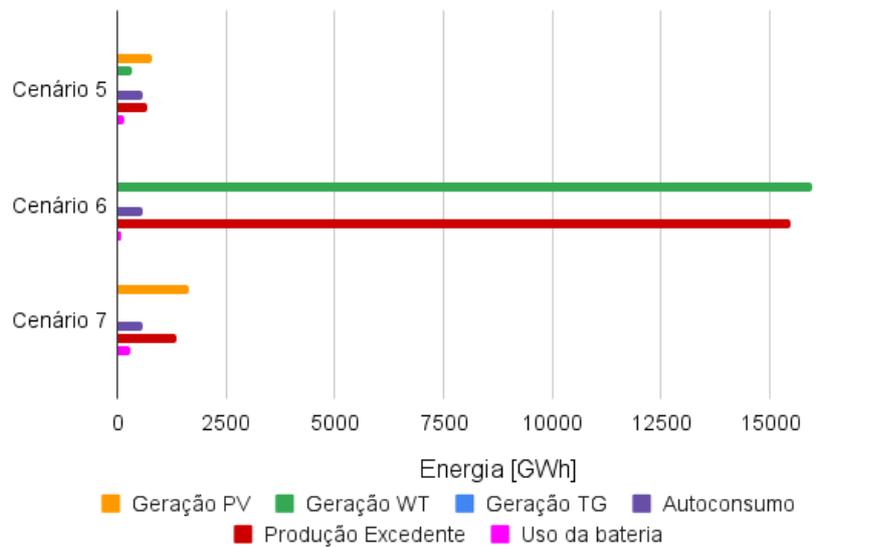
Figura 14 – Configurações dos cenários 5, 6 e 7.



Fonte: Autor.

Apesar do problema de funcionamento da ferramenta em Python para a situação de 100%, pode-se analisar o cenário da mesma forma. Para o cenário 5, onde há WT, PV e BAT, houve maior participação em potência instalada da fotovoltaica. Questões como CAPEX e OPEX priorizaram a opção pelos painéis fotovoltaicos por haver menos momentos de escassez de irradiação solar que vento, de forma que sua atuação com as baterias fosse mais interessante em termos econômicos nos cálculos realizados.

Figura 15 – Resultados energéticos dos cenários 5, 6 e 7.

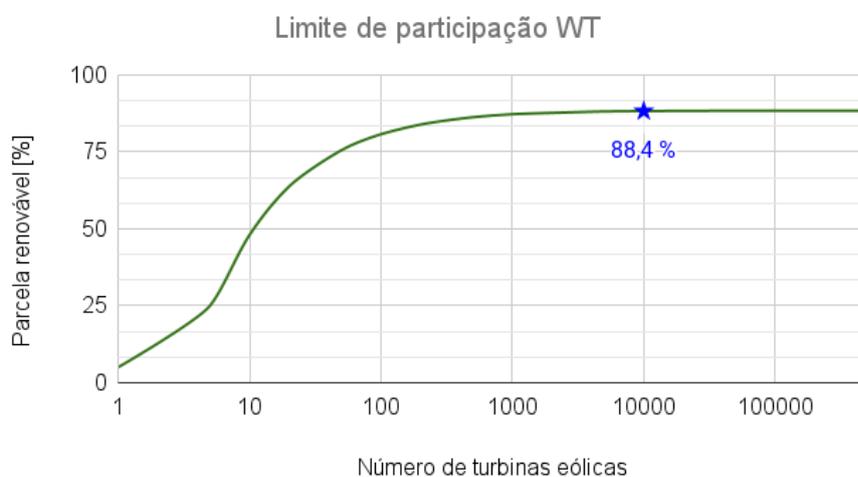


Fonte: Autor.

Para o cenário 6, no qual há apenas WT e BAT, a configuração indica a necessidade de 547 turbinas eólicas junto com 36 GWh de capacidade de armazenamento. São números que extrapolam a viabilidade. O fato principal para que esta seja a configuração calculada é a ausência de vento mínimo para produção eólica, momentos sem vento. Logo, é preciso uma produção extremamente elevada em momentos anteriores para suprir a demanda e ainda armazenar energia suficiente para poder atender a demanda futura quando não houver produção instantânea.

A fim de ilustrar a dependência de sistemas de armazenamento, a Figura 16 apresenta um gráfico da porcentagem de participação da eólica em um sistema sem armazenamentos e com a crescente adição de turbinas.

Figura 16 – Limite de participação renovável através de eólica.



Fonte: Autor.

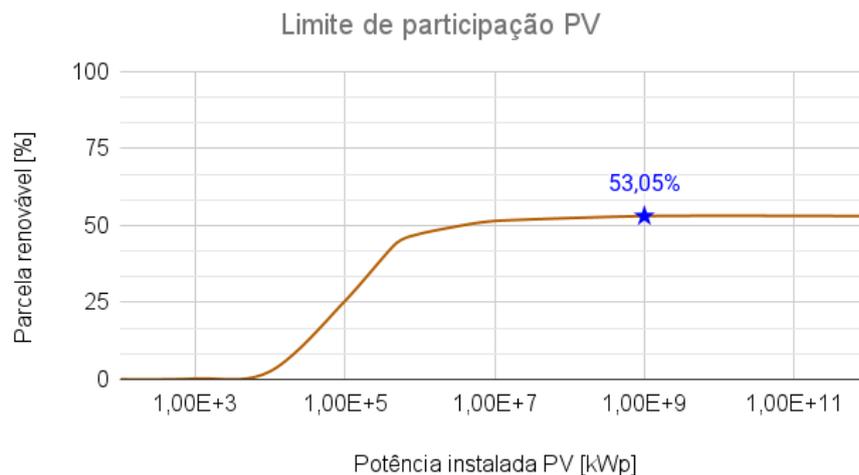
Mesmo com um número elevadíssimo de turbinas eólicas, a parcela renovável possui um

limite em cerca de 88%.

O cenário 7 considera apenas PV e BAT. A configuração indicada foi de pouco mais de 1 GWp instalado para PV junto com aproximadamente 1,5 GWh de capacidade de armazenamento. Esses valores revelam um contraste com o cenário 6, tendo uma necessidade de potência instalada muito inferior. Isso se dá ao fato de, mesmo em dias nublados, a produção fotovoltaica não é nula, é apenas reduzida, havendo sempre injeção de energia no sistema durante o dia. Junto com isso, o armazenamento através de baterias está sempre em funcionamento para o fornecimento de energia ao longo do dia, quando a geração não supera a demanda, e ao longo da noite, quando seu uso é obrigatório.

A Figura 17 apresenta um gráfico com o mesmo intuito, mas para a fotovoltaica em um sistema sem armazenamento.

Figura 17 – Limite de participação renovável através de fotovoltaica.



Fonte: Autor.

Mesmo com o aumento da potência instalada de fotovoltaica, nunca será alcançado 100% da demanda sem a participação de sistemas de armazenamento, pelo simples fato de não haver produção durante a noite.

5 CONCLUSÃO

Dentre os cenários e situações calculados no trabalho, o cenário mais apropriado é o de 30% do cenário 2, com uma configuração de 6 turbinas eólicas SG 8.0-167 DD de 8 MW juntamente com as turbinas a gás hipoteticamente já presentes na plataforma, com retorno econômico do investimento de 6,76 anos e cerca de 30% de redução de suas emissões. Também se torna viável em questões de espaço físico, não exigindo extensas áreas oceânicas. Vale salientar que seria interessante a atuação com baterias para auxiliar na amenização de flutuações no sistema elétrico. Um novo elemento restritivo pode ser introduzido nos cálculos obrigando a inclusão e presença de baterias.

As tecnologias de geração de energia a partir de fontes renováveis possuem um ponto delicado que é a intermitência. Elas dependem diretamente de fatores climáticos que não podem ser totalmente previstos de forma eficiente e segura, influenciando a geração de energia. Isso afeta diretamente a estabilidade do sistema elétrico, desbalanceando geração e demanda. Nesse contexto, a integração de diversas tecnologias que utilizam recursos diferentes, os chamados sistemas híbridos, torna-se uma opção para amenizar os efeitos da intermitência. Os sistemas híbridos podem oferecer maior eficiência geral e confiabilidade. Outro ponto essencial para o aperfeiçoamento de sistemas híbridos é a utilização de sistemas de armazenamento de energia, pois são capazes de impedir desperdício de energia em momentos de excedente de produção e de fornecer energia em momentos de déficit de produção, contribuindo para manter a estabilidade do sistema elétrico.

Em relação ao espaço físico, é importante atentar-se às dimensões que projetos desta magnitude podem alcançar, principalmente em ambientes oceânicos. Quanto mais turbinas, maior quantidade das tecnologias secundárias, como cabos elétricos, e tecnologias estruturais, como plataformas flutuantes ou fixas. Para projetos fotovoltaicos com o objetivo de alta produção, a construção de novas plataformas para instalação dos painéis seria necessária, pois em uma plataforma petrolífera não há muita área adequada disponível para os mesmos.

Para trabalhos futuros, é interessante a adição de alguns fatores não levados em consideração no desenvolvimento desse trabalho. Fatores relacionados à deteriorização e diminuição de rendimento das tecnologias relacionadas à geração e ao armazenamento de energia, principalmente em relação às condições ambientais e climáticas de uma instalação *offshore*. Um estudo econômico e financeiro mais aprofundado para os cálculos de viabilização de um projeto de tamanha magnitude também é essencial para possuir uma conclusão mais próxima da realidade, incluindo um estudo mais aprofundado de CAPEX e OPEX para as estruturas e tecnologias dessa natureza. A utilização de dados reais da curva de carga de uma plataforma petrolífera *offshore* específica permitiria um estudo mais personalizado para a realidade dessa plataforma. Um estudo mais aguçado dos modelos de turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e sistema de armazenamento, que podem variar imensamente de tecnologias e desempenhos, também seria adequado para aperfeiçoar ainda mais o estudo.

REFERÊNCIAS

- ANP. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023*. Ministério de Minas e Energia, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2023/anuario-2023.pdf>>. Citado na página 9.
- BRATLAND, O. J. Acervo Equinor, 2023. [Online; Acesso em: 16-abr-2024]. Disponível em: <https://equinor.fotoware.cloud/fotoweb/archives/5020-Press/Folder%201/OJB_8969.jpg.info>. Citado na página 10.
- ÇETINBAŞ, İ.; TAMYUREK, B.; DEMIRTAŞ, M. Design, analysis and optimization of a hybrid microgrid system using homer software: Eskisehir osmangazi university example. *International Journal of Renewable Energy Development-Ijred*, v. 8, n. 1, 2019. Citado na página 13.
- CHAICHAN, W. et al. Optimization of stand-alone and grid-connected hybrid solar/wind/fuel cell power generation for green islands: Application to koh samui, southern thailand. *Energy Reports*, Elsevier, v. 8, p. 480–493, 2022. Citado na página 13.
- CHOWDHURY, N. et al. Feasibility and cost analysis of photovoltaic-biomass hybrid energy system in off-grid areas of bangladesh. *Sustainability*, MDPI, v. 12, n. 4, p. 1568, 2020. Citado na página 13.
- CNI. *Oportunidades e Desafios para Geração Eólica Offshore no Brasil e a Produção de Hidrogênio de Baixo Carbono*. Conselho Nacional da Indústria, 2023. Disponível em: <https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/2a/61/2a61a6a8-abf5-4eea-8328-865725c995a4/id_243190_oportunidades_e_desafios_para_geracao_eolica_web.pdf>. Citado na página 17.
- DJALAB, A. et al. A comprehensive review of floating photovoltaic systems: Tech advances, marine environmental influences on offshore pv systems, and economic feasibility analysis. *Solar Energy*, Elsevier, v. 277, p. 112711, 2024. Citado na página 21.
- ENERSQUID. *Enersquid*. Naldeo Technologies Industries, 2024. Disponível em: <<https://www.enersquid.com/>>. Citado na página 17.
- EPE. *Roadmap Eólica Offshore Brasil*. Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 17.
- EPE. *Expansão da Geração: Solar Fotovoltaica Flutuante*. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2020b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-466/NT%20Solar%20Fotovoltaica%20Flutuante.pdf>>. Citado na página 11.
- EPE. *Balanco Energético Nacional 2023*. Empresa de Pesquisa Energética, 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf>>. Citado na página 9.
- EQUINOR. *The world's largest floating offshore wind farm officially opened*. Equinor, 2023. [Online; Acesso em: 16-abr-2024]. Disponível em: <<https://www.equinor.com/news/20230823-hywind-tampen-officially-opened>>. Citado na página 9.

FRACAS, P.; CAMARDA, K. V.; ZONDERVAN, E. Shaping the future energy markets with hybrid multimicrogrids by sequential least squares programming. *Physical Sciences Reviews*, De Gruyter, v. 8, n. 1, p. 121–156, 2023. Citado na página 14.

GOLROODBARI, S. Z.; AYYAD, A. W.; SARK, W. van. Offshore floating photovoltaics system assessment in worldwide perspective. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 31, p. 1061–1077, 11 2023. ISSN 1062-7995. Citado na página 11.

GOLROODBARI, S. Z.; SARK, W. van. Simulation of performance differences between offshore and land-based photovoltaic systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 28, p. 873–886, 9 2020. ISSN 1062-7995. Citado na página 11.

GOOGLE. Google Maps, 2024. Disponível em: <<https://www.google.com/maps>>. Citado na página 19.

GROTHER, O.; KÄCHELE, F.; WATERMEYER, M. Analyzing europe’s biggest offshore wind farms: a data set with 40 years of hourly wind speeds and electricity production. *Energies*, MDPI, v. 15, n. 5, p. 1700, 2022. Citado na página 14.

GWEC. *Global Offshore Wind Report 2023*. Global Wind Energy Council, 2023. Disponível em: <<https://gwec.net/globalwindreport2023/>>. Citado na página 11.

HOMER. *HOMER Software*. HOMER Energy, 2024. Disponível em: <<https://homerenergy.com/index.html>>. Citado na página 17.

IEA. *The Oil and Gas Industry in Energy Transitions*. International Energy Agency, 2020. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4315f4ed-5cb2-4264-b0ee-2054fd34c118/The_Oil_and_Gas_Industry_in_Energy_Transitions.pdf>. Citado na página 10.

IEA. *Energy Statistics Data Browser*. [S.l.]: International Energy Agency, 2023. <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>>. [Online; Acesso em: 21-jan-2024]. Citado na página 9.

IHOGA. *iHOGA Software*. Universidad Zaragoza, 2024. Disponível em: <<https://ihoga.unizar.es/en/>>. Citado na página 17.

JR., G. C. Poder360, 2024. [Online; Acesso em: 21-jul-2024]. Disponível em: <[https://www.poder360.com.br/poder-energia/energia/preco-do-gas-natural-no-brasil-deve-cair-138-em-2024-projeta-cbie/#:~:text=O%20valor%20m%C3%A9dio%20neste%20ano,8%20m%C2%B3%20\(metros%20c%C3%BAbicos\).>](https://www.poder360.com.br/poder-energia/energia/preco-do-gas-natural-no-brasil-deve-cair-138-em-2024-projeta-cbie/#:~:text=O%20valor%20m%C3%A9dio%20neste%20ano,8%20m%C2%B3%20(metros%20c%C3%BAbicos).>)>. Citado na página 17.

KAVIANI, A. K.; RIAHY, G.; KOUHSARI, S. M. Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/pv generating system, considering component outages. *Renewable energy*, Elsevier, v. 34, n. 11, p. 2380–2390, 2009. Citado na página 14.

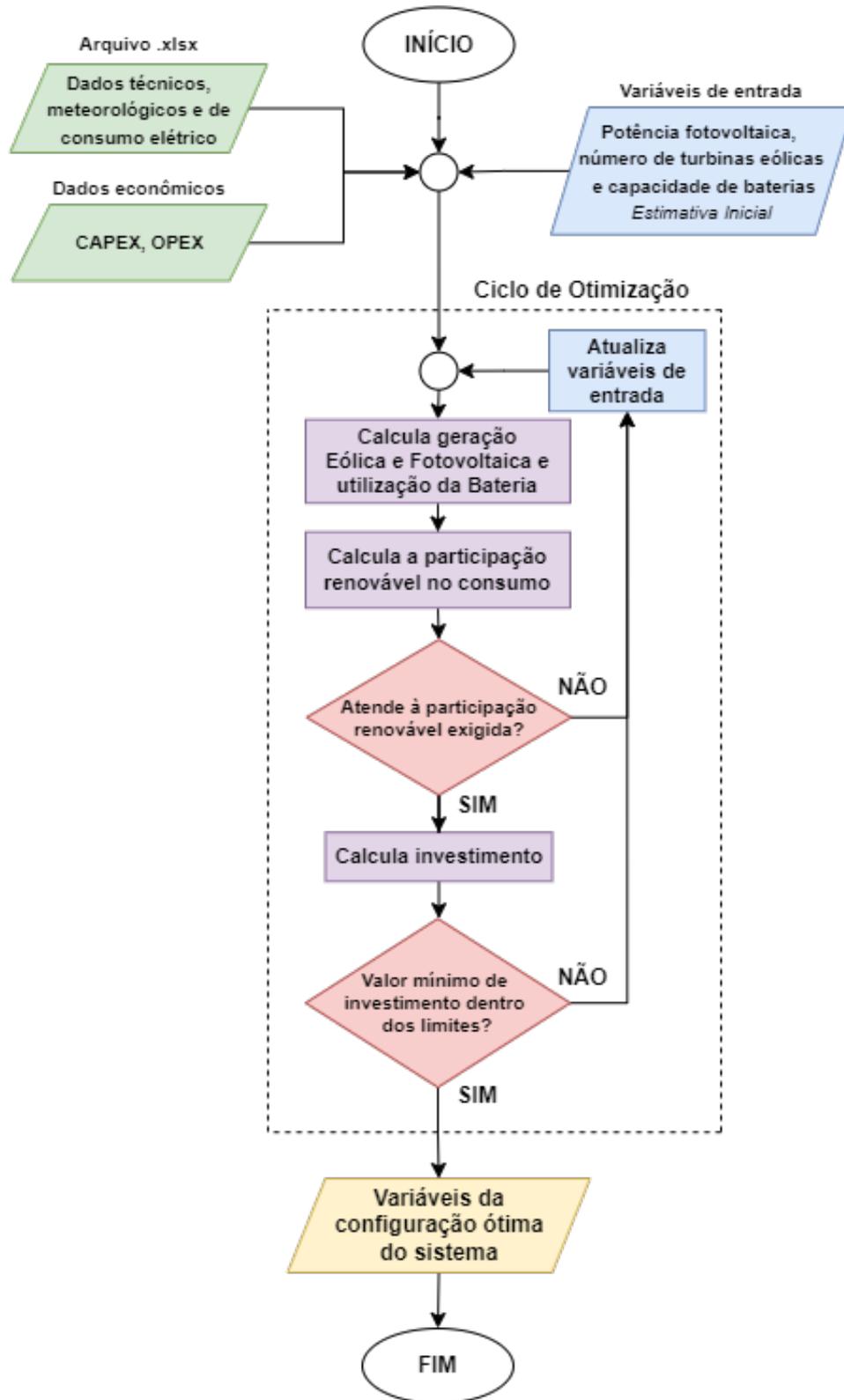
KILLER, M.; FARROKHSERESHT, M.; PATERAKIS, N. G. Implementation of large-scale li-ion battery energy storage systems within the emea region. *Applied energy*, Elsevier, v. 260, p. 114166, 2020. Citado na página 21.

KRAFT, D. A software package for sequential quadratic programming. *Forschungsbericht-Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt*, 1988. Citado na página 16.

- LI, H.; FU, H. Hybrid modified sparrow search algorithm and sequential quadratic programming for solving the cost minimization of a hybrid pv/dg/bess. *Journal of Smart Systems and Stable Energy*, v. 1, n. 2, p. 183–195, 2022. Citado na página 14.
- MARASHLI, A.; GASAYMEH, A.; SHALBY, M. Comparing the global warming impact from wind, solar energy and other electricity generating systems through life cycle assessment methods (a survey). *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, v. 12, n. 2, p. 899–920, 2022. Citado na página 17.
- MAY, G. J.; DAVIDSON, A.; MONAHOV, B. Lead batteries for utility energy storage: A review. *Journal of energy storage*, Elsevier, v. 15, p. 145–157, 2018. Citado na página 17.
- MCGOWAN, J. et al. Hybrid wind/pv/diesel hybrid power systems modeling and south american applications. *Renewable energy*, Elsevier, v. 9, n. 1-4, p. 836–847, 1996. Citado na página 13.
- NIRINGIYIMANA, E. et al. Hybrid renewable energy system design and optimization for developing countries using homer pro: Case of rwanda. In: IEEE. *2023 7th International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA)*. [S.l.], 2023. p. 72–76. Citado na página 13.
- NREL. *Annual Technology Baseline*. The National Renewable Energy Laboratory, 2023. [Online; Acesso em: 10-jul-2024]. Disponível em: <<https://atb.nrel.gov/electricity/2023/technologies>>. Citado na página 17.
- PEREIRA, F. G1 Bahia/TV São Francisco, 2019. [Online; Acesso em: 18-abr-2024]. Disponível em: <<https://g1.globo.com/ba/bahia/noticia/2019/08/05/inaugurada-1a-etapa-de-usina-solar-flutuante-em-reservatorio-da-bahia.ghtml>>. Citado na página 11.
- PFENNINGER, S.; STAFFELL, I. Long-term patterns of european pv output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, Elsevier, v. 114, p. 1251–1265, 2016. Citado na página 15.
- POWER. *NASA POWER*. NASA, 2024. Disponível em: <<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>>. Citado na página 20.
- RAFAŁ, K. et al. Energy cost minimization with hybrid energy storage system using optimization algorithm. *Applied Sciences*, MDPI, v. 13, n. 1, p. 518, 2022. Citado na página 14.
- SCIPY. *Sequential Least Squares Programming (SLSQP) Algorithm (method='SLSQP')*. SciPy, 2024. [Online; Acesso em: 04-jul-2024]. Disponível em: <<https://docs.scipy.org/doc/scipy/tutorial/optimize.html#sequential-least-squares-programming-slsqp-algorithm-method-slsqp>>. Citado na página 16.
- SERRA, E. T. et al. Armazenamento de energia: situação atual, perspectivas e recomendações. *Comitê De Energia Da Academia Nacional De Engenharia*, v. 1, p. 1–46, 2016. Citado na página 15.
- SHAMACHURN, H. Optimization of an off-grid domestic hybrid energy system in suburban paris using ihoga software. *Renewable Energy Focus*, Elsevier, v. 37, p. 36–49, 2021. Citado na página 13.

- SHARAFI, M.; ELMEKKAWY, T. Y. Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using pso-simulation based approach. *Renewable energy*, Elsevier, v. 68, p. 67–79, 2014. Citado na página 13.
- SIEMENS. *Siemens Energy gas turbine portfolio*. Siemens Energy, 2023. [Online; Acesso em: 04-jul-2024]. Disponível em: <https://p3.aprimocdn.net/siemensenergy/f31eafe1-17e9-4ffd-961b-b0b300c968a1/GT-Portfolio-Brochure-2023-update_20231031_144ppi-pdf_Original%20file.pdf>. Citado na página 16.
- SIEMENS. *SG 8.0-167 DD Offshore wind turbine*. Siemens Gamesa, 2024. [Online; Acesso em: 04-jul-2024]. Disponível em: <<https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-8-0-167-dd>>. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 15.
- SOLARGIS. *Global Solar Atlas*. World Bank Group, 2024. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/>>. Citado na página 17.
- STAFFELL, I.; PFENNINGER, S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, Elsevier, v. 114, p. 1224–1239, 2016. Citado na página 15.
- SUDARMADI, D.; GARNIWA, I. A review of techno-economic analysis and size optimization of hybrid renewable energy systems using homer. In: IEEE. *2023 4th International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS)*. [S.l.], 2023. p. 401–406. Citado na página 13.
- TELES, C. H. P. *Estudos de novas propostas para fornecimento de energia elétrica a plataformas offshore de óleo e gás com aplicação na Baía de Santos*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2019. Citado na página 19.
- TIAN, H. et al. Hybrid improved sparrow search algorithm and sequential quadratic programming for solving the cost minimization of a hybrid photovoltaic, diesel generator, and battery energy storage system. *Energy sources, Part A: recovery, utilization, and environmental effects*, Taylor & Francis, p. 1–17, 2021. Citado na página 14.
- VIRTANEN, P. et al. SciPy 1.0: Fundamental Algorithms for Scientific Computing in Python. *Nature Methods*, v. 17, p. 261–272, 2020. Citado na página 16.
- WGA. *Global Wind Atlas*. World Bank Group, Technical University of Denmark, 2024. Disponível em: <<https://globalwindatlas.info>>. Citado na página 17.
- WOODMACKENZIE. *Why powering oil and gas platforms with renewables makes sense*. 2019. Citado na página 10.
- YUE, C.-D.; CHEN, C.-S.; LEE, Y.-C. Integration of optimal combinations of renewable energy sources into the energy supply of wang-an island. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 86, p. 930–942, 2016. Citado na página 13.

APÊNDICE A – FLUXOGRAMA DO CÓDIGO.



APÊNDICE B – RESULTADOS DOS CENÁRIOS 2, 3 E 4.

Cenário 2 - PV + WT + BAT + TG			
Parcela Renovável	30,24%	49,50%	70,21%
Potência PV [MW]	0,00	21,75	111,00
Nº Turbinas	6	9	13
Potência WT [MW]	48,00	72,00	104,00
Capacidade BAT [MWh]	0,00	0,00	0,00
Geração PV [MWh]	0,00	32.157,00	164.278,46
Geração WT [MWh]	175.258,47	262.887,70	379.726,68
Geração TG [MWh]	404.215,53	292.606,16	172.638,87
Autoconsumo [MWh]	175.258,47	286.867,84	406.835,13
Produção Excedente [MWh]	0,00	8.176,86	137.170,02
CAPEX [milhões USD]	192,00	331,49	638,20
OPEX [milhões USD/ano]	5,76	9,03	14,48
Retorno econômico [ano]	6,76	7,07	9,85
Consumo de gás [milhões m ³]	131,31	95,05	56,08
Economia de gás [milhões m ³]	56,93	93,19	132,16
Venda de gás [milhões USD/ano]	34,16	55,91	79,30
Emissões [ktCO ₂ eq]	205,00	152,18	100,29
% tempo bateria com energia	0,00%	0,00%	0,00%
Cenário 3 - WT + BAT + TG			
Parcela Renovável	30,24%	50,91%	69,79%
Nº Turbinas	6	11	29
Potência WT [MW]	48,00	88,00	232,00
Capacidade BAT [MWh]	0,00	0,00	20,61
Geração WT [MWh]	175.258,47	321.307,19	847.082,59
Geração TG [MWh]	404.215,53	284.485,44	175.082,80
Autoconsumo [MWh]	175.258,47	294.988,56	404.391,20
Produção Excedente [MWh]	0,00	26.318,63	445.246,81
CAPEX [milhões USD]	192,00	352,00	956,86
OPEX [milhões USD/ano]	5,76	10,56	29,08
Retorno econômico [ano]	6,76	7,50	19,24
Consumo de gás [milhões m ³]	131,31	92,41	56,88
Economia de gás [milhões m ³]	56,93	95,83	131,37
Venda de gás [milhões USD/ano]	34,16	57,49	78,82
Emissões [ktCO ₂ eq]	205,00	147,28	99,67
% tempo bateria com energia	0,00%	0,00%	58,50%
Cenário 4 - PV + BAT + TG			
Parcela Renovável	29,50%	49,58%	69,59%
Potência PV [MW]	120,89	243,45	343,32
Capacidade BAT [MWh]	0,00	211,46	564,55
Geração PV [MWh]	178.764,26	359.977,18	507.659,51
Geração TG [MWh]	408.534,17	292.181,09	176.198,35
Autoconsumo [MWh]	170.939,83	287.292,91	403.275,65
Produção Excedente [MWh]	7.824,43	131.971,83	263.188,64
CAPEX [milhões USD]	241,79	782,94	1.477,03
OPEX [milhões USD/ano]	2,18	17,07	40,05
Retorno econômico [ano]	7,76	20,11	38,32
Consumo de gás [milhões m ³]	132,71	94,91	57,24
Economia de gás [milhões m ³]	55,53	93,33	131,00
Venda de gás [milhões USD/ano]	33,32	56,00	78,60
Emissões [ktCO ₂ eq]	214,16	164,95	114,22
% tempo bateria com energia	0,00%	39,84%	62,00%

Fonte: Autor.