



Lucas Affonso Guerreiro

**Estudo de caso de alimentação
de barcos atracados no porto do Rio de
Janeiro por meio de baterias carregadas
por geração distribuída a Gás Natural**

Projeto de Graduação

Projeto de Graduação apresentado ao
Departamento de Engenharia Mecânica
da PUC-Rio no período de 2021.1

Orientador: Sérgio Leal Braga

Rio de Janeiro
Junho de 2021

À minha mãe, ao meu pai, aos meus avós, e aos meus melhores amigos que sempre estiveram ao meu lado em mais uma importante (e difícil) etapa da minha vida.

Agradecimentos

À minha família, pelo constante investimento financeiro e emocional na minha formação acadêmica e profissional. À minha mãe e meus avós, por estarem sempre ao meu lado nos melhores e piores momentos que ocorreram nessa caminhada de cinco – e vinte e três – anos. Nenhum parágrafo de trabalho acadêmico seria suficiente para descrever os meus sentimentos e gratidão.

Ao meu pai, que foi sempre minha maior referência profissional e que me instigou desde minha infância, mesmo que inconscientemente, ao mundo da energia.

À minha amiga Isabella, que compartilhou todo o curso de Engenharia Mecânica e foi significativamente responsável pelo meu crescimento profissional e pessoal, abrindo meus olhos para outras realidades e para o meu privilégio de ter tido a oportunidade de estudar nas melhores instituições. Agradeço por ser inspiração e por ser meu grande suporte nos momentos mais escuros da minha vida, sempre me incentivando a buscar o melhor Lucas possível.

Ao meu professor e orientador Sérgio Braga, que, dentro de um curso amplamente reconhecido e forte em questões acadêmicas tradicionais, mostrou que se reinventar, se adaptar e se atualizar são exercícios fundamentais para o sucesso em qualquer área.

Aos meus amigos feitos ao longo dessa jornada na faculdade, nos estágios e na vida, por trazerem sorrisos ao meu rosto quase todos os dias. Um agradecimento especial ao Bruno, Carol, Pedro Paulo e Rafael por terem me acompanhado nessa fase final de confecção de TCC e terem me acalmado – ou às vezes não – quando eu mais precisava.

RESUMO

Estudo de caso de alimentação de barcos atracados no porto do Rio de Janeiro por meio de baterias carregadas por geração distribuída a Gás Natural

Além do crescente engajamento em questões ambientais, e a consequente busca por redução de emissões de poluentes e aumento de eficiência energética, o Brasil vive um reaquecimento da indústria de Óleo & Gás que projeta significativos aumentos da produção de gás natural nacional. Sendo o gás natural um combustível de transição energética, mais limpo que alternativas tradicionais como diesel e óleo combustível, o trabalho pretende estudar a viabilidade técnico-econômica de diferentes tecnologias de geração (motores a diesel, motores a gás natural e cogeração com células a combustível alimentadas a gás natural) para avaliar a competitividade do combustível no mercado de geração distribuída. Em mais detalhes, propõe-se a avaliação de um estudo de caso em que a geração de energia elétrica de embarcações atracadas no terminal portuário do Rio de Janeiro, tradicionalmente de alto consumo e baixas eficiências, é deslocada para um sistema em terra composto por um gerador e um banco de baterias de Lítio-íon. Apresentam-se duas metodologias para a simulação de um mês típico de serviço com demandas fornecidas pela instrumentação de uma embarcação, uma para os geradores tradicionais, com uma estratégia *on/off* de operação, e uma para o banco de células a combustível, com uma minimização mensal de custos. A avaliação econômica, feita por meio das técnicas de Valor Presente Líquido (VPL) e *payback descontado*, mostra que o custo de investimento mais alto das células a combustível não as torna competitivas. Além disso, observa-se que as baterias não são economicamente justificadas para situações em que não há uma grande variação de carga requerida, porém, um cenário alternativo busca mostrar os efeitos da relação dimensionamento de geração e dimensionamento de armazenamento nos benefícios econômicos. Por fim, mostra-se que, ademais do puro critério econômico, que em muitos casos ainda pode apontar tecnologias a diesel como mais vantajosas, considerações como redução de emissões, facilidade de acesso de infraestrutura e projeções de quedas de preços de combustível devem também ser relevantes.

Palavras-chave: Gás natural; Diesel; Grupo gerador; Células a Combustível; Cogeração; Embarcações; Eficiência energética; Armazenamento energético
Área de concentração:

Área de concentração: Petróleo e Energia

ABSTRACT

Case study of power supply to boats moored in the port of Rio de Janeiro using batteries charged by natural gas distributed generation

In addition to the growing engagement in environmental issues, and the following search for a reduction in emission of pollutants and increased energy efficiency, Brazil is experiencing a reheating of the Oil & Gas industry, which expects increases in the production of national natural gas. Since natural gas is an “energy transition” fuel, cleaner than traditional alternatives such as diesel and fuel oil, this work intends to study the technical-economic feasibility of different generation technologies (diesel engines, natural gas engines and cogeneration with fuel cells fuel fueled by natural gas) to evaluate the fuel competitiveness in the distributed generation market. In more details, it is proposed to evaluate a study case in which the electric power generation from vessels moored at the port terminal in Rio de Janeiro, traditionally of high consumption and low efficiencies, is shifted to an onshore system consisting in a generator and a Lithium-ion battery bank. Two methodologies are presented for the simulation of a typical month of service with demands provided by the instrumentation results of a vessel, one for traditional generators, with an on/off operation strategy, and one for the fuel cell bank, with a monthly cost minimization. The economic evaluation, carried out using the Net Present Value (NPV) and financial return techniques, shows that the higher investment cost of fuel cells does not make them competitive yet. Furthermore, it is observed that batteries are not economically justified for situations where there is not a large variation of load factors, however, an alternative scenario seeks to show the effects of the generation sizing and storage sizing relationship on the economic benefits. Finally, it is shown that, in addition to the pure economic criteria, which in many cases can still point to diesel technologies as more advantageous, considerations such as reduced emissions, ease of access to infrastructure and projections of fuel price drops should also be relevant.

Keywords: Natural gas; Diesel; Generator set; Fuel Cells; Cogeneration; Vessels; Energy efficiency; Energy storage

Area of concentration: Oil and Energy

Lista de Figuras

Figura 1 – Matriz Energética Brasileira (2019)	2
Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira (2019)	3
Figura 3 – Produção nacional de gás natural e perspectivas a curto prazo.	5
Figura 4 – Consumo de gás natural por categoria.	6
Figura 5 – Evolução da capacidade instalada de geração distribuída no Brasil e sua distribuição no território brasileiro.....	8
Figura 6 – Capacidade instalada e energia gerada em 2029 por geração distribuída.	9
Figura 7 – Densidade energética espacial por tipo de tecnologia de geração.	12
Figura 8 – Esquema representativo de um grupo gerador, com destaque para o motor e para o alternador.	13
Figura 9 - Esquematização dos quatro processos básicos em um motor 4T.	14
Figura 10 – Mapa de consumo específico de combustível para motor a Diesel 3.0 de uma BMW 2015.....	15
Figura 11 – Ilustração da demonstração de células a combustível a partir do hidrogênio.....	17
Figura 12 – Ilustração de uma célula de óxido sólido com as reações associadas aos eletrodos.....	19
Figura 13 – Comparação de eficiências de três tecnologias para geração de energia elétrica marítima.....	20
Figura 14 – Comparação dos rendimentos de um sistema de cogeração e de um sistema convencional de produção separada de eletricidade e calor	23
Figura 15 – Adição de capacidade instalada de armazenamento energético (2016 – 2024)	25

Figura 16 – Gráfico ilustrativo de ciclos de carga e descarga e janela de operação de SOC.	28
Figura 17 – Embarcação PSV 4500 alvo do projeto P&D.	30
Figura 18 – Perfil de carga, em kW, da embarcação no dia 25/08/2020.	31
Figura 19 – Perfil de carga total, em kW, da embarcação atracada no dia 25/08/2020.	31
Figura 20 – Perfil de demanda horária extrapolado para um dia mês típico.	32
Figura 21 – Ilustração dos componentes e do fluxo energético do projeto.	33
Figura 22 – Grupo gerador MWM modelo VGD750.	33
Figura 23 – Consumo de combustível por hora (l/h) em função da potência do motor.	34
Figura 24 – Grupo gerador Powerlink GXE550-NG.	34
Figura 25 – Contêiner de conjunto de baterias da Saft.	35
Figura 26 – Curvas de consumo específico experimentais do fabricante e ajustadas.	37
Figura 27 – Perfil de demanda horária extrapolado para um dia mês típico do cenário alternativo.	42
Figura 28 – Resultados para caso A0 de operação com gerador a diesel sem banco de baterias.	43
Figura 29 – Resultados para caso A1 de operação com gerador a diesel com banco de baterias de 500 kWh.	43
Figura 30 – Resultados para caso A2 de operação com gerador a diesel com banco de baterias de 1.000 kWh.	44
Figura 31 – Resultados para caso A3 de operação com gerador a diesel com banco de baterias de 1.500 kWh.	44

Figura 32 – Resultados para caso A4 de operação com gerador a diesel com banco de baterias de 2000 kWh.	45
Figura 33 – Comparação do aumento de número de ciclos do banco de baterias....	46
Figura 34 – Resultados para caso C0 de operação com CaC sem banco de baterias.	47
Figura 35 – Resultados para caso C1 de operação com CaC com banco de baterias (500 kW).....	47
Figura 36 – Resultados para caso C2 de operação com CaC com banco de baterias (1.000 kW).....	48
Figura 37 – Resultados para caso C3 de operação com CaC com banco de baterias (1.500 kW).....	48
Figura 38 – Resultados para caso C4 de operação com CaC com banco de baterias (2.000 kW).....	49
Figura 39 – Comparação de fluxos de caixa para caso A0 e A2.....	51
Figura 40 – Comparação de fluxos de caixa para caso B0 e B2.....	51
Figura 41 – Fluxo de caixa para instalação de CaC.....	52
Figura 42 – Comparação de fluxos de caixa para casos alternativos de geração a diesel.....	53
Figura 43 – Comparação de fluxos de caixa para casos alternativos de geração a gás.	53

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Resumo de propriedades, vantagens e escala de potência aplicável para as tecnologias de células a combustível mais bem desenvolvidas.	18
Tabela 2 – Comparação entre tecnologias de bateria quanto características de desenvolvimento e aplicação.	27
Tabela 3 – Dados compilados de carga média para operações portuárias e de fundeio.	32
Tabela 4 – Parâmetros econômicos considerados por tipo de tecnologia de geração....	40
Tabela 5 – Parâmetros econômicos considerados para banco de baterias	41
Tabela 6 – Resumo de identificação de casos de referência para avaliação do banco de baterias.....	41
Tabela 7 – Consumo de combustível anual e número de ciclos de bateria para cada cenário (diesel).....	45
Tabela 8 – Consumo de combustível anual e número de ciclos de bateria para cada cenário (gás).	46
Tabela 9 – Consumo de combustível anual e número de ciclos de bateria para cada cenário.	49

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BEN	Balanço Energético Nacional
CaC	Célula a Combustível
CHP	Combined Heat and Power
EIA	U.S. Energy Information Administration
EPE	Empresa Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GMG	Grupo Motor Gerador
IEA	International Energy Association
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
NREL	National Renewable Energy Laboratory
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDE	Plano Decenal
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SOC	State of charge (Estado de Carga)

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivos	1
1.2. Estrutura do trabalho.....	1
1.3. O Gás Natural na Matriz Energética Brasileira.....	2
1.4. Indústria do Gás Natural no Brasil	4
1.5. Geração Distribuída no Brasil	7
1.6. Armazenamento Energético.....	10
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
2.1. Geração Distribuída	11
2.2. Tecnologias de geração	12
2.3. Armazenamento Energético.....	25
3. ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA	29
3.1. Estudo de Caso.....	29
3.2. Dimensionamento	33
3.3. Modelagem e simulação	36
3.4. Hipóteses e parâmetros	38
3.5. Viabilidade econômica	39
3.6. Cenários analisados.....	41
4. RESULTADOS	43
4.1. Cenário de referência.....	43
4.2. Cenário alternativo	52
5. CONCLUSÕES	55
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57

1. INTRODUÇÃO

1.1. Objetivos

Dado o crescente engajamento com questões ambientais e de eficiência energética, o trabalho apresentado busca fazer uma análise comparativa de viabilidade técnica e econômica acerca de tecnologias de geração e armazenamento. No estudo apresentado, avaliam-se sistemas de geração e cenários diferentes a fim de concluir o custo-benefício das aplicações, principalmente no tangente ao aproveitamento do gás natural.

Para esse fim, um estudo de caso é apresentado, em que se busca deslocar a geração de energia elétrica de embarcações atracadas – que operam com carga baixa e, por conseguinte, em níveis ineficientes – para o terminal do porto, onde seriam instalados os equipamentos. São ainda apresentados alguns cenários de sensibilidade para avaliar o impacto de diversos fatores nos resultados obtidos.

1.2. Estrutura do trabalho

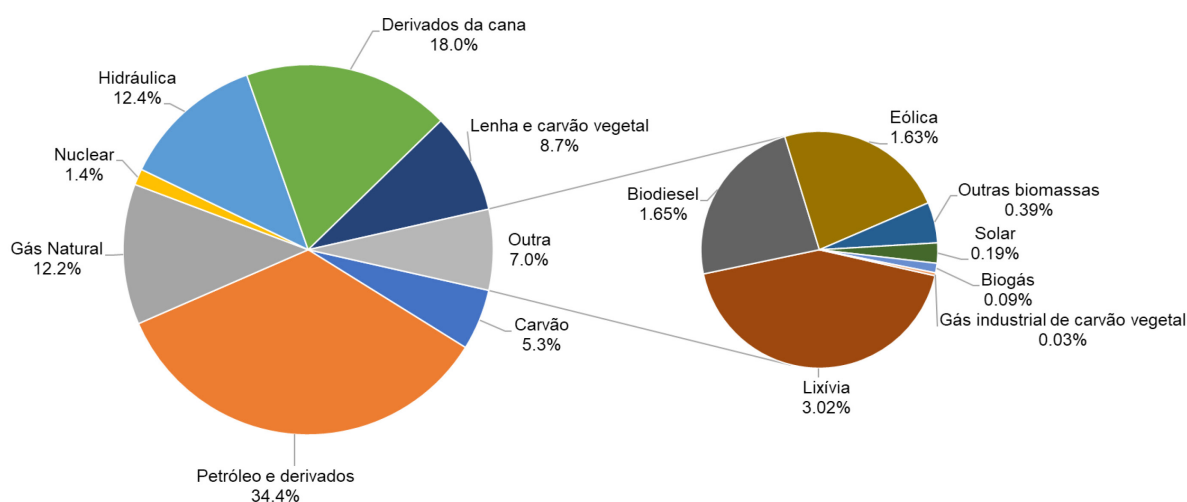
O relatório está dividido em cinco segmentos distintos. A seção 1 apresenta a introdução ao projeto, com os objetivos e considerações iniciais de contextualização. Em seguida, a seção 2 aborda a revisão bibliográfica da parte técnica envolvida no desenvolvimento do trabalho, apontando conceitos sobre tecnologias de geração e armazenamento energético essenciais para a metodologia de análise de viabilidade técnico-econômica apresentada. A seção 3 detalha o estudo de caso avaliado e apresenta a metodologia usada para os cálculos. Por último, as seções 4 e 5 apresentam os resultados comentados e as conclusões, respectivamente.

1.3. O Gás Natural na Matriz Energética Brasileira

A matriz energética de um país representa o conjunto de fontes de energia disponibilizadas no território nacional para funcionamento de todas as atividades, desde o segmento de transporte, de pessoas e cargas, passando pela transformação de fontes de energia – produção de eletricidade e combustíveis, por exemplo, pela produção de bens e serviços – indústria e comércio, até o uso residencial – cocção, conservação de alimentos, condicionamento ambiental e aquecimento de água.

De forma mais detalhada, a matriz especifica a quantidade de energia disponibilizada e utilizada por fonte, sendo ela renovável ou não. A Figura 1 apresenta a disponibilidade de energia pelas principais fontes no Brasil. Pouco mais da metade da energia consumida no país é proveniente de fontes fósseis não renováveis – petróleo, derivados e gás natural.

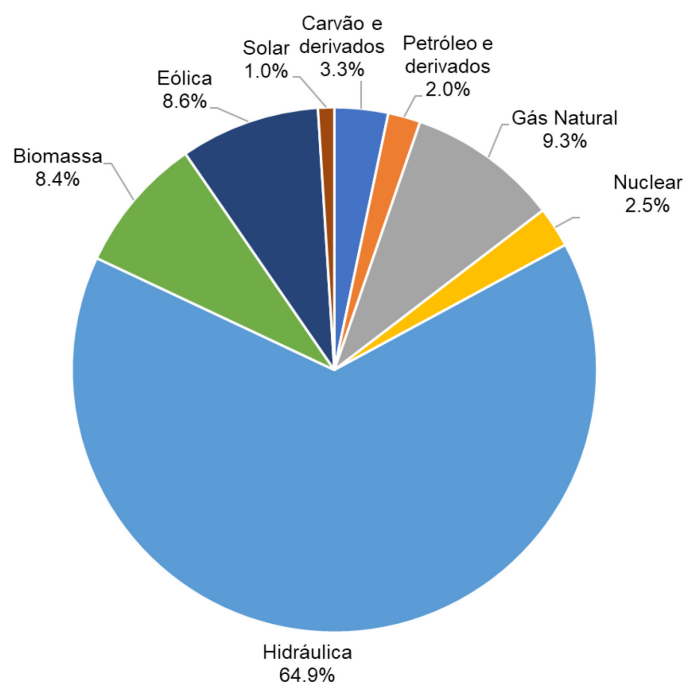
Figura 1 – Matriz Energética Brasileira (2019)



Fonte: EPE, 2020

Tratando-se apenas da matriz elétrica, a participação de fontes renováveis muda é significativamente mais elevada. A Figura 2 mostra que a geração hidroelétrica representa 65,2% da geração total nacional, e, juntamente a fontes como biomassa (8,2%), solar e eólica (6,9%), totaliza cerca de 80% de origem renovável, valor bem acima da média mundial de participação de renováveis de aproximadamente 26% (IEA, 2020)

Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira (2019)



Fonte: EPE, 2020

O evidente esforço para a obtenção de matrizes energéticas mais limpas é o que constitui o período de transição energética pelo qual a sociedade global passa. Tendo em vista o maior engajamento com questões ambientais, e a preocupação com o esgotamento de recursos fósseis, compreende-se o crescente investimento em geração renovável solar, eólica, geotérmica, entre outras. Atualmente, os custos de produção de um MWh a partir de fontes renováveis não tradicionais já conseguem se mostrar bastante competitivos quando comparados, por exemplo, à geração convencional termoeletrica.

Entretanto, a ideia de que teremos uma matriz totalmente renovável até a próxima década, para além de ambiciosa, mostra-se utópica. Vivemos em uma sociedade ainda altamente dependente do petróleo e de seus derivados, tanto como matéria prima quanto como combustível, e esse cenário não deve ser alterado de forma imediata. Nesse contexto, o gás natural surge como uma importante fonte energética de transição. Apesar de ser um combustível fóssil, o gás natural, por oferecer um nível mais baixo de emissão de gases de efeito estufa em sua combustão, se apresenta como uma alternativa com menor potencial de impacto ambiental, além de propiciar maiores eficiências em mecanismos de geração de eletricidade.

A Figura 2 ainda mostra que o gás natural não tem participação significativa na matriz elétrica brasileira. Há cerca de 13 GW instalados em usinas termoeletricas

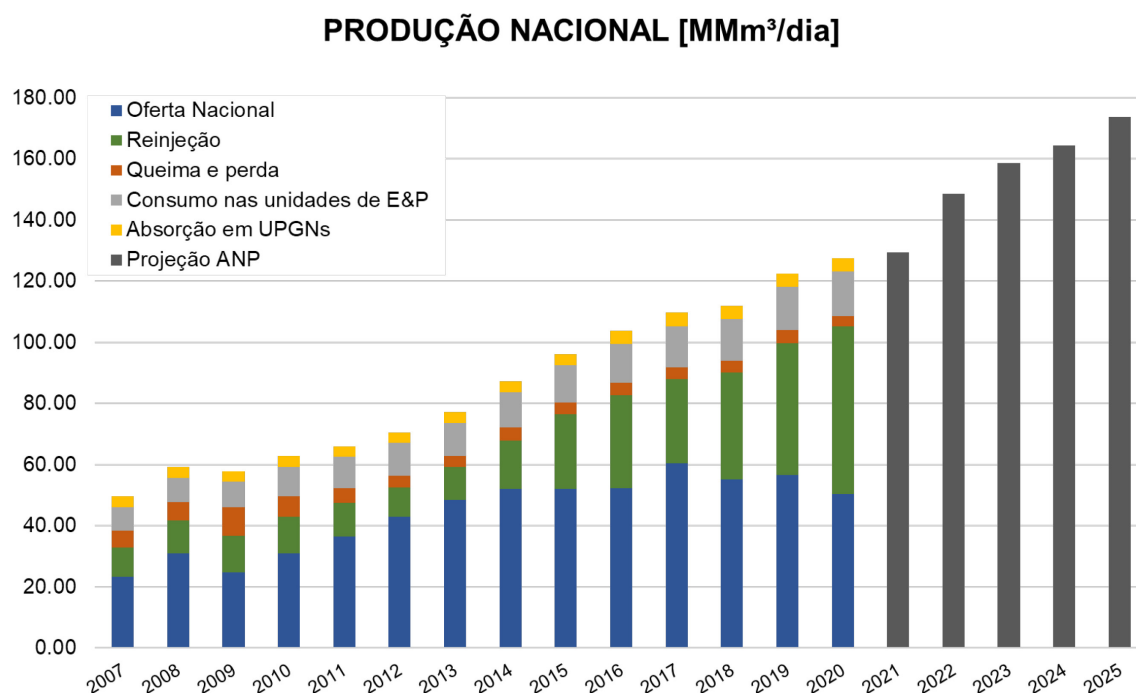
a gás natural, representando algo próximo de 8% da capacidade instalada no país. Previsões indicam que haverá uma expansão de aproximadamente 5 GW dessas usinas até 2028. Além disso, é importante destacar que a contribuição de energia gerada por hidroelétricas tem sido bastante variável, muito por conta da instabilidade dos regimes hidrológicos assistidos no Brasil na última década. Dessa forma, entende-se que usinas termoeletricas de acionamento rápido podem desempenhar papel importante para garantir a confiabilidade do suprimento elétrico e, portanto, o gás natural surge como alternativa a ser considerada nesse contexto.

1.4. Indústria do Gás Natural no Brasil

A indústria de óleo e gás passa por um novo período de reaquecimento no país. Após severa recessão na última década, estados como Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo assistem à indústria petrolífera liderar a recuperação econômica, principalmente por conta dos números esperançosos relacionadas à produção do pré-sal. A descoberta da *commodity* em grande escala, em rochas calcárias subterrâneas, foi uma das maiores em nível mundial nos últimos anos e, o que era considerado como promessa, após grandes investimentos em pesquisas e prospecção, já é uma realidade. Nessa nova conjuntura, há previsões de aumento de produção são, como feitas pela ANP e EPE, e a utilização dos produtos extraídos, que podem até apresentar uma queda de preço, passa a ser um importante ponto a ser analisado.

Não é adequado avaliar o cenário de produção de petróleo de forma independente do da produção de gás natural. O gás produzido no Brasil apresenta a característica marcante de ser um gás associado, isso é, está dissolvido no petróleo extraído dos poços e, assim, é produzido de forma dependente deste. Grande parte do gás assim obtido era usado para reinjeção nos poços, aumentando a produtividade na produção do óleo e evitando queimas. O volume reinjetado atingiu recorde de 37,5 milhões de metros cúbicos por dia em 2019, volume superior à capacidade de importação de gás da Bolívia. Esse número explica o motivo pelo qual, apesar de ter havido um crescimento de 30% na produção de gás nos últimos anos, o volume que efetivamente chegou ao mercado aumentou apenas 3%. A Figura 3 mostra a vazão diária produzida nacionalmente desde 2000 com a categorização de produção líquida e bruta.

Figura 3 – Produção nacional de gás natural e perspectivas a curto prazo.

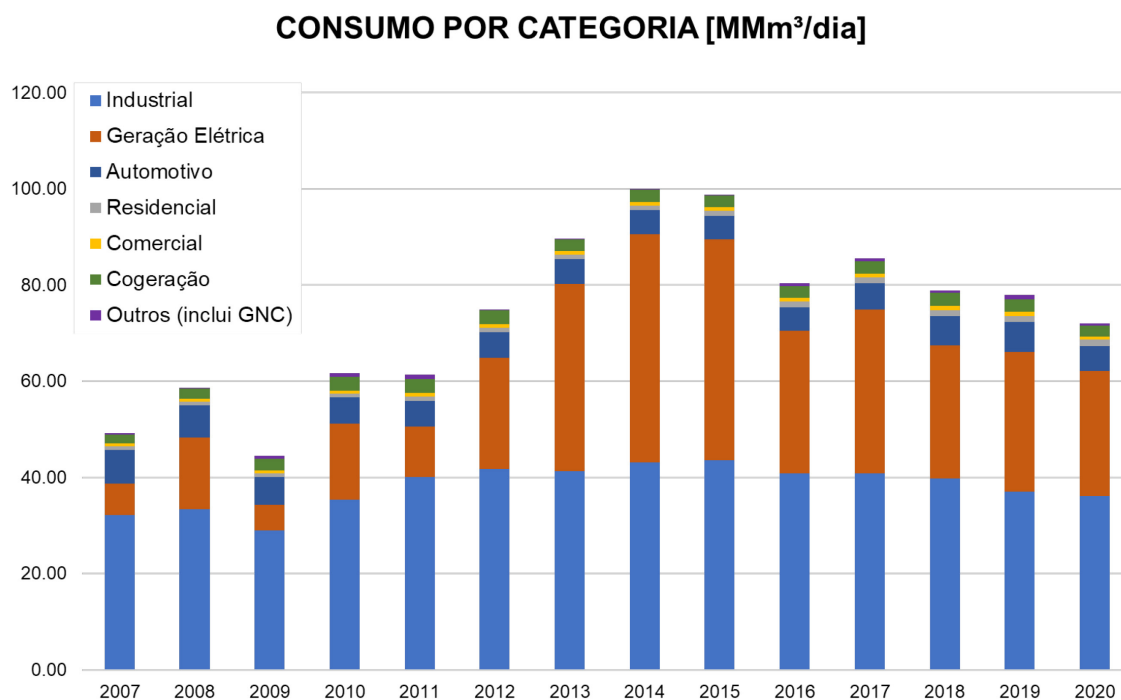


Fonte: Elaboração própria. (MME, 2007-2020;(ANP, 2020)

Além da evidente tendência de rápido aumento da produção nacional, que se reflete diretamente nas previsões até 2025, destaca-se o fato de que, em 2019, mais da metade da produção de gás natural no Brasil não se transformou em oferta líquida na malha de gasodutos. A queima de gás em plataformas e campos de produção é limitada por legislação e as rotas de escoamento de produção entre o mar e a costa apresentam limitações de capacidade. Esse quadro justifica, mais uma vez, o aumento nos volumes reinjetados.

Entretanto, entender o comportamento da oferta pressupõe avaliar como esse gás é usado no país, isto é, estudar o perfil de consumo. Além disso, um estudo que visa a analisar possibilidades de novas aplicações do gás natural dentro do país deve se preocupar com a demanda já realizada nos últimos anos, para compreender o perfil de oportunidades dentro do setor. A Figura 4 apresenta a composição da demanda interna de gás natural por categoria de consumo, mostrando uma base consistente de consumo pelo setor industrial.

Figura 4 – Consumo de gás natural por categoria.



Fonte: Elaboração própria. (MME, 2007-2020)

Além da participação do consumo industrial, destaca-se o uso do gás natural como fonte para geração de eletricidade. Entretanto, é evidente que este uso não apresenta um comportamento tão estável. De fato, há diversas incertezas relacionadas à demanda firme de gás nesta aplicação. Isso é explicado pela grande participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, que têm prioridade para serem acionadas e, principalmente, pelo custo marginal de operação do sistema, bastante influenciado pelo regime de chuvas no país.

Os volumes de produção realizados e ainda esperados do pré-sal, mostrados com o comportamento acima, estimulam uma nova configuração de oferta no país e, inevitavelmente, um novo perfil de demanda. Porém, em se tratando de gás natural não parece razoável, no momento que vivemos, ponderar sobre a dualidade oferta/demanda de forma desassociada às recentes propostas do Novo Mercado de Gás.

Com efeito, com a promulgação da Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009), pretendia-se uma nova organização de mercado de gás natural. A lei buscava conferir uma regulação específica para um mercado competitivo, abolindo os monopólios estatais nas atividades e buscando regular atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização. Entretanto, apenas em 2016 o cenário começou a mudar efetivamente, com as decisões de desinvestimento da Petrobras e o lançamento da iniciativa “Gás para Crescer”. A venda da malha de gasodutos do

Sudeste para a NTS (Nova Transportadora do Sudeste) e do Nordeste para a ENGIE já introduziu uma ponta de competitividade, que deveria ser estimulada no mercado. Contudo, mudanças mais profundas foram freadas pelas instabilidades políticas que o país passou na época. (CAVALINI, 2017)

Finalmente, em 2019, foi lançado o programa do Novo Mercado de Gás, que busca implementar medidas necessárias para o desenho de um novo mercado, a partir do desenvolvimento de um arcabouço regulatório que permita efetivamente promover a competitividade. No mesmo ano, foram realizados leilões “A-6” para expansão da oferta de energia elétrica (em que o suprimento de energia começa a ser feito seis anos após a conclusão do leilão), com modificações que favoreceram a modalidade do gás natural, destacando-se a sazonalização mensal da inflexibilidade, abrindo, assim, a possibilidade para estratégias distintas de indexação das parcelas de receita fixa (inflexível) e CVU (flexível).

A harmonia entre o setor elétrico e o setor de gás natural é essencial para o desenvolvimento de ambos nessa fase de transição energética, aliada a um quadro de aumento significativo da produção de gás. Espera-se, com a abertura do mercado, o surgimento de novos agentes e um cenário mais competitivo.

1.5. Geração Distribuída no Brasil

Define-se geração distribuída (GD) como uma fonte de eletricidade conectada diretamente à rede de distribuição e, por isso, normalmente encontra-se próximos aos centros consumidores. Não há restrição específica sobre a natureza das fontes, podendo elas ser renováveis – como hidrelétrica, solar ou eólica – ou convencionais, como grupos geradores a diesel ou a gás. Essa definição está legalmente sustentada no Artigo 14 do Decreto nº 5.163 de 2004:

[...] considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I – hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II – termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004. (BRASIL, 2004)

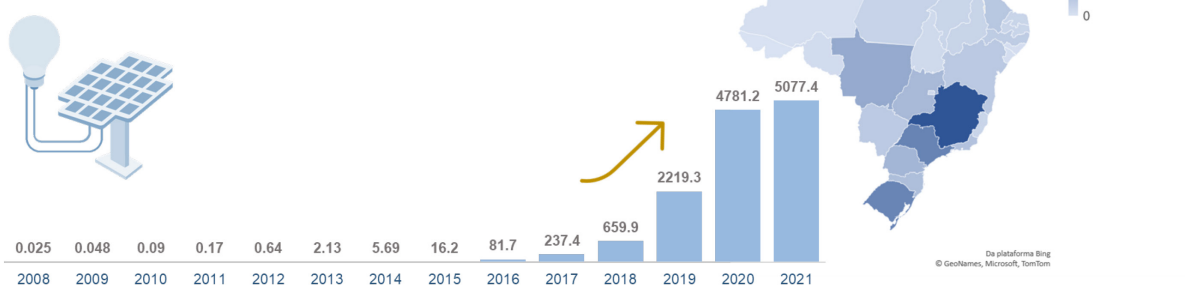
Em termos de legislação, houve, em 2012, mais um avanço relacionado à geração distribuída. A resolução normativa da ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012,

estabeleceu “as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica e dá outras providências”. Microgeração distribuída refere-se a centrais com potência instalada de até 75 kW enquanto a minigeração refere-se àquelas com potência entre 75 kW e 5.000 kW.

A primeira instalação brasileira oficialmente reconhecida como microgeração distribuída data do final de 2007. Mas precisou transcorrer uma década para experimentar, em 2017, um crescimento significativo. A Figura 5 apresenta a evolução da capacidade instalada em GD no Brasil, com destaque para a capacidade incremental nos anos de 2019 e 2020, e como essas fontes estão distribuídas no país.

Figura 5 – Evolução da capacidade instalada de geração distribuída no Brasil e sua distribuição no território brasileiro.

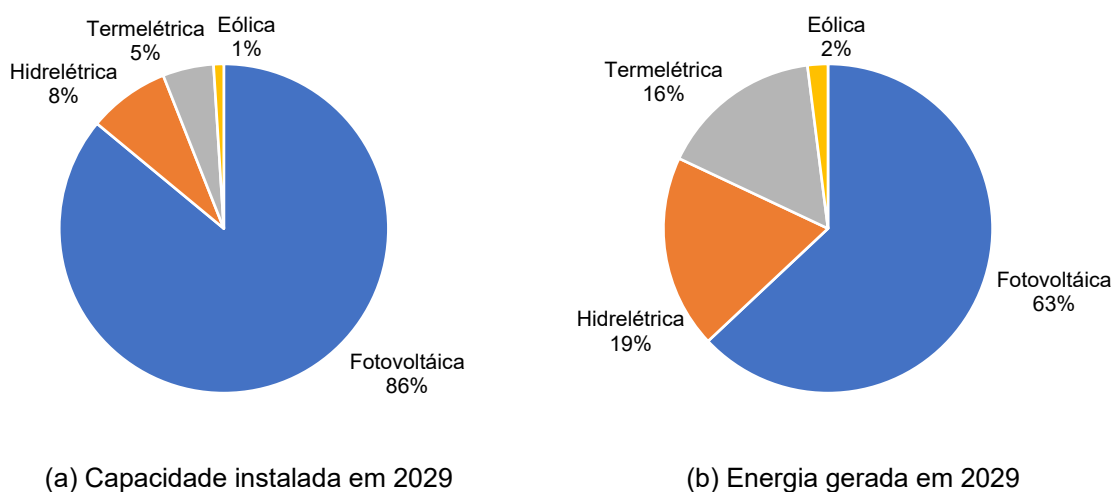
Capacidade Instalada de geração distribuída no Brasil (MW)



Fonte: Elaboração própria. (ANEEL, 2020)

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 - PDE 2029, cerca de R\$ 50 bilhões deverão ser investidos em geração distribuída na próxima década, o que representa aproximadamente 16,5% do total dos investimentos previstos para a geração centralizada. O documento projeta uma capacidade instalada de 11 GW, próximo a 2,3% da carga total no final da década. (EPE, 2020)

Figura 6 – Capacidade instalada e energia gerada em 2029 por geração distribuída.



Fonte: PDE 2029

A Figura 6 mostra as expectativas para 2029 da capacidade instalada em GD, por tipo de fonte. É evidente a forte predominância da energia solar fotovoltaica (PV), mas ainda se percebe significativa participação de termelétricas e hidrelétricas na projeção da eletricidade gerada, muito por conta dos fatores de capacidade¹ mais altos dessas centrais. Deve-se levar em consideração ainda que grupos geradores a combustível são bastante comuns em regiões que não estão conectadas à rede de distribuição.

Diversos fatores explicam os recentes investimentos em GD. Buscar reduzir as perdas elétricas, principalmente pelo efeito joule, e os custos de construção das redes de transmissão e distribuição apresentam-se como vantagens técnicas e econômicas bastante importantes.

Além disso, a geração própria de eletricidade é uma alternativa que pode se mostrar economicamente competitiva frente à compra de energia da rede, sendo muitas vezes utilizada como forma de diminuir gastos em horários de pico de demanda, períodos em que o preço da energia é muito elevado. O consumidor pode, inclusive, ganhar créditos de energia, caso sua produção seja superior ao consumo. Cada vez mais, com o barateamento das tecnologias, a recuperação do investimento é feita em menor tempo e o negócio torna-se mais atrativo.

Ainda é válido destacar que a geração própria aumenta a confiabilidade da disponibilidade de energia elétrica para os usuários, principalmente quando empregadas fontes convencionais. Diversas organizações que demandam fornecimento

¹ O fator de capacidade é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período e a capacidade total máxima neste mesmo período.

seguro e consistente de eletricidade para manutenção de servidores e sistemas – como grandes empresas de tecnologia ou hospitais, buscam na autogeração garantir o suprimento de forma independente da rede e, assim, minimizar os efeitos de instabilidades e quedas de tensão ou de frequência na rede.

GD é uma atividade crescente e afeta, cada vez mais, o cenário energético do país. Neste trabalho buscar-se-á, também, apresentar alguns desses impactos, apontando vantagens e desafios envolvidos na sua implementação.

1.6. Armazenamento Energético

Ao lado da GD, compõe o conceito mais amplo de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), o armazenamento energético (AE). Estratégias de armazenamento energético são utilizadas pelo homem há muito tempo, com simples sistemas de acumulação a frio e formas de conversão de energia presencial. Mais recentemente, o armazenamento de eletricidade em baterias é tema que tem ganhado relevância no contexto de integração de fontes energéticas renováveis solar e eólica no sistema interligado, por conta da variabilidade de sua geração. O armazenamento surge, pois, como alternativa para ajustar a oferta e o consumo de energia ao longo do dia, contribuindo, assim, para aumentar a confiabilidade do fornecimento.

Entretanto, outra característica importante de baterias é a capacidade de desempenhar papel de “eficientizador” em sistemas de geração tradicionais. Motores a combustão interna, ilustrados perfeitamente por motores de automóveis para essa explicação, possuem uma curva de eficiência, que é função da demanda exigida. Para demandas mais baixas do gerador, a eficiência é menor e o consumo específico de combustível é maior. Dessa forma, a associação de um banco de baterias a um grupo gerador permite aumentar a eficiência global do processo, tornando-o economicamente mais competitivo.

Ainda há barreiras tecnológicas – que vêm sendo gradualmente superadas – para a aplicação de baterias utilitárias em larga escala, mas diversos projetos ao redor do mundo já se valem do potencial de armazenamento de energia elétrica para contornar diversas dificuldades da operação de sistemas de potência.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Geração Distribuída

RED, em que se inclui a GD, são amplamente caracterizados como tecnologias disruptivas, isto é, são produtos cujas atribuições provocam ruptura de padrões, modelos ou tecnologias já estabelecidos no mercado, e, mais do que isso, revolucionam as soluções que eram até então empregadas.

A ANEEL promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 e a Audiência Pública nº 42/2011 buscando tratar o arcabouço regulatório envolvendo a conexão de GD à rede de distribuição. Como resultado desse processo, baixou a Resolução Normativa - REN nº 482, de 17/04/2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso da micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica e criou o sistema de compensação de energia elétrica correspondente.

Desde então, o usuário consumidor, no Brasil, tem o direito de gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes diversas (cogeradores, geradores de emergência, geração para operação no horário de ponta, painéis fotovoltaicos, pequenas centrais hidrelétricas etc.) e pode até tornar-se fornecedor de excedentes para a rede através da distribuidora local. Para isso, a ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. O consumidor autoprodutor que gerar mais que o consumo, no período de faturamento, pode fornecer essa energia em excesso ao sistema e ser compensado com um crédito também em energia. Ou seja, atualmente, ainda não é possível o proprietário de um empreendimento de GD comercializar o montante excedente de produção.

Apesar das inúmeras vantagens da geração distribuída, algumas dificuldades são encontradas na prática, tal como a dificuldade de operação de um sistema bem mais complexo, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico e a tributação.

No estudo de caso analisado, a geração distribuída se faz como uma opção atraente, já que deslocaria a geração de dentro da embarcação, bastante ineficiente, para o terminal portuário.

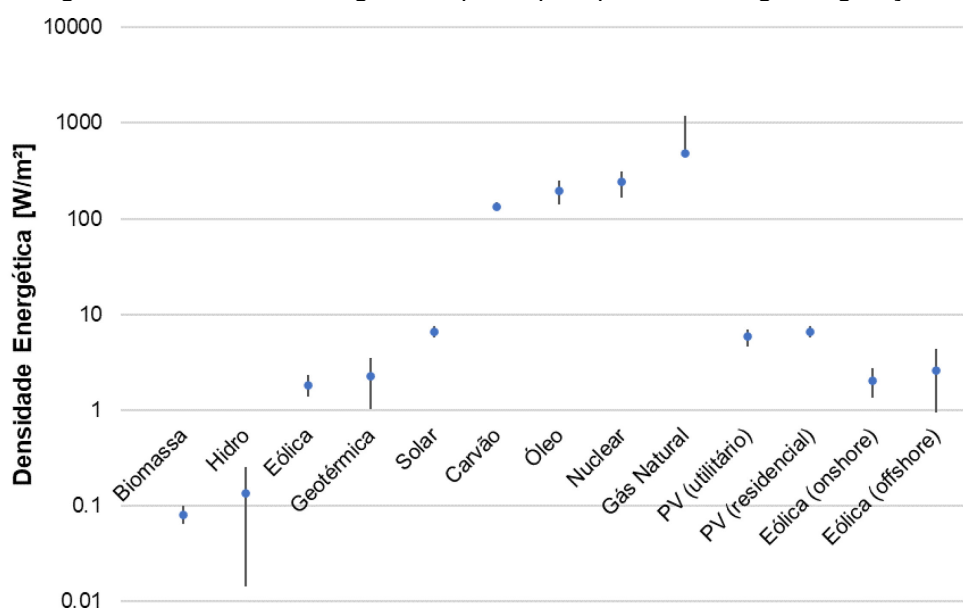
2.2. Tecnologias de geração

Conforme já apresentado, tecnologias distintas compõem a matriz elétrica brasileira. Desde as não-renováveis, baseadas na queima do carvão e de combustíveis fósseis, até fontes renováveis como hidroelétricas, plantas solares e eólicas, e, ainda, a geração nucleoe elétrica.

Uma das maiores dificuldades da inserção de plantas solares e eólicas nos sistemas energéticos é o fato de que não são despacháveis, ou seja, um operador externo não pode decidir quando aquela planta irá gerar ou não. Dentro do escopo deste trabalho, não serão abordados esses tipos de tecnologia como alternativa para o projeto foco deste trabalho.

Um elemento importante na comparação entre as diferentes tecnologias é a densidade energética. Segundo o National Renewable Energy Laboratory (NREL), a razão entre espaço ocupado e capacidade instalada de plantas solares fotovoltaicas de 10 a 10.000 kW é de cerca de 2.800 m²/MW. A Figura 7 apresenta uma comparação mais ampla entre as diferentes tecnologias para plantas dos Estados Unidos (VAN ZALK; BEHRENS, 2018). Observe-se como os geradores a gás natural apresentam uma elevada relação capacidade/área ocupada. Portanto uma elevada densidade energética. Como o projeto em tela neste trabalho visa à instalação dos equipamentos de geração e armazenamento em uma área central da cidade do Rio de Janeiro, a busca por menor área ocupada constitui elemento importante a ser considerado.

Figura 7 – Densidade energética espacial por tipo de tecnologia de geração.

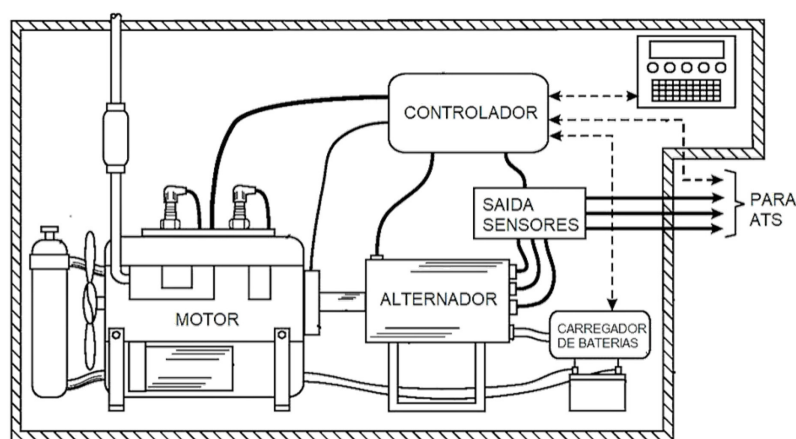


As barras representam o intervalo de valores obtidos na pesquisa e os pontos representam a mediana das plantas analisadas no estudo. Fonte: (VAN ZALK; BEHRENS, 2018)

2.2.1. Grupo Motor Gerador

De maneira geral, geradores convertem energia mecânica em energia elétrica e consistem na combinação de um motor e um gerador (alternador). Ao contrário da maioria das usinas termoeletricas (UTE) de grande escala, em que a geração de eletricidade é dada por uma turbina a vapor (operando em ciclo Rankine), grupos geradores tem um motor a combustão (MCI) que são acoplados ao alternador. No caso que será analisado com mais detalhes neste trabalho, o movimento resultante da combustão e expansão do combustível é responsável pela rotação no gerador. A Figura 8 apresenta um modelo esquemático de um grupo motor gerador (GMG).

Figura 8 – Esquema representativo de um grupo gerador, com destaque para o motor e para o alternador.



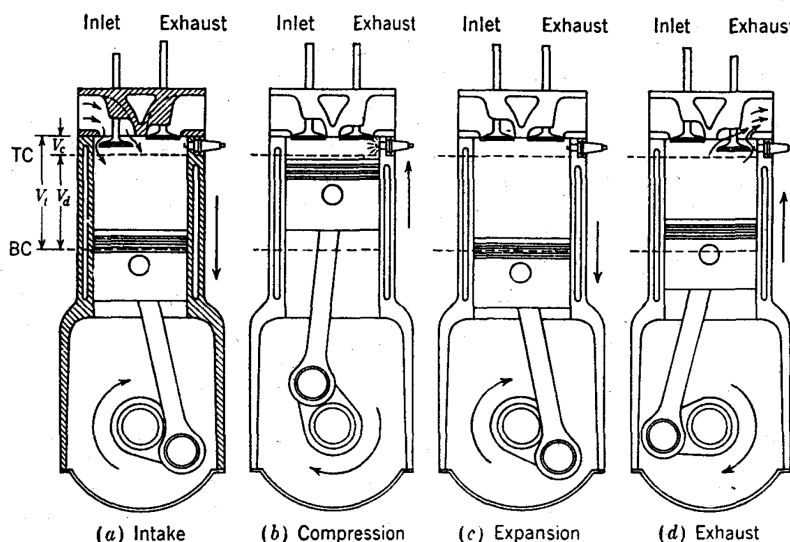
Fonte: Como funciona um grupo gerador de energia – Blog | Ecco Engenharia, disponível em <https://blog.eccoengenharia.com.br/grupo-gerador/>

Motores de combustão interna remontam a 1876, quando Otto desenvolveu o primeiro motor por ignição de centelha. Seis anos depois, em 1892, Diesel inventou o motor por ignição a compressão. Desde então, houve constante evolução desses equipamentos e novas tecnologias foram empregadas a fim de melhorar a eficiência e a durabilidade. Mais de um século depois, esses motores, chamados atualmente de motores convencionais, são amplamente utilizados em diversas áreas da engenharia.

Motores de ignição a compressão e ignição por centelha são encontrados também, por exemplo, em automóveis de diversos tamanhos, tendo suas características alteradas em função das necessidades. Nos dois casos, a combustão ocorre dentro de uma câmara de combustão pela reação do combustível com o oxigênio do ar em condições termodinâmicas favoráveis. O funcionamento se baseia em quatro etapas distintas: (a) *admissão de ar*, em que ar é admitido na câmara de combustão; (b) *compressão*, em que o ar (ou a mistura de ar e combustível) é comprimido e a

pressão e temperatura na câmara aumentam; (c) *combustão*, em que ocorre o processo químico e são liberados calor e os gases de exaustão, proporcionando a *expansão* do sistema e (d) *exaustão*, em que os gases de expansão. Os quatro processos estão ilustrados na Figura 9.

Figura 9 - Esquemática dos quatro processos básicos em um motor 4T.



Fonte: (HEYWOOD, 1988)

Como o objetivo deste trabalho é uma análise do fornecimento de energia elétrica para uma dada demanda, serão detalhadas apenas as características dos motores de combustão interna que se mostram significativas no contexto, como, por exemplo, o consumo específico de combustível e a eficiência global.

O consumo específico de combustível (em inglês, *break specific fuel consumption*, BSFC) é a quantidade de combustível necessária para produzir uma unidade de potência. Costuma indicar a eficiência do motor: quanto menor o consumo específico de combustível (ou seja, quanto menos combustível necessário para produzir a mesma potência) maior é a eficiência do aparelho. Sua expressão analítica é:

$$\text{BSFC} = \frac{\dot{m}_f}{P_e} \quad (1)$$

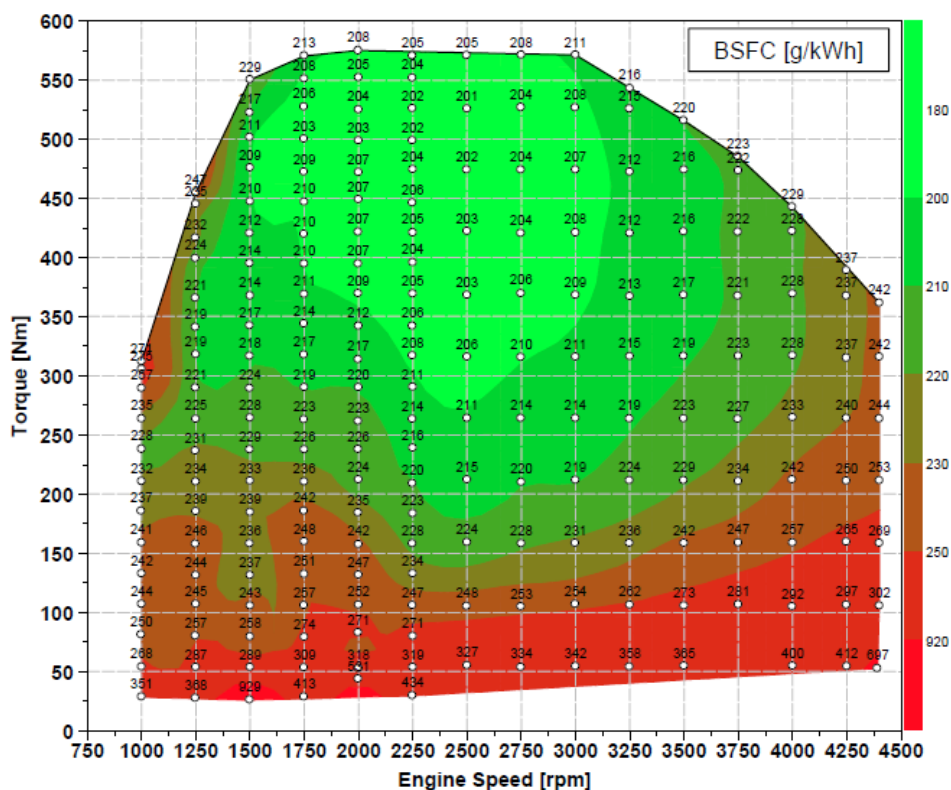
onde \dot{m}_f é a vazão mássica de combustível consumido, usualmente dado em kg/s, e P_e é a potência efetiva fornecida pelo motor.

O consumo específico, entretanto, é uma propriedade que varia comumente em função da velocidade de rotação do motor (ω) e da carga demandada, além do combustível utilizado.

A Figura 10 exemplifica essa variação para um motor a diesel 3.0L de uma BMW 2015. Observe que a carga, nesse caso, é dada pelo torque exigido ao motor.

Os dados de BSFC são comumente apresentados em gráficos de região/contornos. No exemplo aqui apresentado, a região em verde claro indica a menor relação massa de combustível consumida/energia produzida, sendo, portanto, a região de maior eficiência. As folhas de dados dos GMG normalmente apresentam esses dados para uma rotação específica.

Figura 10 – Mapa de consumo específico de combustível para motor a Diesel 3.0 de uma BMW 2015.



Fonte: 2015 BMW 3.0L N57 Engine Diesel Fuel Test Data Package

De maneira geral, o mesmo comportamento é esperado em grupos geradores ou com motores a combustão e, por isso, sua seleção deve ser bastante cuidadosa e específica para a demanda necessária.

Comercialmente, há três grandes classificações de grupos geradores em função do seu trabalho: (i) *stand by*, cuja aplicação limita-se aos casos em que há uma fonte primária e confiável e a operação do gerador se dá apenas em situações de emergência; (ii) *prime*, com mais ampla carga de trabalho, comumente usados para abater consumo em picos para redução de custos e (iii) *contínuo*, no caso em que o gerador será a forma principal de geração elétrica.

Sendo o motor um dos componentes do GMG, entende-se que um dos critérios de escolha seja a tecnologia utilizada, o que se reflete diretamente no combustível. Os grupos geradores a gasolina são usualmente compactos e emitem pouco

ruído; entretanto, costumam ser usados em utilitários devido à baixa potência (~6 kW). Quando existente uma fonte de alimentação de gás, motores a gás são uma boa opção, apresentando-se mais econômicos, menos ruidosos, menos poluentes e, de maneira geral, mais eficientes. Entretanto, assim como os motores a gasolina, não apresentam grande gama de potência. Por fim, há os motores a diesel, amplamente empregados em utilizações prolongadas e contínuas. São bastante comuns pela sua confiabilidade e por serem mais econômicos que os motores a gasolina, sendo encontrados muitas vezes em locais onde não há conexão com a rede elétrica.

Além disso, e talvez seja o critério mais direto, há a questão do dimensionamento de potência. É válido, nesse momento, destacar algumas características individuais dos componentes (motor e gerador) quanto à disponibilidade de potência. Por ser um equipamento mecânico, o motor disponibiliza uma potência ao eixo rotativo de saída chamada “potência de freio” (*brake power* - *BP*, kWb). O gerador, por outro lado, tem o papel de transformar essa potência de freio em potência elétrica (kWe).

Os geradores indutivos dependem de um campo eletromagnético para funcionar e a estabilidade desse último é função de dois tipos de potência: a potência ativa, medida em kW, que é a potência que efetivamente produz trabalho de alguma natureza, e a potência reativa, medida em kVAr, que é uma carga complementar cujo papel é justamente manter os campos eletromagnéticos. A combinação das duas (que, no detalhamento matemático, é uma combinação vetorial) é a potência aparente, indicada em kVA. Comercialmente, os grupos geradores apresentam como dado primário a potência aparente e, por isso, é importante entender como é possível extrair a informação de potência ativa, que realmente será usada para o dimensionamento. O chamado fator de potência (FP) relaciona a potência ativa a potência aparente conforme a relação abaixo.

$$FP = \frac{\text{potência ativa [kW]}}{\text{potência aparente [kVA]}} \quad (2)$$

As folhas de dados dos equipamentos normalmente apresentam informações da potência aparente, e, em alguns casos, da potência ativa em kWe, indicando um fator de potência para a operação do GMG com ventilador. Na literatura, um fator de potência $FP = 0,8$ é bem comum.

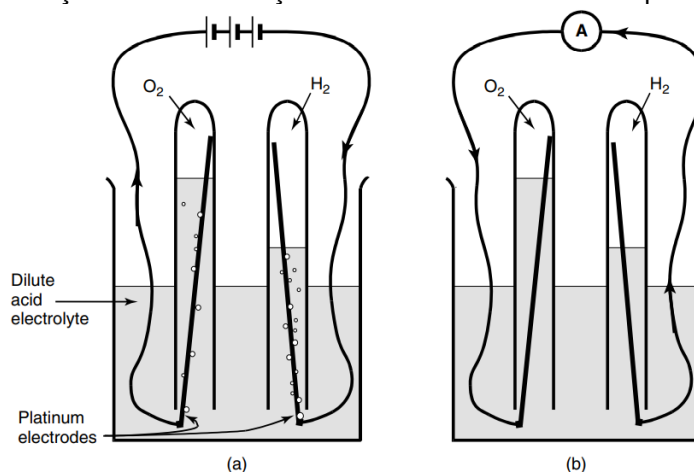
Para este trabalho, os três critérios apresentados acima são suficientes para determinar a operação e, assim, realizar o estudo de viabilidade técnica-econômica do caso proposto.

2.2.2. Células a combustível

Com a crescente demanda por melhoria da eficiência energética e redução de impactos ambientais, os sistemas de geração de energia com células a combustível (CaC) têm se destacado para aplicações em geração distribuída e armazenamento. (FURTADO; DA SILVA JR; LOPES, 2015)

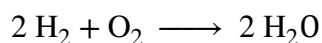
Células a combustível, na verdade, remontam a meados do século XIX, quando foram pioneiramente demonstradas em um experimento de William Grove, em 1839. Em um primeiro momento, ocorreria a eletrólise da água a partir da passagem de uma corrente externa, como mostra a Figura 11 (a). Em seguida, o oxigênio e o hidrogênio, previamente separados pela eletrólise, se recombinaem, produzindo uma corrente que é medida pelo amperímetro (b). (DICKS; RAND, 2018)

Figura 11 – Ilustração da demonstração de células a combustível a partir do hidrogênio.



Fonte: (DICKS; RAND, 2018)

Outra forma de interpretar a célula a combustível é como uma “combustão” do hidrogênio, em que, ao invés da liberação de energia térmica, há produção de energia elétrica.



Usualmente, os dois grandes desafios das tecnologias de CaC são a lenta taxa de reação (implicando baixas correntes e potência) e a não disponibilidade direta de gás hidrogênio. Ao longo do tempo, portanto, pesquisas e desenvolvimentos de diferentes tipos de células, que se diferenciam principalmente pelo eletrólito utilizado, têm sido realizados e destacam características e vantagens diversas da tecnologia.

Tabela 1 - Resumo de propriedades, vantagens e escala de potência aplicável para as tecnologias de células a combustível mais bem desenvolvidas.

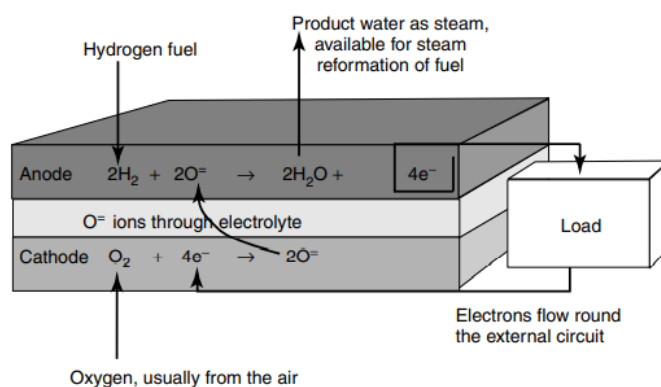
Tipo de célula a combustível	Íon	Temperatura de Operação	Aplicações	Escala de potência aplicável em Watts							
				1	10	100	1k	10k	100k	1M	10M
Alcalina (AFC)	OH ⁻	50 – 200 °C	Usados em veículos espaciais (Apollo, Shuttle)								
Proton exchange membrane (PEMFC)	H ⁺	30 – 100 °C	Veículos e aplicações móveis, e para sistema CHP ¹ de pequena escala								
Direct metanol (DMFC)	H ⁺	20 – 90 °C	Sistemas eletrônicos portáteis de baixa potência e longa operação								
Phosphoric acid (PAFC)	H ⁺	~220 °C	Grande participação em CHPs de 200 kW								
Molten carbonate (MCFC)	CO ₃ ²⁻	~650 °C	Adequado para CHPs de média a grande escala								
Solid oxide (SOFC)	O ²⁻	500 – 1000 °C	Adequado para todas as capacidades de sistemas CHPs								

Fonte: Adaptado de (DICKS; RAND, 2018).

As CaC são, portanto, células galvânicas em que a energia a energia livre (de Gibbs) de uma reação química é transformada em energia elétrica (por meio da geração de uma corrente).

A estrutura de todas as tecnologias apontadas é essencialmente a mesma: uma única célula consiste em dois eletrodos (cuja composição varia em função da tecnologia) separados por um eletrólito e ligados por um circuito externo. A Figura 12 apresenta um exemplo, para o caso de células de óxido sólido (SOFC), dos eletrodos (ânodo e cátodo) e suas reações correspondentes. É importante notar também o fluxo energético, desde a entrada do hidrogênio gasoso no ânodo poroso até sua reação no eletrólito nos sítios ativos da superfície do eletrodo.

Figura 12 – Ilustração de uma célula de óxido sólido com as reações associadas aos eletrodos.



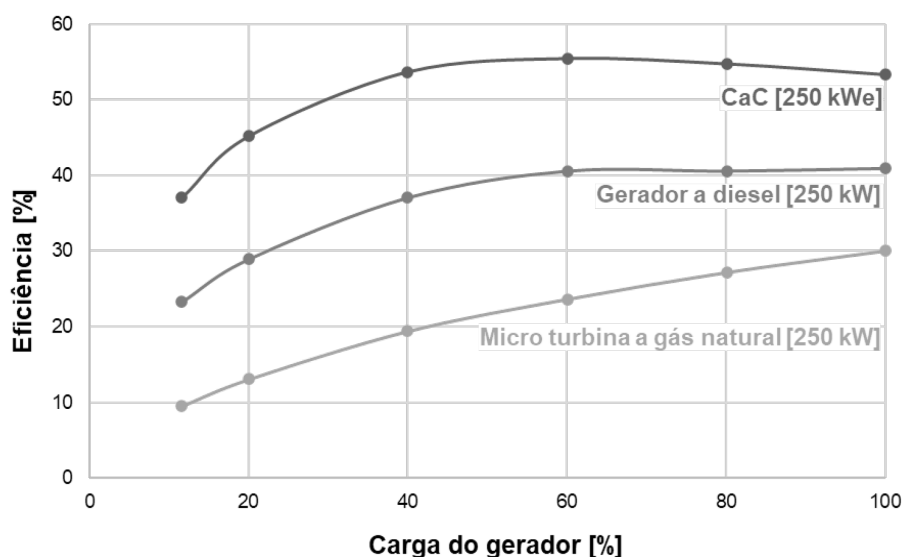
Fonte: (DICKS; RAND, 2018)

Apesar dos projetos pioneiros no século XIX, apenas no final do século XX as células a combustível foram usadas no ramo de automóveis. Esse salto temporal em muito se deveu tanto pelos riscos envolvidos em operações com hidrogênio quanto pela inviabilidade econômica dos empreendimentos, já que muitos usavam platina como catalisador.

Com o avanço de tecnologias e os objetivos de zero emissões de poluentes, as CaC vêm se tornando alternativas atrativas. A Tabela 1 apresenta um resumo das principais tecnologias utilizadas, a temperatura de operação aproximada, as aplicações gerais e a ordem de grandeza de potência dos projetos existentes. Como observado, há tecnologias que são otimizadas para escalas diferentes, como entre apenas 1 kW e 10.000 kW, o que também traz versatilidade.

Uma das vantagens de CaC é a eficiência, que, de maneira geral, apresenta valores maiores do que a de motores tradicionais. A Figura 13 apresenta uma comparação entre as eficiências de uma CaC, um gerador a diesel e uma microturbina a gás natural, todas com mesma capacidade, para uma aplicação de geração embarcada.

Figura 13 – Comparação de eficiências de três tecnologias para geração de energia elétrica marítima



Fonte: (WELAYA; EL GOHARY; AMMAR, 2011)

Como pode ser observado, para toda a gama de cargas testadas, as eficiências da CaC são significativamente maiores. Ainda nesse contexto, pode-se notar que a eficiência não varia tanto com o tamanho do projeto, o que é bastante significativo para geração distribuída de pequena escala. É válido destacar, também, que ao contrário dos geradores a combustão tradicionais, a eficiência ótima de CaC não está limitada a leis da termodinâmica, como o princípio de Carnot, mas sim à razão entre a energia livre de reação e a entalpia da reação. A eficiência prática é menor uma vez que o potencial operacional da célula é menor que o teórico. (WELAYA; EL GOHARY; AMMAR, 2011; DICKS; RAND, 2018)

Além das eficiências e das baixas emissões, convém citar ainda a simplicidade das partes envolvidas na construção de uma CaC e os baixos ruídos.

Usualmente, uma única CaC produz algo menos que 1 V, o que é muito pouco para as principais aplicações do mercado. A solução disso é a formação de pilhas (em inglês *stacks*) de CaC em série. Uma pilha de células pode ter centenas de células individuais. As tecnologias que têm recebido maior atenção comercial são as células com membrana polimérica trocadora de prótons (PEM), pela sua maturidade tecnológica, baixas temperaturas de operação e operação confiável, e células de óxido sólido (SOFC), que, apesar de apresentarem temperaturas médias de operação consideravelmente mais altas, possuem uma aplicação mais ampla e, principalmente, não demandam um grau de pureza extremamente elevado no hidrogênio combustível como as PEMFCs. As altas temperaturas de operação ainda são propícias para diversos sistemas de cogeração (CHP), o que será abordado mais adiante neste trabalho.

Apesar das diferenças entre as tecnologias, neste trabalho serão apresentados detalhes das células de óxido sólido, amplamente utilizadas para geração distribuída e com eficiências mais altas. (NAFEES; ABDUL RASID, 2019)

Por conter apenas duas fases (gás e sólido) em seus componentes, as SOFC são mais simples do que as outras tecnologias. Nelas, ocorre oxidação do hidrogênio no ânodo a partir do oxigênio reduzido no cátodo. Desde o século XIX, aponta-se a zircônia (ZrO_2) como o eletrólito condutor de oxigênio. Essa propriedade é garantida para temperaturas acima de 800 °C.

Um ponto chave no estudo de CaC é a disponibilidade de hidrogênio. Nos últimos anos, o hidrogênio vem se destacando no cenário mundial como peça importante na transição para matrizes renováveis, pelo seu potencial de armazenamento e como combustível. Existem três principais processos para produção de hidrogênio: a reforma a vapor, oxidação parcial e reforma auto térmica. Entretanto, sua disponibilidade em larga escala, de maneira regular, ainda não é viável.

2.2.2.1. Reforma de combustível fóssil

Atualmente, o principal processo produtor de hidrogênio em escala industrial é a reforma de metano, principal componente do gás natural. Gás natural, como combustível fóssil, é amplamente disponível e há uma infraestrutura já bastante desenvolvida que favorece a atratividade comercial do processo. A partir do metano, a reforma a vapor é também o processo que garante a melhor relação H_2/CO .

A reforma a vapor compreende uma etapa inicial catalítica, em que ocorre a mistura de vapor d'água e um combustível primário (metano, por exemplo) e a consequente conversão em um gás de síntese (hidrogênio e monóxido de carbono, *syngas*), como descrito na equação 3.



Esse gás de síntese sofre uma reação de mudança do vapor de água, em que o monóxido de carbono é transformado em dióxido de carbono e hidrogênio, o que está representado na equação 4.

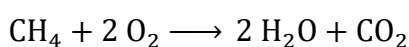


Normalmente, por ser um processo altamente endotérmico, ou seja, que demanda alta quantidade de energia para ser realizado, a reforma a vapor não é muito atraente. Entretanto, ao longo dos anos, viu-se grande potencial na associação do procedimento de reforma com células de óxido sólido, cujas reações internas são

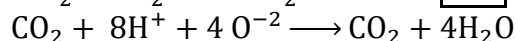
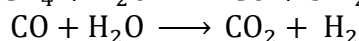
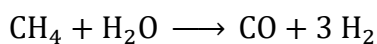
exotérmicas e as temperaturas de operação muito altas. Mesmo assim, o calor global produzido ainda é cerca de duas vezes o calor necessário para o processo endotérmico de reforma a vapor. Entende-se, ainda, porque células dessa tecnologia são amplamente empregadas em sistemas de cogeração. O excesso de calor produzido pode ser recuperado e usado para aquecer água, aumentando ainda a eficiência global da operação. (DICKS; RAND, 2018)

Em suma, as reações que ocorrem no ânodo e cátodo, incluindo a reforma a vapor, estão destacadas abaixo:

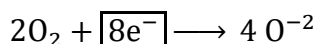
Reação global



Ânodo



Cátodo



Células a combustível de tecnologias como SOFC e MCFC, que operam em altas temperaturas, são normalmente recomendadas para uso com gás natural e biogás, já que essa faixa de temperatura ainda permite maior tolerância contra agentes contaminantes sulfúricos e consegue manter eficiências elétricas perto de 50%. A principal desvantagem do processo de reforma interna é a formação de CO depositado no anodo da célula, que pode prejudicar significativamente a operação a longo prazo da célula (ALVES et al., 2013).

2.2.2.2. Cogeração

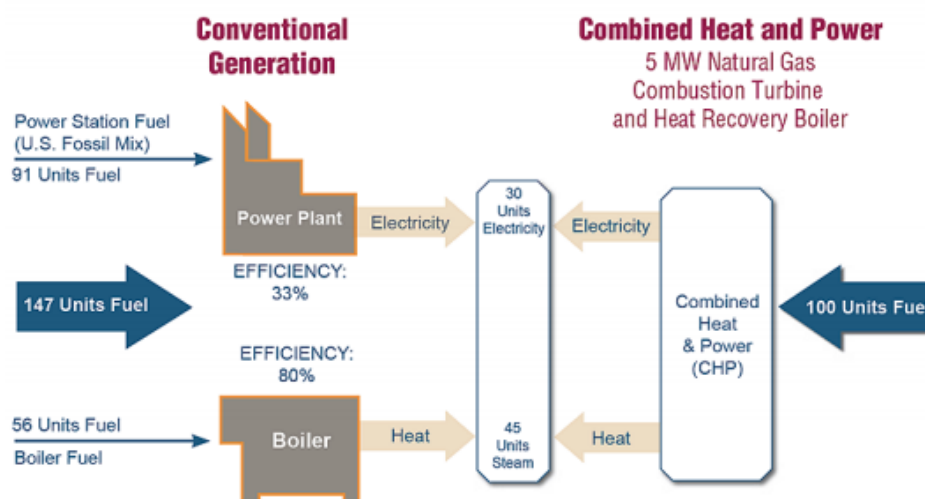
A cogeração é vista como a aplicação, em escala utilitária, mais viável para sistemas de células a combustível devido ao seu alto preço. Conhecida em inglês com a sigla CHP (*Combined Heat and Power*), a cogeração é a produção de eletricidade e recuperação e uso do calor produzido. A eficiência global do sistema aumenta significativamente e torna-se uma opção atrativa para consumidores que requerem altos níveis de confiabilidade de fornecimento e qualidade de eletricidade. (EPA, 2017)

Na verdade, o conceito de cogeração é muito antigo, e há mais de um século indústria europeias utilizam a energia térmica rejeitada em usinas termoeletricas. A

limitada extensão das redes de distribuição de energia elétrica no início do século XX não era suficiente para suprir as necessidades das indústrias, o que incentivava a instalação de sistemas CHP, já que a energia térmica poderia ser usada em diversos processos. Em 1900, a cogeração chegou a representar 50% da energia produzida, enquanto em 1970 correspondia a apenas 4%. (LIZIRAGA, 1994)

Os principais equipamentos que compõem esses sistemas são aqueles que utilizam combustível para gerar energia mecânica, movimentar geradores que geram eletricidade e outros dispositivos que geram calor. A Figura 14 ilustra uma comparação em termos absolutos do consumo de combustível (em unidades arbitrárias) para geração convencional e cogeração.

Figura 14 – Comparação dos rendimentos de um sistema de cogeração e de um sistema convencional de produção separada de eletricidade e calor



Fonte: (EPA, 2017)

Aplicações de cogeração com CaC tem eficiências elétricas entre 30 e 63%, e chegam a uma eficiência global de cerca de 80%. Entretanto, o custo de instalação é significativamente superior, variando entre 5.000 e 6.500 \$/kWe. As emissões de NOx também são extremamente mais baixas.

2.2.2.3. Eficiência e consumo de combustível

A modelagem de células a combustível é tarefa bastante complexa e torna-se ainda mais difícil pela restrita quantidade de estudos e resultados experimentais sobre o tema. Usualmente, as curvas de eficiência de CaC apresentam o comportamento mostrado na Figura 13, apresentada anteriormente.

ACCURSO et al., em artigo publicado em 2021 acerca da instalação de sistemas de cogeração baseados em CaC, propõem uma abordagem bastante simplificada

para os cálculos de eficiência e consumo de combustível a qual será adaptada para o trabalho aqui desenvolvido.

Um primeiro passo para a seleção do sistema de CaC é determinar o número de módulos necessários em função da potência de um módulo unitário ($P_{\text{módulo}}$) e a potência requerida do projeto (P_{base}). Analiticamente, tem-se:

$$\begin{aligned} N_{\text{mod}} &= \text{int} \left(\frac{P_{\text{base}}}{P_{\text{módulo}}} \right) \\ P_{fc} &= N_{\text{mod}} \times P_{\text{mod}} \end{aligned} \quad (5)$$

Há um fator de degradação (ε_{deg}) ao longo do tempo que reduz a potência máxima do sistema (P'_{fc}) em função do número de horas passadas em operação. Portanto, dado um estado de carga parcial da CaC, a eficiência real após um número h de horas de operação pode ser calculada em função da eficiência de referência conforme a equação (6).

$$\begin{aligned} P'_{fc} &= P_{fc} \times (1 - \varepsilon_{deg} h) \\ \eta' &= \eta \times (1 - \varepsilon_{deg} h) \end{aligned} \quad (6)$$

O sistema das células SOFC com reforma interna de metano necessitam de um fluxo volumétrico de gás natural (\dot{V}_{GN}) para as relações eletroquímicas ocorrerem. A vazão leva em consideração justamente a eficiência instantânea da operação (já que ela indica o aproveitamento da energia que entra no sistema) e a potência de saída da célula (P_{el}). Além disso, leva-se em consideração um fator percentual da presença de metano na mistura do gás natural (γ_{CH_4}), uma eficiência do processo de reforma a vapor do metano (η_r) e o poder calorífico inferior do gás natural considerado (PCI_{GN}), que aponta a quantidade de energia armazenada por unidade de massa do combustível. Dessa forma, é possível relacionar os parâmetros apresentados conforme a expressão (8).

$$\dot{V}_{GN} = \frac{P_{el}}{\eta \cdot \eta_r \cdot \gamma_{CH_4} \cdot PCI_{GN}} \quad (7)$$

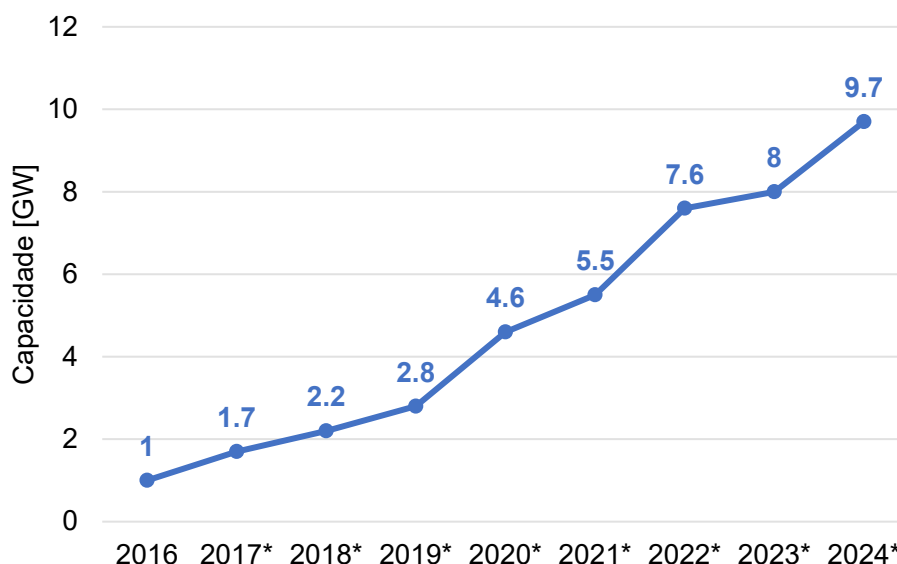
2.3. Armazenamento Energético

Devido ao aumento das preocupações com impactos ambientais atribuídos aos combustíveis fósseis, estratégias de armazenamento energético vêm ganhando bastante atenção nos últimos anos como a principal maneira de contornar as dificuldades impostas pela penetração de agentes renováveis, além de contribuir para o aumento da eficiência energética. (ZABLOCKI, 2019)

A *International Energy Association* (IEA) projeta que, até 2030, cerca de 266 GW de capacidade de armazenamento devam ser instalados a fim de manter o aquecimento global abaixo dos 2 °C. As previsões estimam que esse nível seja de fato atingido, uma vez que os resultados recentes têm superados todas as expectativas. (ZABLOCKI, 2019)

A Figura 15 apresenta uma projeção do aumento de capacidade instalada em armazenamento energético feita pela Bloomberg New Energy Finance em 2016. Revela rápido aumento dos investimentos, tendência que deve se manter nos próximos anos.

Figura 15 – Adição de capacidade instalada de armazenamento energético (2016 – 2024)



Anos marcados com (*) apresentam projeções.

Fonte: BNEF - Global Energy Storage Forecast, 2016-24, Bloomberg New Energy Finance.

Dentre os empreendimentos já operacionais, o armazenamento mecânico se destaca, com cerca de 166 GW de capacidade instalada. Essa tecnologia inclui usinas hidroelétrica reversíveis (*pumped hydro storage*), ar comprimido e *flywheel*. Essas tecnologias dominam o mercado muito por conta do grau de maturidade que já possuem, o que implica preços mais competitivos (RAHMAN et al., 2020)

Por outro lado, o armazenamento eletroquímico mostra-se com alternativa bastante competitiva, pelo menos em termos técnicos, uma vez que apresenta alta densidade energética, o que favorece sua aplicação em grandes centros, e baixos tempos de resposta (RAHMAN et al., 2020)

Baterias desempenham papéis importantes na vida diária, desde fornecer a energia inicial necessária para ligar o motor de um automóvel até atuar como uma fonte de energia reserva em telecomunicações, transporte e hospitais. Têm, ainda, o potencial de reduzir emissões de gases de efeito estufa, armazenando de forma eficaz fontes de energia convencionais e renováveis.

Motivado pelas características de consumo de combustível dos geradores apresentados acima, a inclusão de uma bateria no sistema de alimentação do barco busca deslocar o ponto de operação do grupo moto gerador implicando maior eficiência e, portanto, menores custos.

É importante fazer uma breve comparação entre as tecnologias existentes de baterias a fim de selecionar a que melhor se enquadra no projeto em questão. As baterias usadas no caso do qual se ocupa este trabalho são as baterias do tipo estacionária, que apresentam um ciclo profundo de carga, fornecendo corrente moderada em um período maior de tempo se comparadas a baterias de ciclo raso, i.e., de aplicações automotivas (CALCAVECCHIA, 2019). Além disso, deve-se destacar que a análise se restringe a baterias secundárias, uma vez que podem ser recarregadas com energia exógena.

Na Tabela 2, a seguir, apresenta-se comparação entre as tecnologias de baterias mais comuns.

Tabela 2 – Comparação entre tecnologias de bateria quanto características de desenvolvimento e aplicação.

Tecnologia	Densidade Energética [Wh/kg]	Duração de Armazenamento	Autodescarga [%/dia]	Eficiência energética [%]	Vida útil [anos/ciclos]	Custo [USD/kWh]	Maturidade ¹ [TRL]
PbA	30 – 50	min – dias	0.1 – 0.3	50 – 95	100 – 1000 anos 200 – 650 ciclos	55 – 350	9
NiCd NiMH	40 – 60	min – dias	0.2 – 0.6	60 – 80	5 – 20 anos 500 – 2.000 ciclos	220 – 1105	9
Li-íon	75 – 250	min – dias	0.1 – 0.3	85 – 98	5 – 15 anos 500 – 10.000 ciclos	220 – 1990	7 – 9
Me- tal-Air	130 – 200	horas – meses	muito pequena	50 – 70	> 30 anos > 5.000 ciclos	1100 – 1900	3 – 5
NaS	150 – 240	seg – horas	20	70 – 85	10 – 15 anos 2.500 – 4.500 ciclos	220 – 1500	7 – 9
Fluxo	60 – 80	horas – meses	1	60 – 75	5 – 20 anos > 6.000 ciclos	110 – 775	7 – 9

Notas: 1 – TRL (*Technology Readiness Level*) é uma medida de maturidade da tecnologia adotada pela NASA. A escala varia de 1 a 9, sendo 9 a tecnologia mais madura. Usualmente, TRL de 7 a 9 são tecnologias já disponíveis comercialmente, de 3 a 6 são tecnologias em desenvolvimento e/ou demonstração e de 1 a 2 são tecnologias em pesquisas.

Fonte: (ESWF, 2020; NGUYEN et al., 2017, [s.d.]; IEA, 2020; EESI, 2019)

Em tempos recentes, as baterias de íon-lítio têm sido as mais empregadas. As baterias de sódio não são aplicáveis em projetos como o tratado neste trabalho em razão do requerimento de alta temperatura de operação (300°C – 350°C) e da limitada capacidade disponível comercialmente. Como o perfil do projeto não é o de atender demandas de ponta, nem satisfazer uma demanda com alta volatilidade, a bateria selecionada não requer uma taxa de descarregamento extremamente alta.

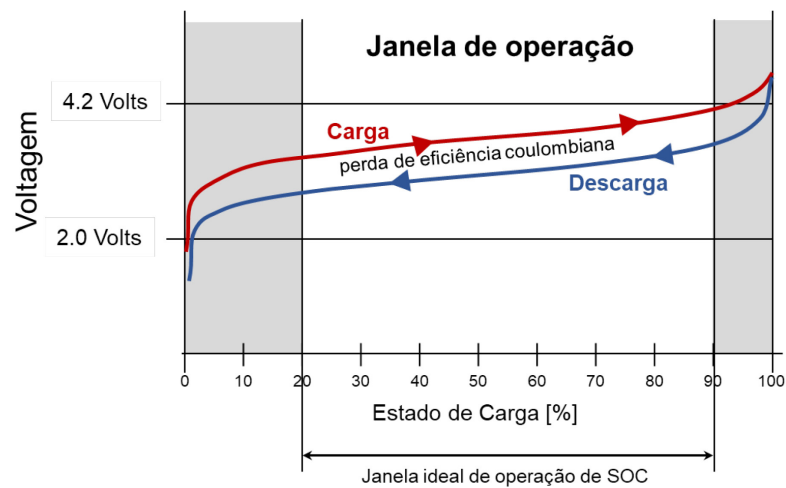
Segundo documento da *Energy Storage World Forum*, as companhias que desenvolvem baterias Li-íon são líderes no mercado, uma vez que a tecnologia apresenta robustez e as melhores condições de financiamento, além de eficiências altas, que podem chegar a 98%. As baterias de fluxo vêm ganhando espaço no mercado, mas ainda apresentam baixas eficiências, de cerca de 75%, apesar da vida útil (em termos de ciclos) bastante expressiva (NGUYEN et al., 2017, [s.d.]; ESWF, 2020; CALCAVECCHIA, 2019).

2.3.1. Estado de Carga (SOC)

Um indicador importante na operação e modelagem de baterias é o estado de carga (em inglês, *state of charge*, SOC) e aponta a capacidade utilizável disponível. O estado de carga pode variar entre 0% (completamente descarregada) e 100%

(completamente carregada). Em aplicações práticas, entretanto, a bateria nunca pode ser descarregada a níveis menores que 30%–50%. Do mesmo modo, a carga máxima teórica é menor do que 100%, a fim de evitar sobrecargas indesejadas. A Figura 16 ilustra a janela de operação do estado de carga de uma célula de bateria. À medida que a bateria vai envelhecendo, com maior número de ciclos, o SOC máximo também diminui, chegando a aproximadamente 75%–80%. (ABDI et al., 2017)

Figura 16 – Gráfico ilustrativo de ciclos de carga e descarga e janela de operação de SOC.



Fonte: Adaptado de (CHEN; SEN, 2016)

2.3.2. Eficiências

O objetivo principal do uso de estratégias de armazenamento é consumir energia de um determinado período para usá-la em um momento posterior. Entretanto, esse processo não é livre de perdas. Algumas reações parasitas que ocorrem dentro da célula impedem eficiência de 100%. Carregamentos ultrarrápidos e cargas alta também contribuem para diminuir essa eficiência.

A eficiência *round trip* indica justamente o percentual de energia que é possível ser recuperada no processo de descarga. Aceita-se, para fins de modelagem da operação, que as eficiências de carga e descarga são iguais, sendo a raiz quadrada da eficiência *roundtrip* normalmente fornecida pelos fabricantes.

$$\eta_{carga} = \eta_{descarga} = \sqrt{\eta_{roundtrip}} \quad (8)$$

3. ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA

Após a revisão de conceitos e dados importantes para o projeto em tela neste trabalho, apresentada na seção precedente, buscar-se-á, neste capítulo, detalhar os procedimentos adotados para a elaboração do estudo de viabilidade técnico-econômica. Em resumo, são quatro as etapas importantes:

- 1) dimensionamento de equipamentos de geração e armazenamento;
- 2) modelagem e simulação de um mês típico de operação no terminal;
- 3) análises de sensibilidade e cenários alternativos;
- 4) extrapolação para viabilidade econômica a longo prazo.

As etapas de dimensionamento e simulação de um mês típico (etapas 1 e 2) serão desenvolvidas com base nos dados experimentais apresentados na seção 3.1, considerando margens de confiabilidade adequadas. As análises de sensibilidade serão feitas admitindo-se variação de alguns parâmetros selecionados, tomados como hipóteses nas simulações. Por fim, realiza-se a análise econômico-financeira para os diversos cenários considerados.

3.1. Estudo de Caso

Para a análise da operação e viabilidade técnico-econômica das tecnologias apresentadas propõe-se estudo de caso que busca analisar o fornecimento de eletricidade para uma embarcação atracada no porto do Rio de Janeiro. Desde 2020, uma embarcação do tipo PSV classe 4500, que são embarcações de apoio *offshore*, como mostra a Figura 17, está sendo instrumentada e estudada. Os dados obtidos serão a referência para o dimensionamento do conjunto de carregamento projetado. Entretanto, vale ressaltar que o alvo do projeto é, na verdade, o porto. Os dados serão usados como um “barco exemplo” para posterior extrapolação para embarcações similares.

O estudo original desenvolvido pela PUC-Rio em parceria com a Total visa à implementação de um banco de baterias para melhorar a eficiência e diminuir emissões em operações em *dynamic positioning*, em que a embarcação deve se manter estável (não ancorada) em alto mar a partir dos propulsores. Esse tipo de operação se traduz em transientes muito grandes para o motor, cuja eficiência e consumo específico de combustível variam muito em uma faixa não otimizada. A embarcação

conta com quatro geradores a diesel de 1,6 MW de potência. Espera-se que, para algumas operações, ocorra uma redução de 40% do consumo de diesel no navio e, consequentemente, uma diminuição de quase 50% das emissões de gases poluentes.

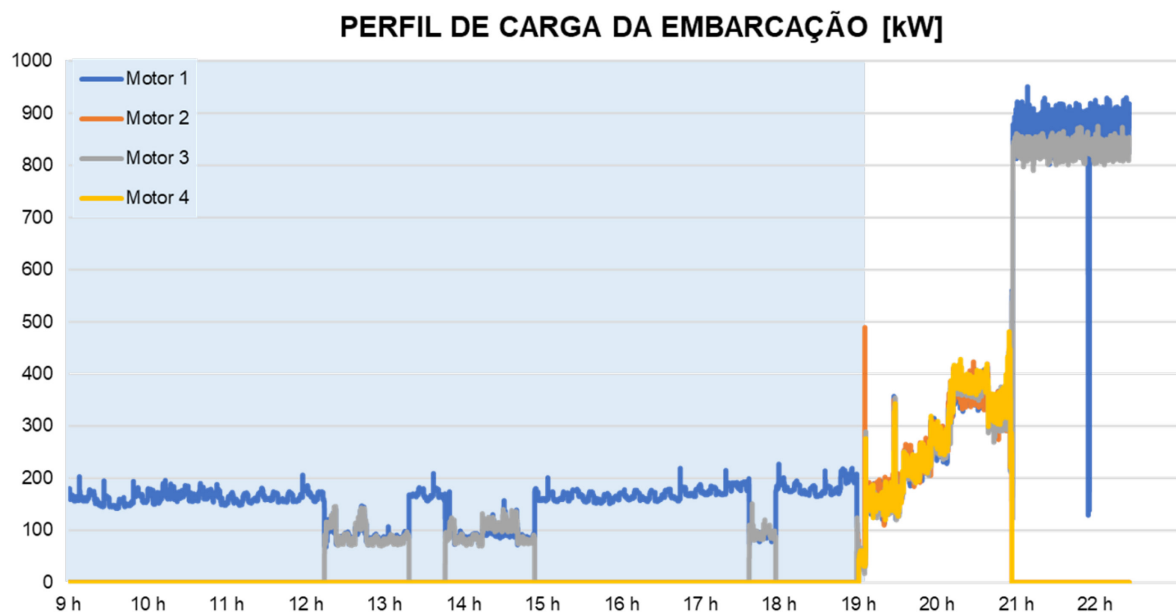
Figura 17 – Embarcação PSV 4500 alvo do projeto P&D.



O projeto alvo deste trabalho apresenta muitos pontos parecidos, tais como o objetivo final de aumento de eficiência e diminuição de emissões. Entretanto, o perfil de carga da embarcação é significativamente diferente.

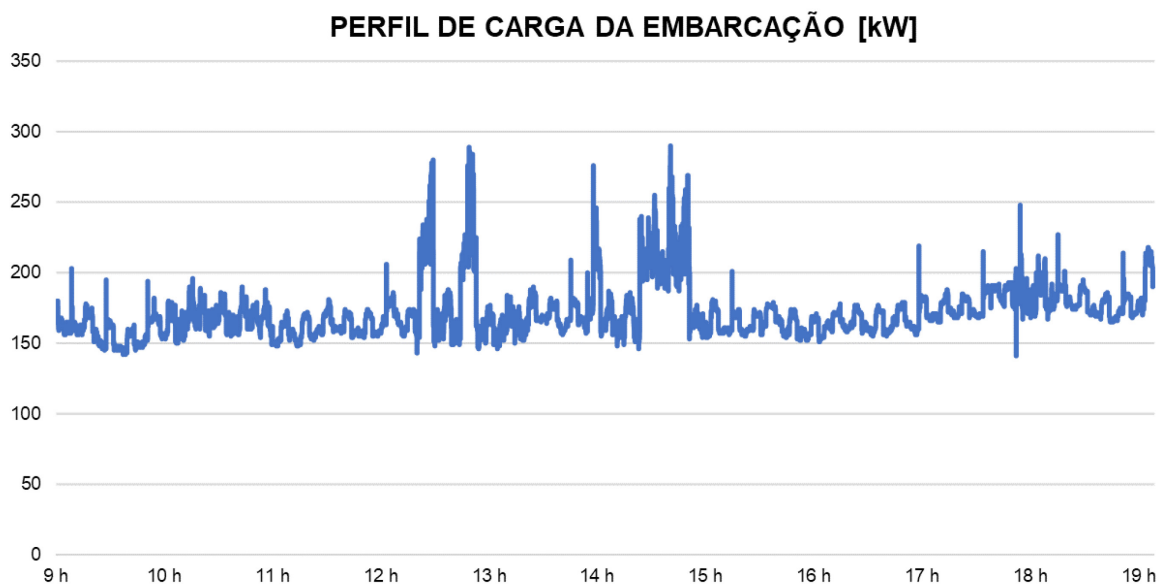
A Figura 18 mostra o perfil de carga para cada um dos quatro motores no dia 25 de agosto de 2020, com dados medidos a cada segundo. Segundo a agenda de operações, o barco esteve atracado durante grande parte do dia e, pela noite, partiu em navegação. De fato, esse comportamento pode ser observado no gráfico, uma vez que no horário entre 9:00 e 19:00 a carga total estava baixa, e, logo em seguida, os motores foram acionados gradativamente. Observa-se também que, entre 12 e 13 horas e entre 14 e 15 horas, algumas operações não identificadas foram feitas, acionando-se dois geradores. Ratifica-se, portanto, a consideração inicial de que o perfil de consumo da embarcação seria com poucos transientes.

Figura 18 – Perfil de carga, em kW, da embarcação no dia 25/08/2020.



Analisando apenas o período em que a carga está condizente com a situação de operação portuária, e totalizando a carga individual dos quatro geradores, é obtido perfil de carga apresentado no gráfico da Figura 19.

Figura 19 – Perfil de carga total, em kW, da embarcação atracada no dia 25/08/2020.



A carga média, nesse intervalo, foi de 172,2 kW, o que representa apenas cerca de 10% da capacidade de um único motor, indicando uma operação de baixa eficiência e altas emissões.

A Tabela 3 apresenta alguns valores médios de carga para algumas operações de barco atracado e de fundeio (que apresentam perfil de carga bastante semelhante). Como esperado, o desvio padrão dos valores médios de carga analisados é

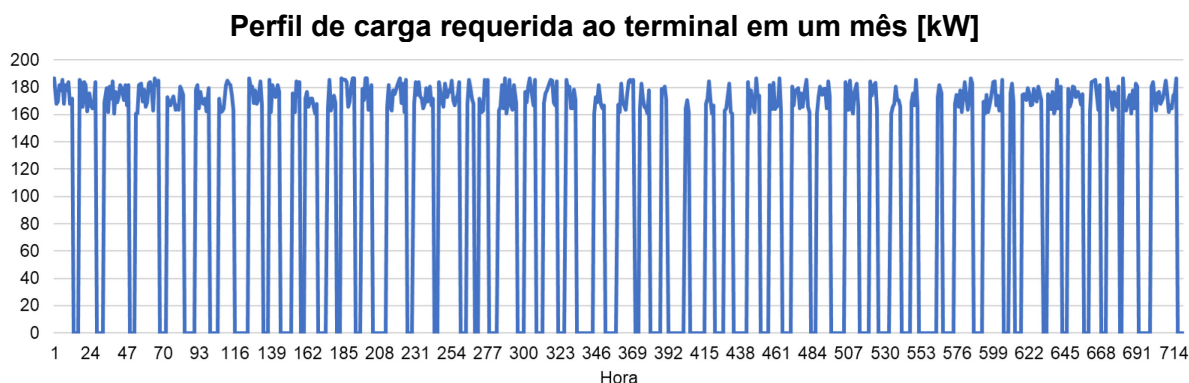
de apenas 3,7 % da carga média. É possível, então, dimensionar um conjunto gerador + banco de baterias para avaliar a operação do barco atracado.

Tabela 3 – Dados compilados de carga média para operações portuárias e de fundeio.

Data	Duração [h]	Operação	Potência [kW]
04/08/2020	04:34:16	Fundeado	232.8604
04/08/2020	06:17:07	Operação Portuária	219.5340
05/08/2020	01:26:43	Fundeado	214.3252
05/08/2020	10:57:26	Fundeado	232.8604
23/08/2020	13:10:32	Fundeado	219.5340
24/08/2020	18:21:06	Atracado	214.3252
24/08/2020	03:59:59	Fundeado	232.8604

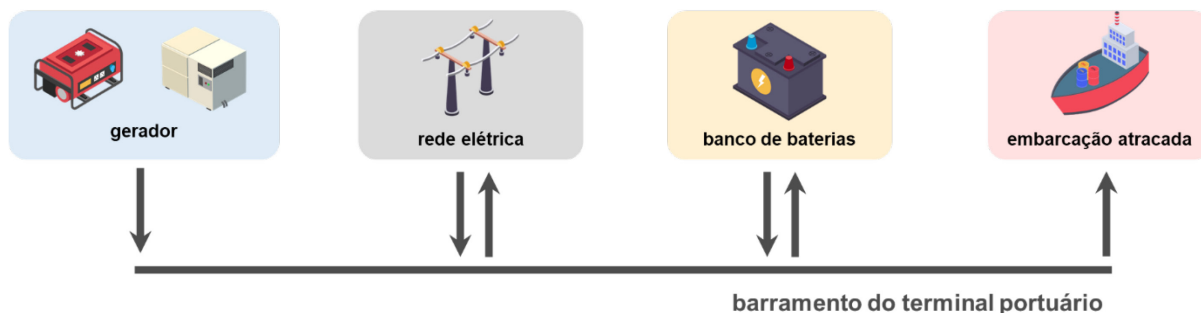
Como o objetivo é extrapolar a operação de um barco para uma série de embarcações que atracam no porto, a abordagem da demanda será um pouco mais generalista. Será considerado um mês típico de operação, em que há horas em que há embarcações no terminal e há horas em que não há. A partir dos dados e do comportamento apresentado na Figura 19, elabora-se uma distribuição de demanda horária para as 720 horas de um mês (30 dias), como mostra a Figura 20, análoga a uma embarcação atracada durante o mesmo tempo. Para o caso de referência, foi considerada uma taxa de ocupação de 60%, ou seja, nas 720 horas do mês, em 432 horas havia demanda de energia.

Figura 20 – Perfil de demanda horária extrapolado para um dia mês típico.



A Figura 21 ilustra os componentes principais do projeto: geração, rede elétrica, armazenamento de energia (banco de baterias) e carga (embarcação atracada).

Figura 21 – Ilustração dos componentes e do fluxo energético do projeto.



Com relação ao componente geração, avaliar-se-á a instalação de um conjunto gerador tradicional a gás natural e a diesel como comparação e o uso de células a combustível. Será considerado um banco de baterias lítio-íon instalado entre o gerador e a embarcação. A rede elétrica também faz parte do projeto, uma vez que há possibilidades tanto de venda de excedente de geração para o sistema elétrico quanto de compra de eletricidade para complementar a geração local.

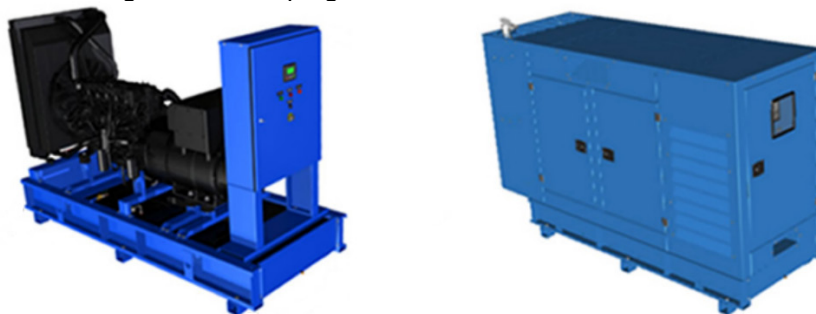
Nas próximas seções são descritos, além do dimensionamento dos componentes enunciados, o estudo de viabilidade técnico-econômica e a participação de cada um desses componentes.

3.2. Dimensionamento

3.2.1. Grupo gerador a diesel

Para o grupo gerador a diesel, o dimensionamento de potência foi feito com viés bastante conservador, escolhendo-se um conjunto de 500 kVA, mais de duas vezes a carga média observada em operações portuárias e de fundeio. O modo de operação é contínuo e o combustível é o diesel. Foi selecionado um gerador da MWM, modelo VGD750, 500 kVA e 410 kW_e (fator de potência 0,8), operando a 60 Hz. O gerador está mostrado na Figura 22.

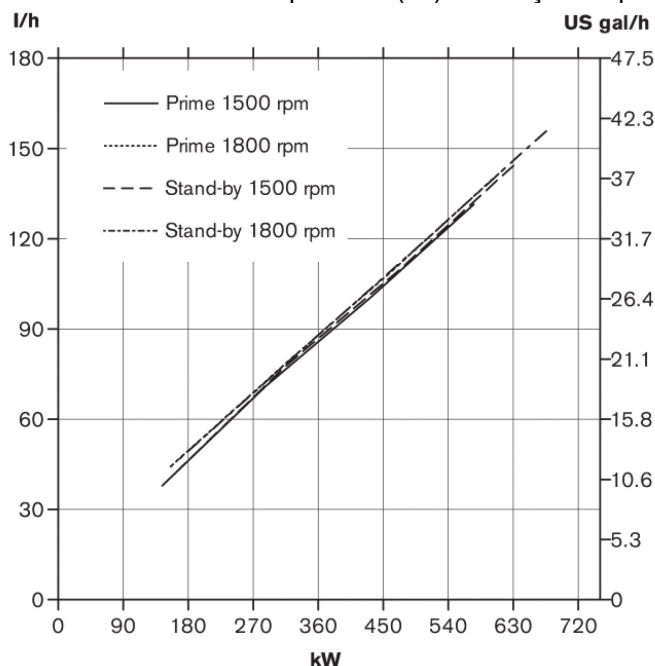
Figura 22 – Grupo gerador MWM modelo VGD750.



Fonte: Datasheet do fabricante.

O motor incluído no GMG é um Volvo, modelo TWD1644GE, de 16 litros e 6 cilindros, operando a uma rotação de 1800 rpm, na mesma frequência que o gerador. Segundo os dados do fabricante, a curva de consumo de combustível em função da potência é dada pela Figura 23.

Figura 23 – Consumo de combustível por hora (l/h) em função da potência do motor.



Fonte: Datasheet do fabricante.

3.2.1. Grupo gerador a gás natural

O grupo gerador com motor a gás natural selecionado foi da empresa Powerlink, modelo GXE550-NG, operando no modo contínuo a 60 Hz, e 550 kWe de potência ativa. A Figura 24 mostra o grupo gerador, com o motor GX40C-LE02G, também da Powerlink.

Figura 24 – Grupo gerador Powerlink GXE550-NG.



Fonte: Datasheet do fabricante.

3.2.2. Conjunto CHP com Célula a Combustível

A literatura carece de dados sobre projetos de células a combustível em co-geração de tamanhos diversos. Ao contrário do caso das tecnologias tradicionais de geração, o dimensionamento será feito de uma maneira generalista, com estimativas de custos baseados em informações disponíveis em referências recentes. Dessa forma-se, indica-se o investimento em 20 células, de potência nominal unitária de 25 kW, com eficiência média de 55%, totalizando uma capacidade de 500 kWe.

3.2.3. Banco de baterias

(CALCAVECCHIA, 2019) propôs uma seleção de baterias do fabricante Saft para instalação em uma usina híbrida de geração de energia fotovoltaica e térmica. O banco de baterias do modelo Intensium® Max 20 High Energy é da tecnologia de NMC lítio-íon, e amplamente aplicada para integração de renováveis, microrredes e demanda de ponta. As baterias de lítio-íon já são bastante populares comercialmente e apresentam alta densidade energética e eficiência, características essas que justificam a sua seleção.

O procedimento de dimensionamento das baterias leva em consideração três fatores: dimensionamento por potência, por energia (armazenamento) e pela taxa E (*E-rate*), que determina a “velocidade” com que a bateria pode ser carregada e descarregada. A potência de descarga é definida *a priori* uma vez que deve ter a mesma capacidade que os geradores. A energia e a taxa E serão avaliadas em função dos cenários apresentados.

Figura 25 – Contêiner de conjunto de baterias da Saft.



Fonte: Datasheet do fabricante.

3.3. Modelagem e simulação

A partir do dimensionamento anterior, é possível saber como será a operação do conjunto para o barco atracado em um determinado intervalo. Entretanto, a simulação da operação será feita para um intervalo de 1 mês (30 dias = 720 horas) e depois extrapolada para os anos seguintes do horizonte de análise.

3.3.1. Geração convencional

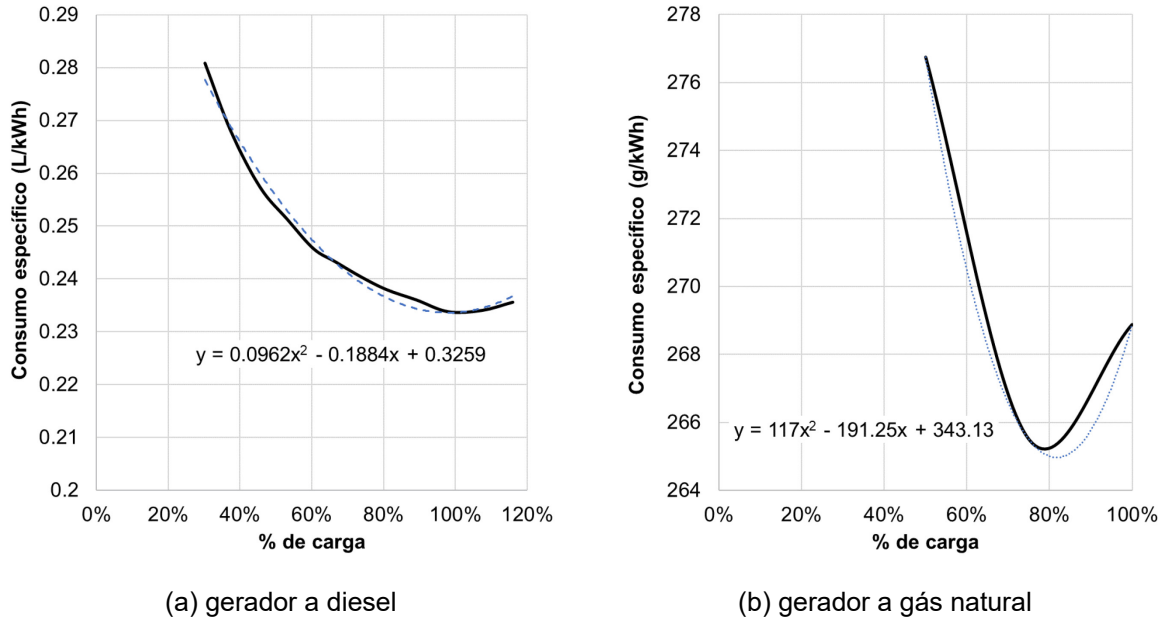
A modelagem para os casos de geradores tradicionais envolve uma estratégia de *on/off* para a geração, de maneira a garantir que o gerador sempre opere em um ponto de máxima eficiência e menor consumo específico de combustível. De maneira geral, o comportamento do sistema segue os seguintes passos (KUSAKANA, 2015)

- 1) O início da operação acontece com a bateria com um estado inicial de carga, que será assumido como o máximo da carga possível;
- 2) O gerador está desligado enquanto a demanda é atendida pela bateria, que opera dentro do seu limite de estado de carga;
- 3) Uma vez que a demanda não pode ser mais atendida pelo banco de baterias (ou quando o nível de carga estiver abaixo do SOC_{min}) o gerador é ligado, e sua geração atende a demanda da embarcação e carrega a bateria ao mesmo tempo;
- 4) A bateria será carregada até que o estado de carga máximo (SOC_{max}) seja atingido, completando um ciclo.

É importante observar que essa estratégia não garante o menor custo operativo global do problema, mas sim a melhor operação dos geradores, com maior eficiência.

Para fins de obter o ponto de maior eficiência dos geradores a gás e a diesel avaliou-se a curva de consumo específico de combustível, obtida por meio das folhas de dados dos equipamentos selecionados na seção anterior. A partir das curvas experimentais forneceu-se um polinômio de segundo grau para ser inserido no modelo. A Figura 26 (a) e (b) apresentam as curvas experimentais para o gerador a diesel e a gás natural, respectivamente, e as curvas aproximadas usadas na modelagem.

Figura 26 – Curvas de consumo específico experimentais do fabricante e ajustadas.



3.3.2. Células a combustível

Modulação contínua e a estratégia *on/off* sugerida anteriormente não é recomendada para operação de CaC da tecnologia SOFC por dois principais motivos: em primeiro lugar o tempo de *start up*, que pode ser de horas até dias dependendo do equipamento, o que, por si só, já é um impedimento para a aplicação da modelagem apresentada e, além disso, o fato de operarem a temperaturas próximas a 1000°C faria com que o equipamento sofresse altas ciclagens térmicas, comprometendo sua integridade (ACCURSO et al., 2021)

Assim, a modelagem proposta envolve a minimização do consumo de combustível no período avaliado. Além das restrições apresentadas nas etapas acima, toma-se a equação 8 como referência para cálculo do consumo instantâneo de gás natural, sendo o problema modelado da seguinte forma, em função da energia total armazenada E_{nom} que será avaliada.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \sum_{t=1}^n \frac{P_{el}(t)}{\eta(P_{el}(t)) \cdot \eta_r \cdot \gamma_{CH_4} \cdot PCI_{GN}} \\
 & \text{s.t.:} \\
 & SOC_{min} \leq SOC(t) < SOC_{max} \\
 & g(t) \leq G_{max} \\
 & SOC(t+1) = SOC(t) - \frac{\eta_{bat}}{E_{nom}} g_{bat}(t) \\
 & -P_{bat} \leq g_{bat}(t) \leq P_{bat}
 \end{aligned} \tag{9}$$

onde assumiu-se:

$$n_r = 95\%$$

$$\gamma_{CH_4} = 84\%$$

$$\eta_{bat} = 94,5\%$$

$$\eta(P_{el}(t)) = \text{curva empírica adaptada da Figura 13}$$

3.3.1. Banco de baterias

Para as simulações realizadas, assumiu-se que a bateria poderia ser carregada, ao máximo com 90% da sua capacidade nominal e descarregada ao mínimo de 30%. A eficiência utilizada, para carga e descarga, foi de 97,5%.

3.4. Hipóteses e parâmetros

Além das características dos equipamentos que foram definidas em 3.1, algumas outras hipóteses são necessárias para efetivação dos cálculos e obtenção dos resultados. Em especial, os parâmetros da curva de consumo de específico, os custos de combustíveis e os preços da eletricidade são elementos essenciais na quantificação dos resultados. Bem assim, a base referencial de preços: trabalhou-se com os valores expressos em dólares americanos (USD), com a conversão cambial definida em R\$ 5,30 para maio de 2021.

A situação da precificação de combustíveis no Brasil é tema bastante complexo, uma vez que a instabilidade econômica e as diversas intervenções nas políticas de preços afetam a previsibilidade, trazendo como consequência baixa confiabilidade para as projeções. A partir dos preços do Diesel e Gás Natural do Brasil em maio de 2021, é proposta uma curva de projeção de preços baseada nas previsões feitas U.S. Energy Information Administration (EIA) em 2021. (EIA, 2021)

Uma hipótese importante a ser considerada é o valor cobrado ao barco para cálculo da receita do empreendimento. Segundo os dados levantados de geração embarcada, o custo é de aproximadamente 0,27 US\$/kWh. Portanto, assume-se um preço de 0,25 US\$/kWh, em 2021, para o serviço em terra para fins de competitividade direta. Esse preço será ajustado no horizonte em função da variação do preço do diesel.

3.5. Viabilidade econômica

Há diversos métodos financeiros para a seleção de projetos ou alternativas de um projeto. Os três principais são o Valor Presente Líquido (VPL) dos fluxos de caixa do projeto ou negócio, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *payback*.

O VPL consiste, basicamente, em avaliar (e comparar) o valor atual dos recursos gerados pelo projeto (ou alternativa), considerando o pagamento de todas as despesas e o recebimento de todas as receitas, descontados a uma taxa de juros considerada pelo tomador de decisão como representativa do custo de oportunidade do capital (taxa mínima de atratividade – TMA). A TMA pode ser definida, por exemplo, a partir do custo de captação junto aos bancos, a partir da taxa obtida na aplicação de recursos no mercado ou do valor mínimo exigido pelos investidores.

O cálculo do VPL é feito a partir da seguinte equação (BUARQUE, 1984):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1 + i)^t} \quad (10)$$

onde:

B_t = benefícios econômicos do projeto ao longo do período $t = 1$ até $t = n$

C_t = custos econômicos do projeto ao longo do período $t = 1$ até $t = n$

i = taxa de desconto (TMA)

t = período

Por construção, pode-se afirmar que o projeto (ou a alternativa) que apresentar o maior VPL é a mais interessante. O VPL é um dos principais métodos utilizados na comparação de projetos (ou alternativas), embora, como quaisquer dos métodos, possua algumas desvantagens. Por exemplo, não se deve comparar projetos (ou alternativas) com prazos diferentes. Outra desvantagem é a correlação positiva entre o VPL e o investimento – quanto maior o dispêndio inicial, maior tende a ser também seu VPL. Não obstante, é um dos métodos de maior utilização e será considerado nesse trabalho.

O método conhecido como *payback*, por sua vez, é aquele pelo qual se determina o período de tempo necessário para que as receitas geradas pelo projeto (ou alternativa) igualem seus custos. Não raro, é calculado de forma nominal. Entretanto, o mais correto é considerar o valor do dinheiro no tempo, utilizando-se uma taxa de desconto – em geral, a TMA. Este método é comumente chamado de *payback descontado*. O método é interpretado como um importante indicador do nível de risco de

um investimento. Matematicamente, o *payback descontado* é representado da seguinte forma (BUARQUE, 1984):

$$FCC(t) = -I + \sum_{j=1}^t \frac{R_j - C_j}{(1+i)^j} \quad (11)$$

onde:

$FCC(t)$ = valor presente do capital, ou seja, o fluxo de caixa descontado ao valor presente acumulado até o período t ;

I = investimento inicial (em módulo), ou seja, $-I$ é o valor algébrico do investimento, localizado no instante zero (início do primeiro período);

R_j = receita do ano j ;

C_j = custo proveniente do ano j ;

i = taxa de desconto (TMA)

Essa metodologia também será avaliada no escopo do projeto.

As tabelas Tabela 4 e Tabela 5 resumem os parâmetros e hipóteses econômicas assumidas para a realização do estudo de viabilidade. Os dados são compilados de diversas fontes e, em muitos casos, adaptados para a faixa de potência considerada no projeto e atualizados para custos mais reais. Tecnologias ainda em intenso desenvolvimento e pesquisa apresentam mudanças de custos muito rápidas e, por isso, os dados devem estar sempre atualizados.

Tabela 4 – Parâmetros econômicos considerados por tipo de tecnologia de geração

Parâmetro	Unidade	Tecnologia de geração		
		GMG - Diesel	GMG – Gás Natural	CHP-CaC SOFC
CAPEX	US\$/kW	200,00 [2a]	300,00 [2a]	8.500,00 ³ , [2d]
Instalação	US\$/kW	80,00 [2a]	192,00 [2a]	200,00 [2d]
O&M Fixo	US\$/kW.mês	3,00 [2a]	4,00 [2a]	7,00 [2d]
O&M Variável ¹	US\$/kWh	0,021 [2b]	0,021 [2b]	0,036 [2c]
Vida útil	anos	10	10	10 [2d]

Nota ¹: Custos de O&M variáveis não incluem gastos de combustíveis.

Nota²: Referências: [a] Dados baseados em informações do fabricante. Custos de instalação considerado como aproximadamente 40% do custo de investimento.

[b] Sustainable Energy Handbook, Module 6.1 – Simplified Financial Models

[c] (EPA, 2017)

[d] (ACCURSO et al., 2021)

Nota³: Custo estimado total considerando sistema térmico e célula a combustível.

Tabela 5 – Parâmetros econômicos considerados para banco de baterias

Parâmetro	Unidade	Tecnologia de armazenamento
		Bateria Eletroquímica Lítio-ion
CAPEX	US\$/kWh	420,00 ^{1,2}
Sistemas Complementares ¹	US\$/kW	310,00 ²
Instalação	US\$/kWh	90,00 ²
O&M Fixo	US\$/kW.mês	0,70 ²
O&M Variável ¹	US\$/kWh	0.0043 ²
Vida útil	ciclos	10.000 – 12.000 ²

Nota ¹: Os sistemas complementares para a instalação envolvem o sistema de conversão (PCS) e balanço da planta (BoP).

Nota ²: Referências: (MONGIRD et al., 2019)

(MONGIRD et al., 2020)

A taxa mínima de atratividade considerada, para todos os projetos, como forma de torná-los comparáveis, é de 5% ao ano.

3.6. Cenários analisados

3.6.1. Referência

Para fins de avaliação do comportamento do banco de baterias e como a seleção do seu armazenamento impacta na operação do sistema, são propostos 15 casos, três para cada tecnologia. Avalia-se como caso de referência (0) a operação sem baterias, e outros quatro casos (1, 2, 3 e 4) com baterias de armazenamento 500, 1.000, 1.500 e 2.000 kWh. Os casos estão identificados na Tabela 6.

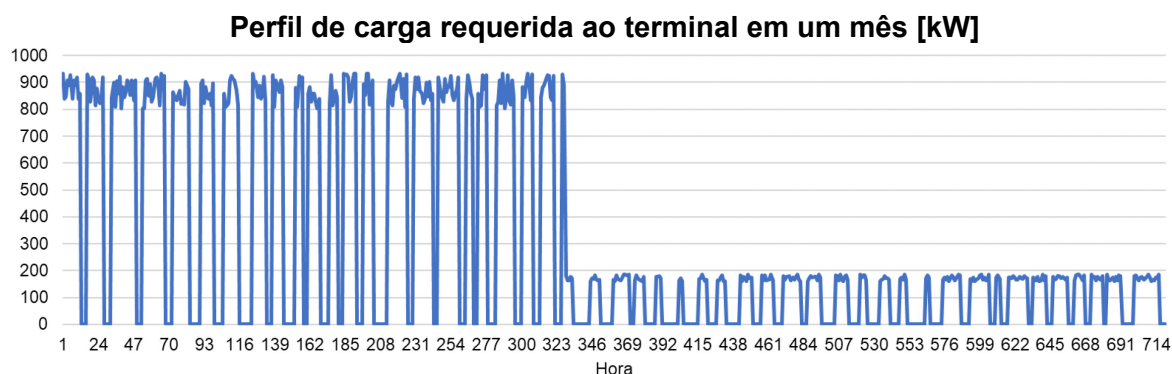
Tabela 6 – Resumo de identificação de casos de referência para avaliação do banco de baterias.

Caso		Tecnologia de geração		
ID	Bateria	Gerador a diesel	Gerador a gás natural	CHP Célula a Combustível
0	Não há.	A0	B0	C0
1	500 kWh	A1	B1	C1
2	1.000 kWh	A2	B2	C2
3	1.500 kWh	A3	B3	C3
4	2.000 kWh	A4	B4	C4

3.6.2. Cenário alternativo

O cenário alternativo avaliado envolve o dimensionamento de um sistema de geração e armazenamento que possa atender a demanda de cinco barcos simultaneamente. A proposta de simulação para um mês típico é a mesma, entretanto, assume-se que, dentro das 433 horas com demanda, apenas metade tem demanda de cinco barcos atracados simultaneamente e a outra metade tem apenas um barco. O objetivo da análise desse cenário é procurar entender o impacto da variação de demanda dentro de um dimensionamento específico de geração. Nesse caso, em metade das horas do mês a geração está na faixa de 20% da carga máxima, ou seja, em operação ineficiente. A Figura 27 ilustra a situação descrita com o perfil de carga requerida ao terminal.

Figura 27 – Perfil de demanda horária extrapolado para um dia mês típico do cenário alternativo.



4. RESULTADOS

4.1. Cenário de referência

As figuras Figura 28 a Figura 32 apresentam os resultados de operação do sistema para uma amostra de dois dias (dos 30 dias simulados). É interessante notar a diferença na operação da bateria: quanto maior a capacidade de armazenamento, menor o número de ciclos aparentes.

Figura 28 – Resultados para caso A0 de operação com gerador a diesel sem banco de baterias.

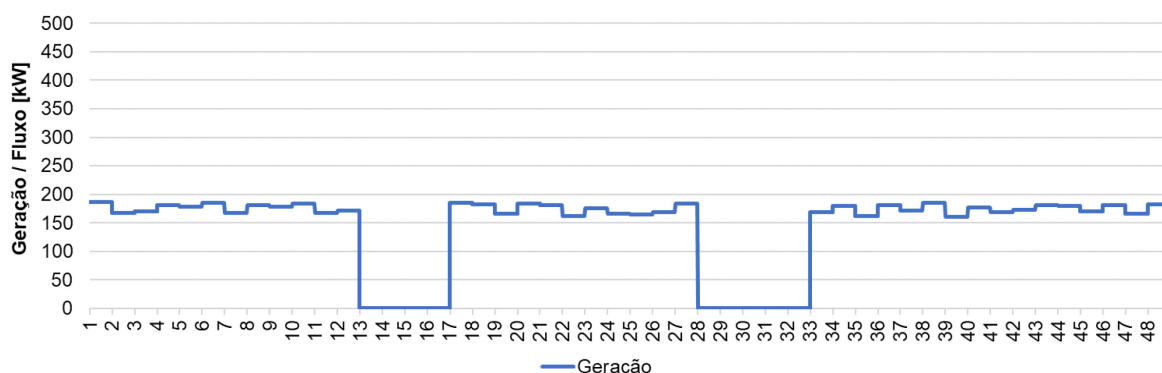


Figura 29 – Resultados para caso A1 de operação com gerador a diesel com banco de baterias de 500 kWh.

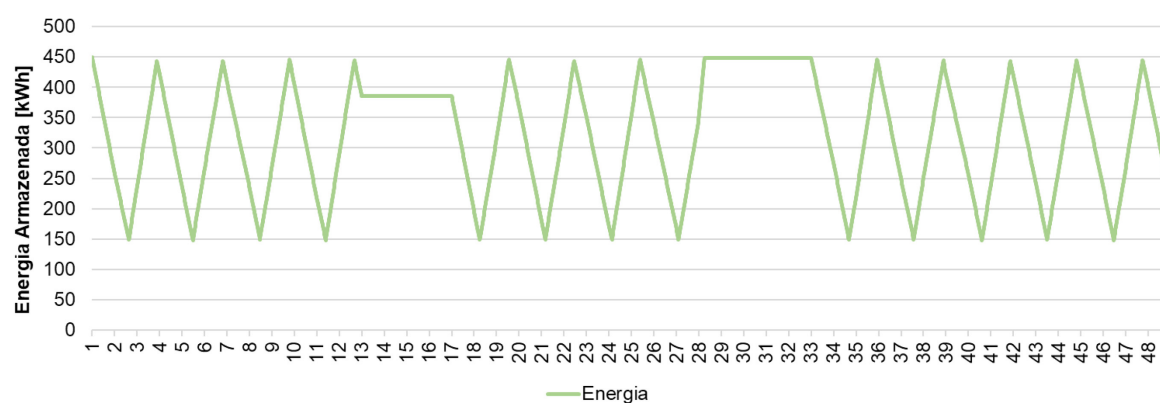
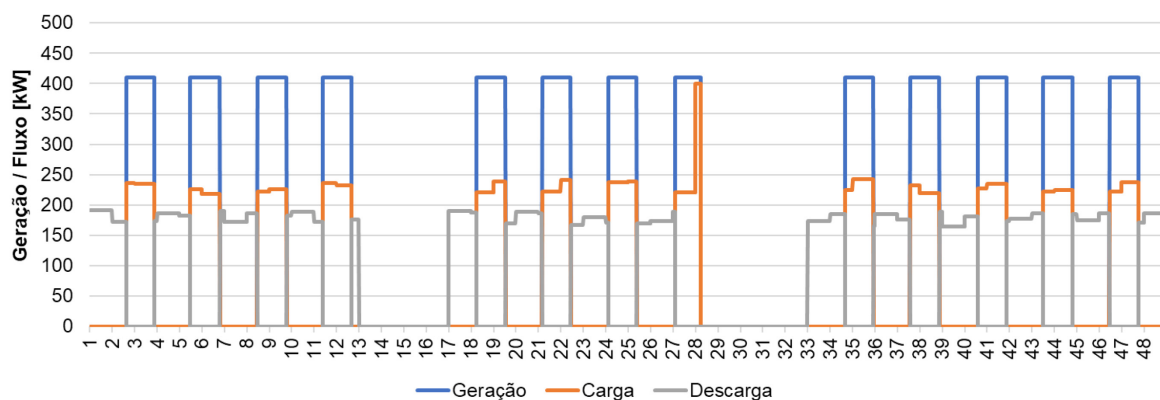


Figura 30 – Resultados para caso A2 de operação com gerador a diesel com banco de baterias de 1.000 kWh.

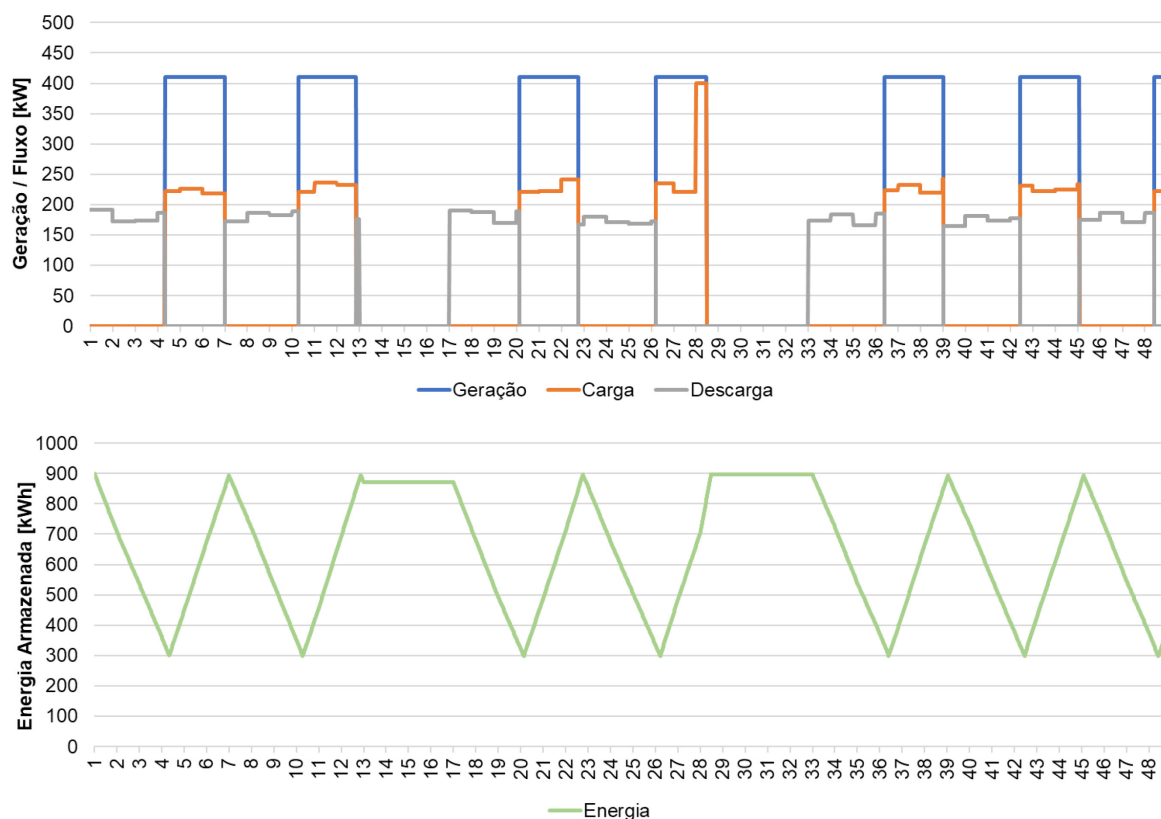


Figura 31 – Resultados para caso A3 de operação com gerador a diesel com banco de baterias de 1.500 kWh.

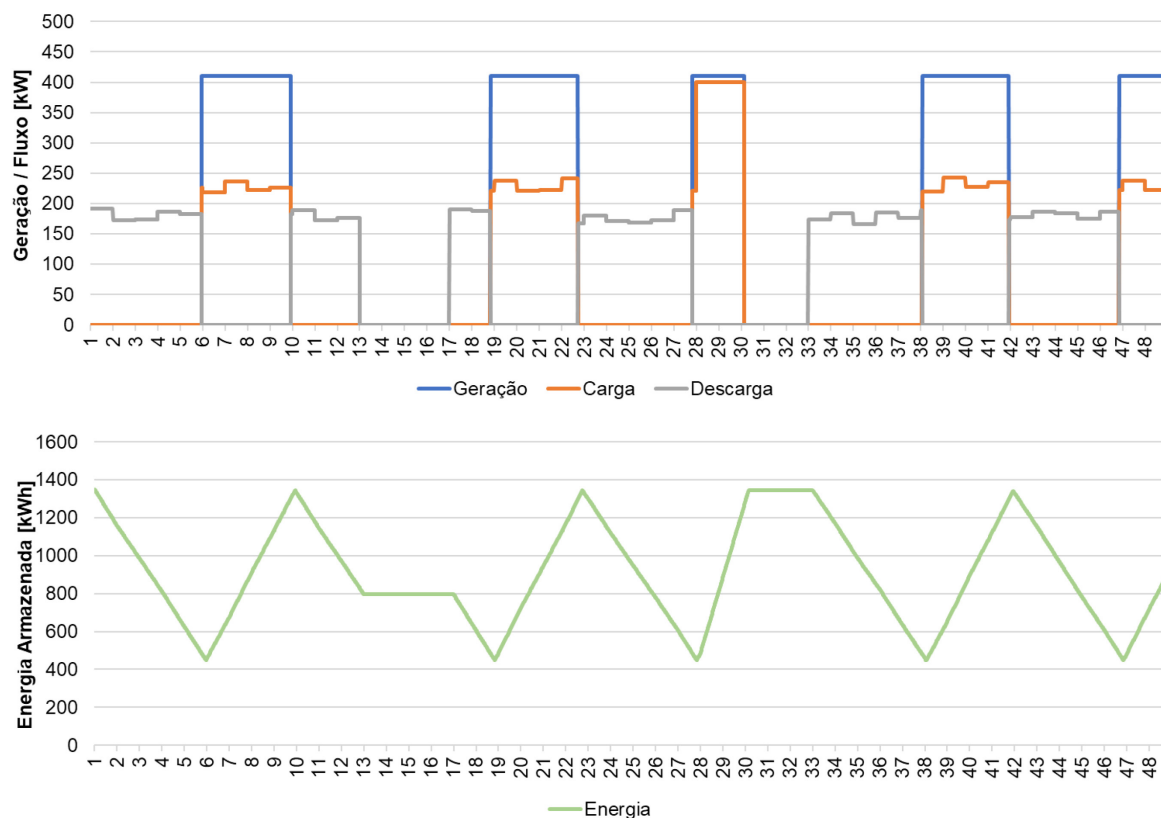
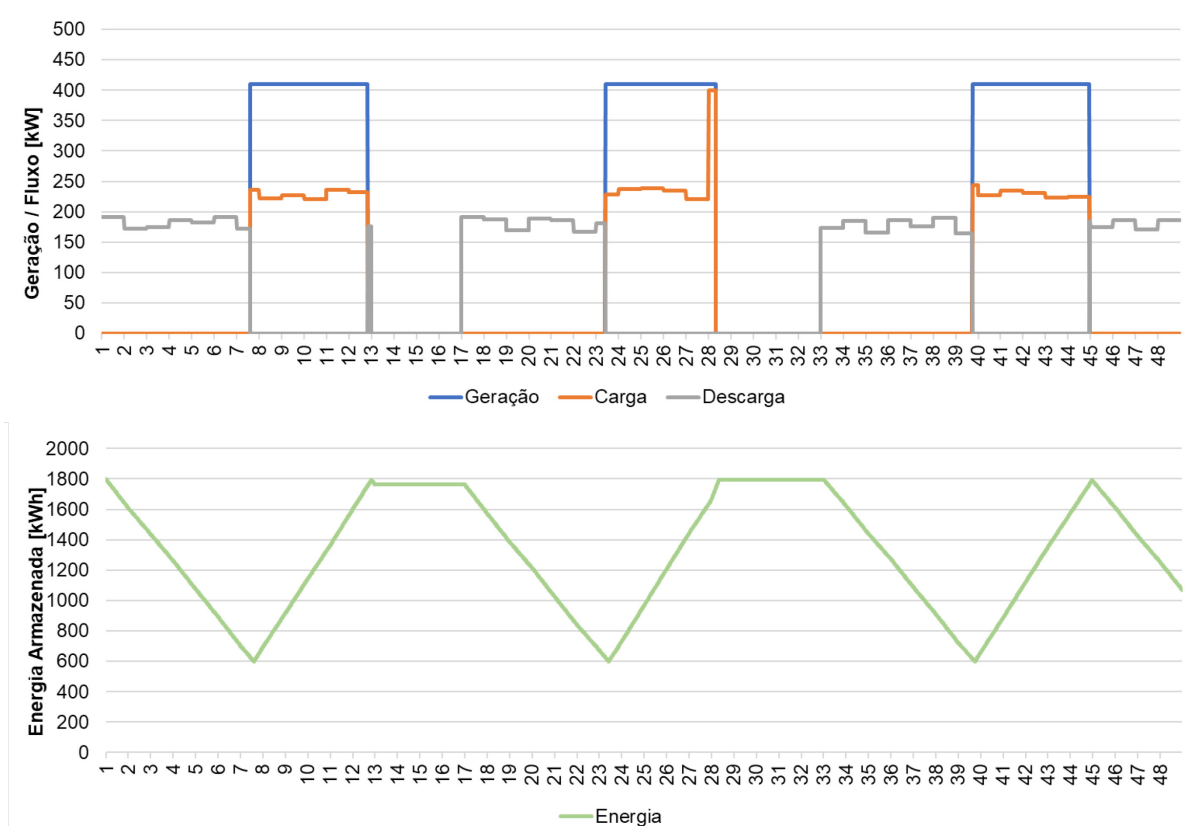


Figura 32 – Resultados para caso A4 de operação com gerador a diesel com banco de baterias de 2000 kWh.



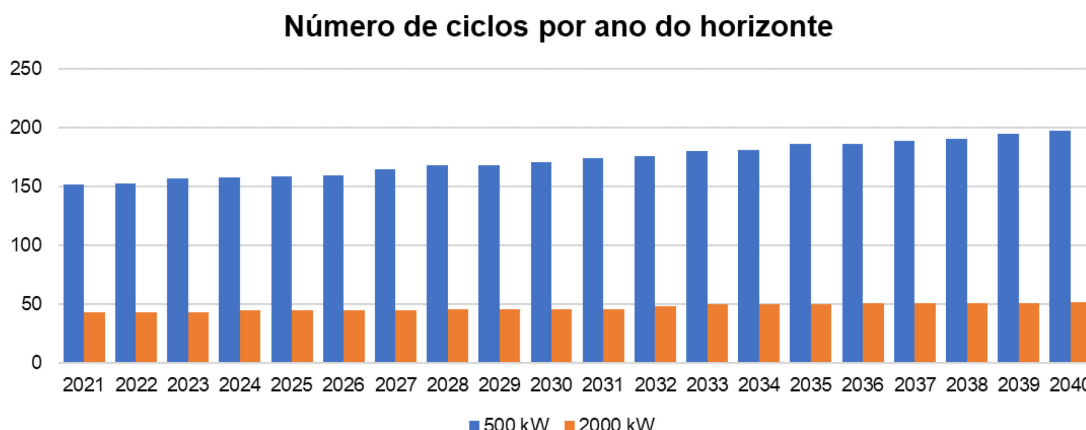
Em relação ao consumo de combustível e o número de ciclos da bateria, os resultados comparativos entre os casos estão resumidos na Tabela 7. É válido ressaltar que há uma economia de cerca de 25.000 litros de diesel por ano em relação ao sistema com a bateria de 500 kWh, uma redução de aproximadamente 11%. Entretanto, o aumento da energia armazenada não impacta diretamente nessa economia. Por outro lado, o número de ciclos de carga/descarga é impactado de forma mais significativa. A pouca influência no consumo de combustível anual pode ser explicado principalmente pelo fato de que, apesar de menos ciclos, o tempo total que o gerador fica ligado (em ponto de eficiência máxima) é semelhante.

Tabela 7 – Consumo de combustível anual e número de ciclos de bateria para cada cenário (diesel).

Caso	Consumo de combustível (litros/ano)	Ciclos da Bateria
A0	237.788,50	N/A
A1	212.959,20	2.000
A2	212.491,20	1.000
A3	212.395,30	700
A4	212.891,10	570

Observe, entretanto, que o número de ciclos da bateria aumenta ao longo do tempo, uma vez que, conforme apresentado, o estado de carga máxima vai se reduzindo com o uso e a ciclagem. Portanto, os valores apresentados na tabela são uma média dos ciclos por ano para um horizonte hipotético de vinte anos. A Figura 33 compara a evolução do número de ciclos por ano para os casos de banco de baterias com 500 kW e 2000 kW.

Figura 33 – Comparação do aumento de número de ciclos do banco de baterias.



A Tabela 8 apresenta a mesma análise para o grupo gerador a gás natural. Os resultados obtidos apresentam o mesmo comportamento, a instalação do banco de bateria representa economia de cerca de 23% de gás natural. O número de ciclos também diminui em função do aumento da capacidade de armazenamento. A operação horária do sistema é análoga à apresentada nas figuras anteriores, com exceção do nível de geração máximo.

Tabela 8 – Consumo de combustível anual e número de ciclos de bateria para cada cenário (gás).

Caso	Consumo de combustível (MMBtu/ano)	Ciclos da Bateria
B0	10.460,70	N/A
B1	7.999,46	2.000
B2	7.963,71	1.000
B3	8.070,57	800
B4	8.089,32	650

Ao contrário de aplicações em que ocorre variação de carga muito significativa, com muitas rampas, ou em que o gerador é superdimensionado (e, assim, a carga parcial de trabalho é muito baixa, implicando baixas eficiências), o perfil de consumo de embarcações atracadas é mais constante e, assim, pode-se entender o motivo de

a economia de combustível nos casos apresentados não ser na mesma ordem de grandeza quando comparada a outros casos.

Em relação à operação com o conjunto de células a combustível, o resultado está apresentado nas figuras Figura 34 a Figura 38.

Figura 34 – Resultados para caso C0 de operação com CaC sem banco de baterias.

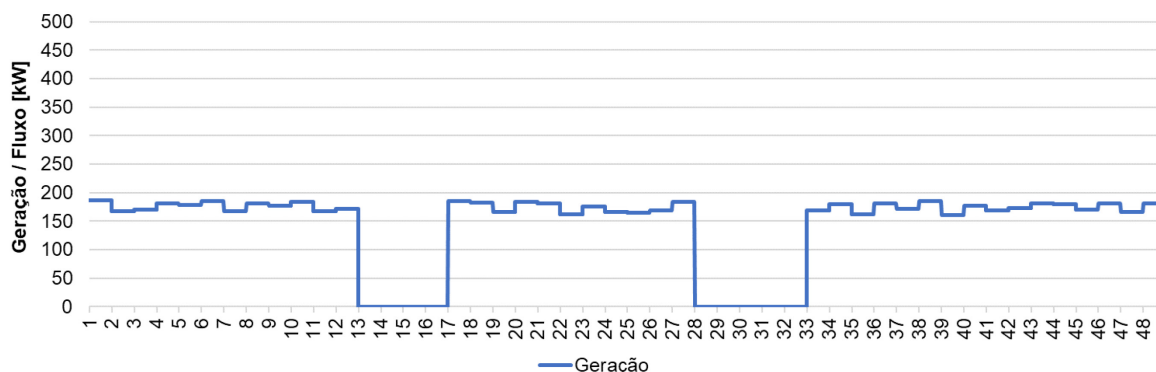


Figura 35 – Resultados para caso C1 de operação com CaC com banco de baterias (500 kW).

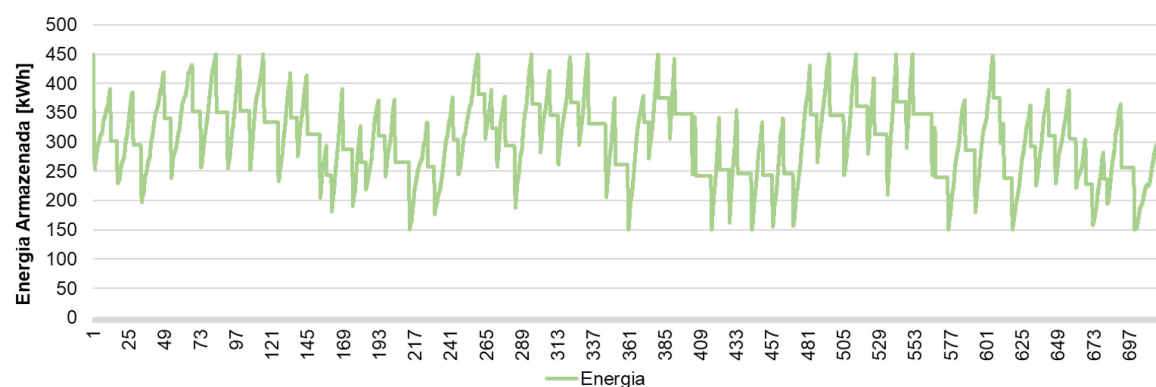
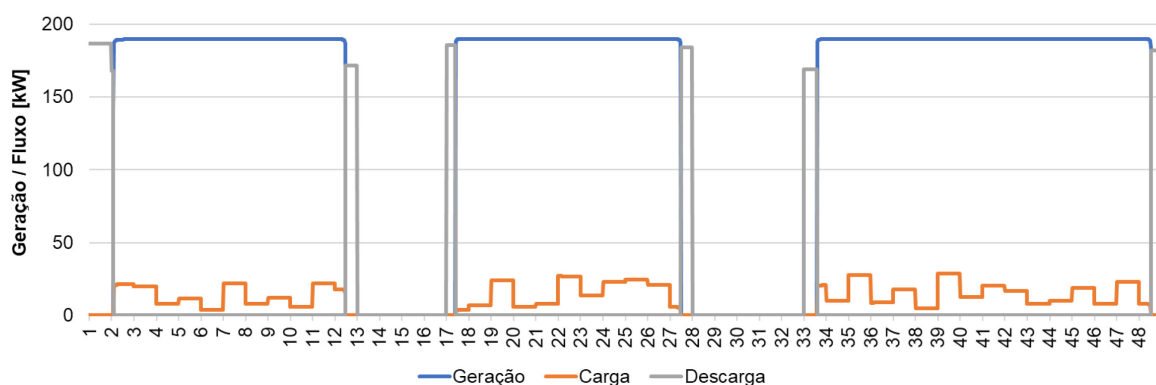


Figura 36 – Resultados para caso C2 de operação com CaC com banco de baterias (1.000 kW).

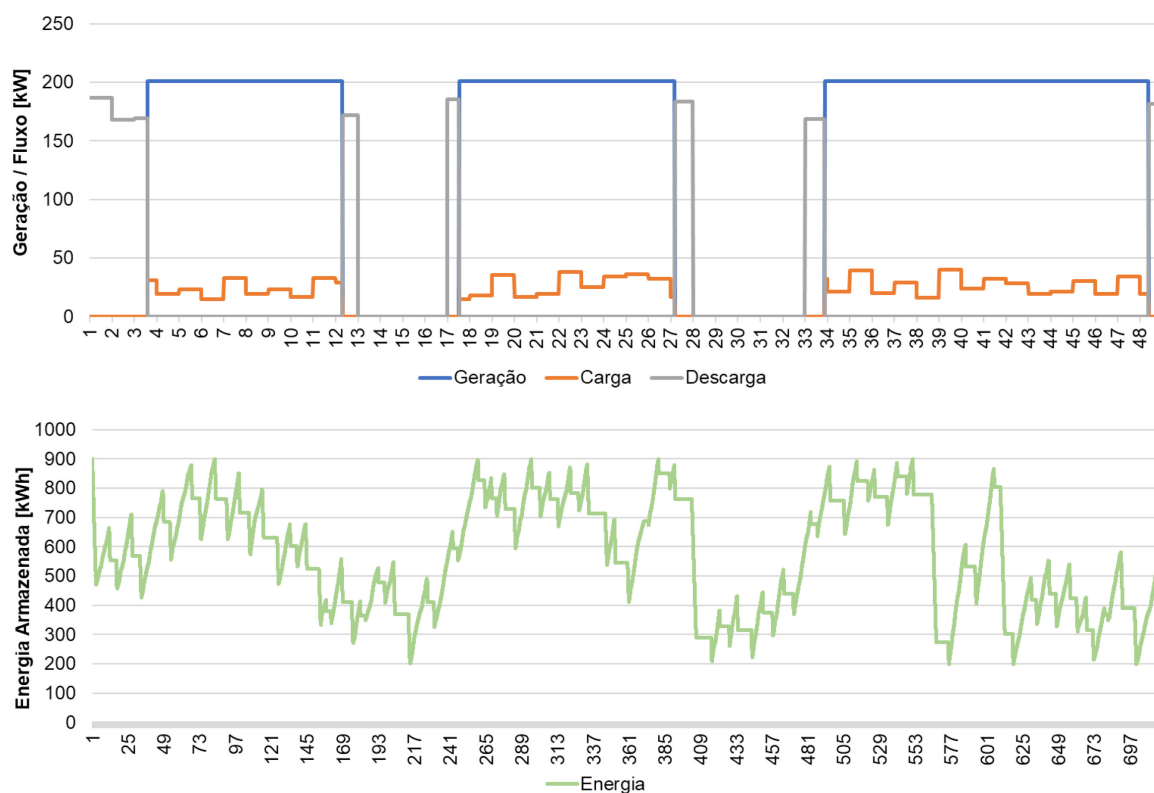


Figura 37 – Resultados para caso C3 de operação com CaC com banco de baterias (1.500 kW).

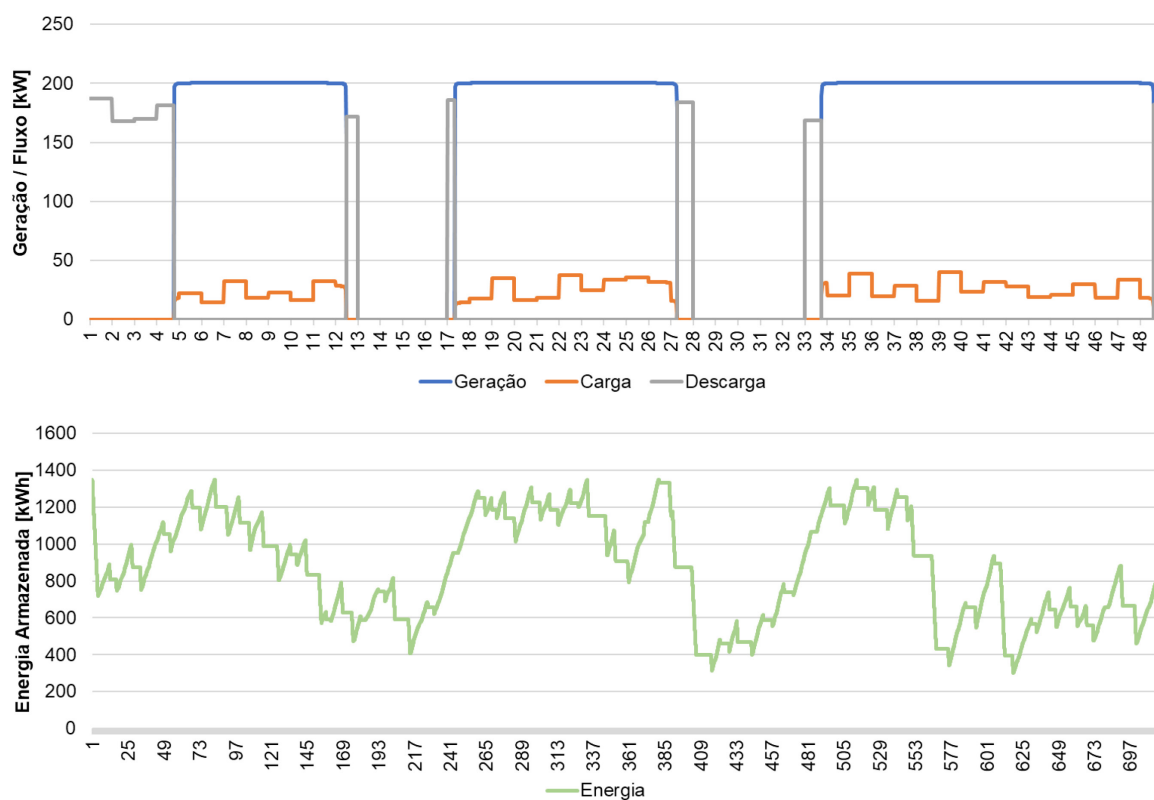
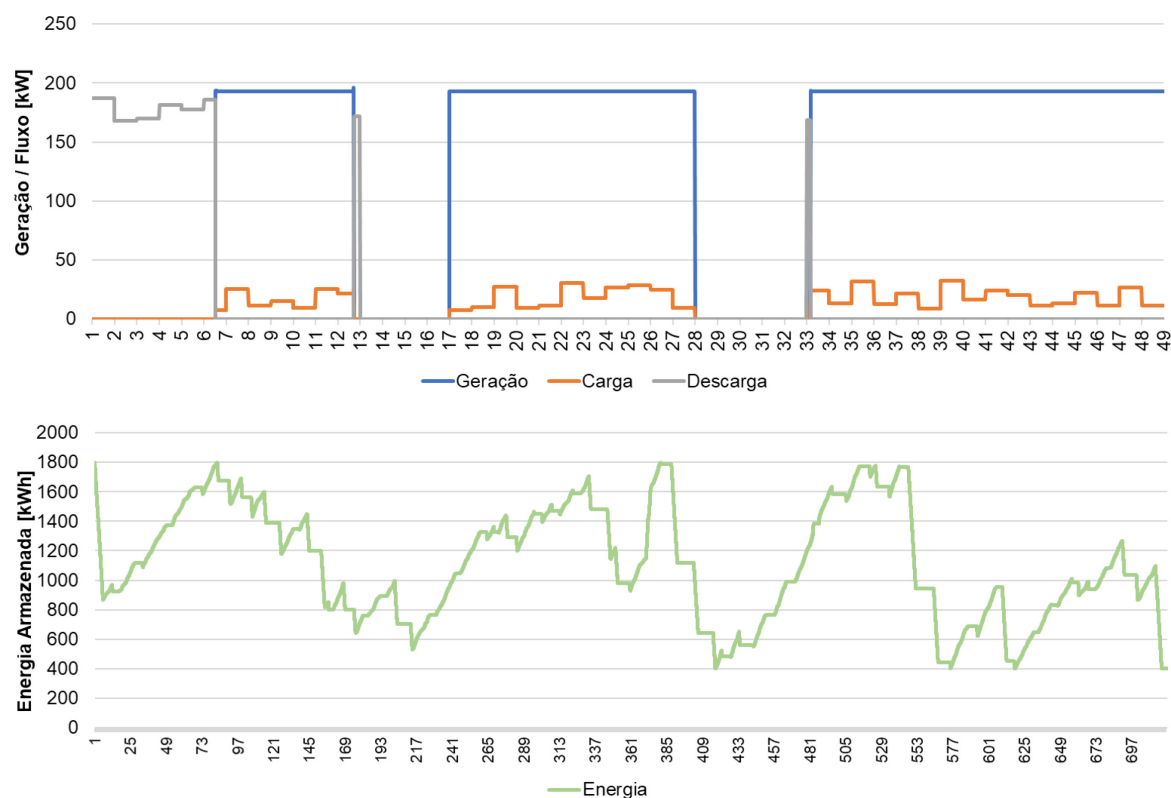


Figura 38 – Resultados para caso C4 de operação com CaC com banco de baterias (2.000 kW).



Os gráficos de estado de armazenamento das baterias foram apresentados com os valores para todas as horas do mês simulado, não apenas os dois primeiros dias, a fim de detalhar o comportamento da ciclagem do equipamento. É importante lembrar, nesse momento, a diferença entre a metodologia aplicada para essa tecnologia. A operação é otimizada de uma maneira global, tendo em vista todo o mês simulado, e, assim, compreende-se a aparência menos comportada da curva de armazenamento quando comparada às curvas de resultados para os casos dos motores a diesel e gás natural. Conforme feito para os casos anteriores, a Tabela 9 resume os resultados das simulações feitas com o sistema de armazenamento alimentado por células a combustível.

Tabela 9 – Consumo de combustível anual e número de ciclos de bateria para cada cenário.

Caso	Consumo de combustível (MMBtu/ano)	Ciclos da Bateria
C0	7.352,91	N/A
C1	7.144,55	1.800
C2	7.056,56	1.150
C3	7.031,46	750
C4	7.028,27	550

A redução de consumo de combustível do sistema com um banco de baterias de 500 kWh é de cerca de 3% quando comparado ao sistema apenas com o banco de CaC. Isso pode ser explicado por dois principais motivos: a metodologia proposta faz uma otimização do mês como um todo, então a operação não é necessariamente sequencial, ou seja, a operação no final do mês também influencia nos resultados de operação no início do mês. Além disso, a eficiência máxima da CaC é entre os níveis de 40 e 50% de carga parcial, o que não está muito longe da relação demanda e potência do gerador.

Quando comparado com o caso de instalação de um motor a gás natural (casos B), o consumo de combustível é menor na faixa de 14% para todos os cenários de banco de baterias, por conta da eficiência energética maior da própria tecnologia. Enquanto no caso das CaC a eficiência está em torno de 50%, a eficiência média para o motor a gás é perto de 32%.

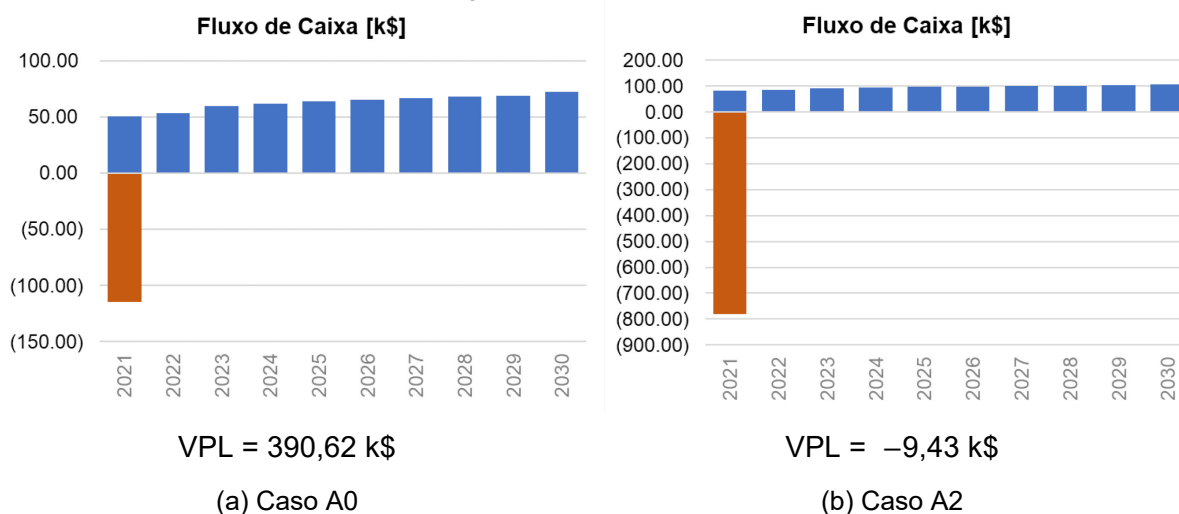
Pelos resultados apresentados nas tabelas, a bateria de 1.000 kWh apresenta o melhor resultado com aproximadamente 1.000 ciclos por ano o que implica uma vida útil de 10 – 12 anos, dado que a redução de consumo para os bancos de 1.500 e 2.000 kWh não são justificáveis.

4.1.1. Avaliação econômica

A metodologia de VPL foi aplicada para a avaliação econômica dos cenários A0, A2, B0, B2 e C0, ou seja, para os cenários com apenas o gerador e os cenários com um banco de baterias de 1.000 kWh.

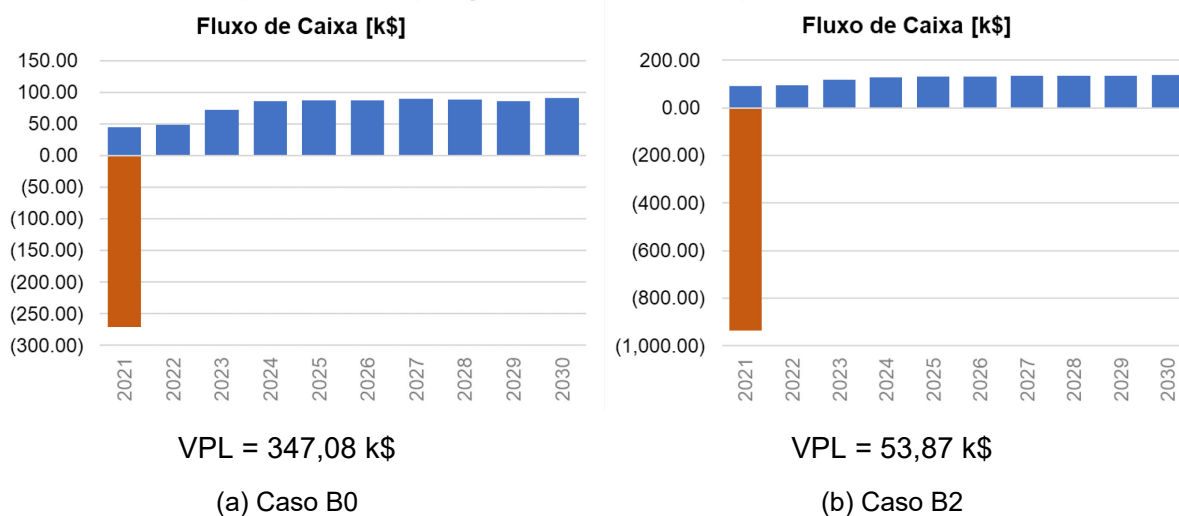
A Figura 39 compara os fluxos de caixa obtidos para o caso de gerador a diesel. Nesse caso, a bateria não é economicamente viável, como observa-se com o valor presente líquido (VPL) ligeiramente negativo, o que está de acordo com os resultados de economia de combustível apresentados anteriormente. A instalação de um banco de baterias é “paga” por meio da economia do combustível consumido. Quando o gerador opera em faixas não tão ineficientes o consumo não é tão grande e, assim, o investimento na bateria não se justifica. O caso A0 leva aproximadamente 2 anos e 2 meses para ser pago, enquanto o conjunto gerador e baterias (A2) leva 8 anos e 11 meses, quase o mesmo horizonte de dez anos avaliado. O valor presente líquido, nesse caso, mostra-se um parâmetro melhor de comparação, pois considera as economias de combustível anualmente.

Figura 39 – Comparação de fluxos de caixa para caso A0 e A2.



Os resultados para o gerador a gás natural são semelhantes e estão mostrados na Figura 40. O CAPEX do gerador a gás natural é maior, e, assim, o VPL do caso B0 é menor que do caso A0, apesar de bastante próximo. A tecnologia do gerador a diesel é a mais comercialmente difundida, o que reflete bastante nos custos de investimento. Entretanto, vale destacar que o VPL para o caso B2 é positivo e maior que aquele para o caso A2, mostrando que a economia de cerca de 23% de combustível na operação impacta de maneira significativa o fluxo de caixa para os anos de vida do projeto. O caso B0 leva aproximadamente 4 anos e 3 meses para ser pago, enquanto o conjunto gerador e baterias (B2) leva 7 anos e 8 meses. O investimento se paga mais rápido no caso A0, mas mesmo demorando mais pra se pagar, o caso B0 acarreta uma economia maior ao longo do tempo analisando pelo VPL

Figura 40 – Comparação de fluxos de caixa para caso B0 e B2.

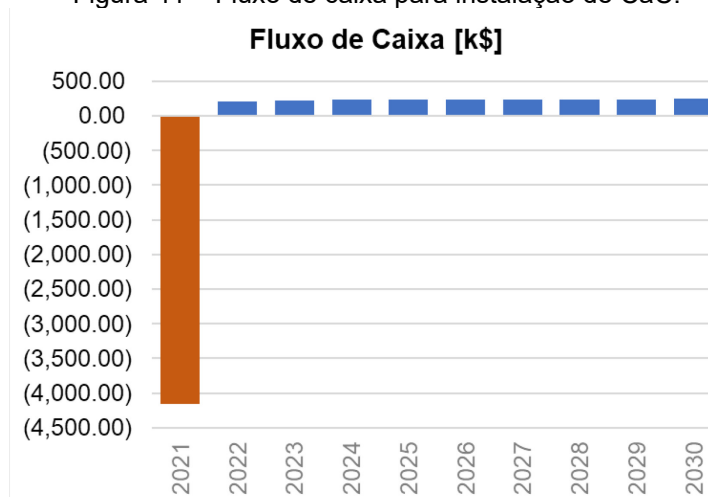


É válido ainda destacar que o dimensionamento dos grupos geradores foi feito com uma margem que possibilitava a carga de até duas embarcações atracadas

simultaneamente. Entretanto, observe que, nesse caso, a operação dos geradores seria até mais eficiente, e a economia do consumo de combustível menor ainda.

Os resultados apresentados na Figura 41 para o investimento no conjunto de células a combustível confirma as expectativas de ser uma solução inviável. Apesar de apresentar o menor consumo de combustível entre as três tecnologias, o despesamento financeiro inicial ainda é muito maior. Mesmo sem as considerações de economia por conta do calor gerado que poderia ser aproveitado, as células a combustível ainda não são uma tecnologia aplicável comercialmente em grande escala, com um VPL de $-2,512,00$ k\$, e o projeto não se paga quando analisado pela metodologia do *payback* descontado. Quando comparada às outras tecnologias, somente uma redução significativa dos custos de investimento conseguiriam tornar a solução mais competitiva.

Figura 41 – Fluxo de caixa para instalação de CaC.



4.2. Cenário alternativo

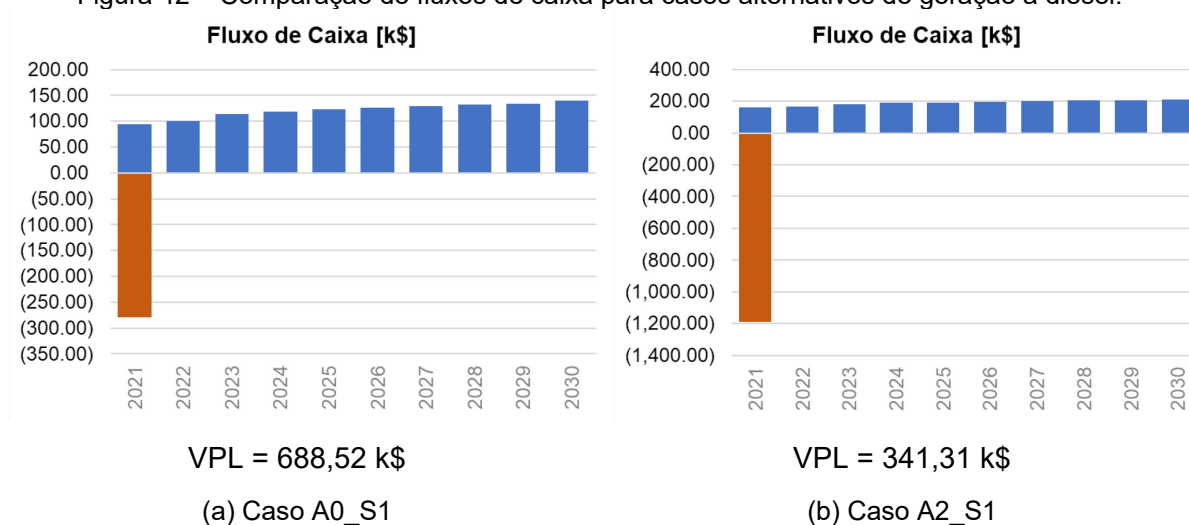
No cenário alternativo, a receita anual do empreendimento é cerca de três vezes maior que aquela vista no caso de referência, assim como o consumo dos combustíveis. As figuras abaixo apresentam os resultados de análise econômica para os geradores tradicionais a diesel e a gás natural. Novamente, em ambas as situações, compara-se o caso 0, em que não há banco de baterias, e o caso 2, em que há um banco de baterias de 1.000 kWh.

Como o objetivo da inspeção do cenário alternativo é de averiguar o impacto de diferentes níveis de demanda em um conjunto de geração superdimensionado, os custos de investimento e de O&M dos novos equipamentos usados serão adaptados

dos custos apresentados para o caso de referência em função das novas capacidades necessárias.

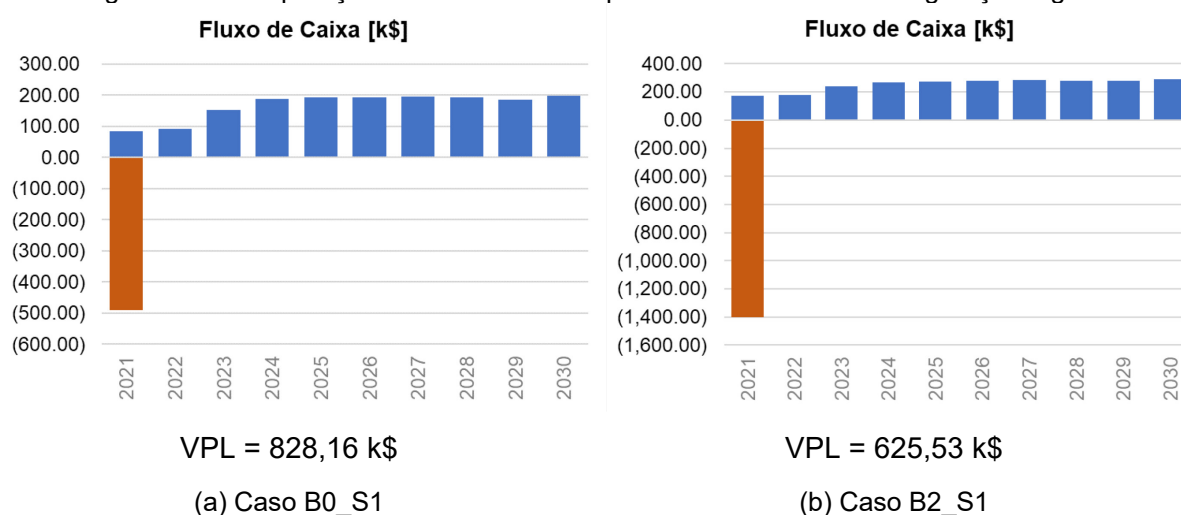
A Figura 42 mostra os resultados de fluxo de caixa para o caso 0 e o caso 2. É perceptível que o aumento da receita tem um impacto bastante positivo nos resultados econômicos, sendo o VPL de ambos positivo. Além disso, a adição do banco de baterias, nesse caso, é viável, apesar de menos atrativo do que a geração direta. Nesse ínterim, o projeto apenas com gerador (A0_S1) é pago em aproximadamente 2 anos e 8 meses, e com a inserção de bateria (A2_S1) é pago em 6 anos e 6 meses.

Figura 42 – Comparação de fluxos de caixa para casos alternativos de geração a diesel.



Os resultados da Figura 43, para o caso do gerador a gás natural, apresentam o mesmo comportamento. Entretanto, observe que, como a economia de combustível no caso do motor a gás é maior, o empreendimento com bateria torna-se ainda mais atrativo. O projeto apenas com gerador (B0_S1) é pago em aproximadamente 3 anos e 10 meses, e com a inserção de bateria (B2_S1) é pago em 5 anos e 11 meses.

Figura 43 – Comparação de fluxos de caixa para casos alternativos de geração a gás.



As análises das duas tecnologias mostram que a relação entre demanda e o dimensionamento da geração é bastante importante para a viabilidade econômica do projeto com as baterias. É interessante notar que o gerador a gás natural é a solução com maior benefício financeiro nas duas situações comparadas, sendo o VPL cerca de 20,3% maior para o caso sem armazenamento energético e cerca de 83,3% maior para o caso com armazenamento.

A redução das emissões de gases poluentes, que não foi financeiramente inserida no problema, é um critério que, atualmente, é bastante relevante na seleção da solução mais adequada, e pode, inclusive, justificar cenários que são menos competitivos em uma primeira análise puramente econômica.

5. CONCLUSÕES

Os resultados apresentados permitem algumas reflexões em duas linhas: sobre a comparação entre as tecnologias propostas e sobre a aplicabilidade técnica e econômica dos sistemas de armazenamento.

A vasta aplicabilidade de grupos geradores a diesel em diversas situações de geração distribuída foi confirmada, principalmente por conta dos seus baixos níveis de custos de investimento e operação. Os motores a gás natural, entretanto, apresentam-se como boa alternativa, principalmente para cenários de baixos preços do combustível. Algumas vantagens que ainda podem ser atrativas para o investimento nos geradores a gás são as menores emissões de poluentes e a facilidade de instalação em locais com gás encanado, não necessitando de reservatórios ou tanques. Se as expectativas do Novo Mercado de Gás se concretizarem, e os preços se tornarem mais competitivos, as soluções podem ser mais competitivas, motivando, inclusive, o barateamento dos geradores.

As células a combustível, por outro lado, ainda não são tecnologias competitivas. Na última década, diversos projetos e estudos envolvendo a instalação de CaC e CHP foram desenvolvidos, e a tecnologia caminha a passos largos, com expectativas de queda de custos. Uma aplicação bastante interessante é o uso residencial de micro-CHPs com gás encanado, em que o uso do calor e da energia elétrica pode trazer um custo-benefício bem grande.

Em relação à instalação de banco de baterias, pode-se concluir, em primeiro lugar, que ela não é viável economicamente em situações em que a variação de demanda não é muito expressiva. No estudo de caso avaliado em condições normais, a demanda é constante ao longo do tempo, e a faixa de operação dos motores não é significativamente ineficiente. Portanto, apesar da economia de combustível, que de fato foi visualizada, essa economia não justifica um investimento alto no banco de baterias.

O banco de baterias seria viável e recomendado para situações em que a geração estivesse superdimensionada em relação à demanda, em que o motor estaria com apenas 10 – 20 % da sua carga nominal, implicando alto consumo específico de combustível. Deve-se ressaltar, nesse ponto, que sistemas de armazenamento vêm em uma rápida decrescente de preços e projetos como esse podem, em breve, se tornar mais atrativos economicamente.

O cenário alternativo analisado aponta como as considerações financeiras são sensíveis ao dimensionamento da geração e a sua relação direta com a demanda. Grupos geradores de alta potência, quando requisitados em cargas baixas tendem a tornar o investimento em bateria mais viável.

É válido, ainda, destacar que os estudos para adição de baterias em sistemas de geração já existentes são vários, e são, em muitos casos, atrativos pois a ineficiência já está instalada. Em casos em que se deseja o comissionamento tanto da geração quanto do armazenamento, um dimensionamento criterioso da demanda e a seleção adequada dos equipamentos se faz imprescindível para uma conclusão correta da melhor forma de investimento, pois, como visto, em vários cenários o armazenamento não se justifica.

Em suma, soluções de geração com gás natural são uma realidade para tecnologias tradicionais, e apresentam vantagens em relação ao diesel e tornam-se, cada vez mais, economicamente interessantes. Tecnologias disruptivas ainda são muito caras, mas devem aumentar sua participação nos próximos anos. De mesmo modo, a instalação de banco de baterias, por ainda ter um preço elevado, requer uma análise detalhada do projeto e dos riscos envolvidos, porém já são uma realidade mais próxima.

O objetivo de apresentação e análise do estudo de caso de alimentação de barcos atracados no porto do Rio de Janeiro por meio de geração distribuída foi atingido, mostrando as vantagens e vantagens do uso do Gás Natural como combustível assim como sua associação a unidades de armazenamento energético. Trabalhos futuros no mesmo contexto podem envolver uma modelagem mais específica de células a combustível, principalmente no tangente a operações a curto prazo e com transientes mais significantes. Além disso, é uma tendência também o estudo de projetos híbridos, em que duas tecnologias de geração são associadas para se obter melhores eficiências, o que também pode ser uma alternativa interessante quando se pensa em energia solar ou eólica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDI, H. et al. Energy Storage Systems. In: **Distributed Generation Systems: Design, Operation and Grid Integration**. [s.l.] Elsevier, 2017. p. 333–368.

ACCURSO, F. et al. Installation of fuel cell-based cogeneration systems in the commercial and retail sector: Assessment in the framework of the COMSOS project. **Energy Conversion and Management**, v. 239, 1 jul. 2021.

ALVES, H. J. et al. Overview of hydrogen production technologies from biogas and the applications in fuel cells. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 13, p. 5215–5225, 2013.

ANEEL. **Base de dados do Power BI de geração distribuída (SISGD)**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrl-joiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTlIMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>. Acesso em: 14 abr. 2021.

ANP. **CPL - Sistema de Consultas Públicas ANP: SIGEP - Previsão de Produção**. Disponível em: <<http://app.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-previsao-producao/consulta.xhtml>>. Acesso em: 14 abr. 2021.

CALCAVECCHIA, G. F. K. **Análise Técnico-Financeira da Inserção de Baterias em uma usina Híbrida de Geração de Energia Fotovoltáica e Térmica**. [s.l: s.n.].

CAVALINI, T. N. Desinvestimento da Petrobras no segmento de gás natural. 2017.

CHEN, A.; SEN, P. K. **Advancement in battery technology: A state-of-the-art review**. IEEE Industry Application Society, 52nd Annual Meeting: IAS 2016. **Anais...**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2 nov. 2016. Acesso em: 5 abr. 2021

DICKS, A. L.; RAND, D. A. J. **Fuel Cell Systems Explained Third Edition**. [s.l: s.n.].

EIA. **Annual Energy Outlook 2021**. Washington, DC: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2021®ion=0-0&cases=ref2021~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice~highogs~lowogs~hirencst~lorencst&start=2019&end=2050&f=A&linechart=ref2021-d113020a.3-12-AEO2021~highmacro-d113020a.3-12-AEO2021~>>. Acesso em: 10 maio. 2021.

EPA. **Catalog of CHP Technologies**Environmental Protection. [s.l: s.n.].

EPE. **Balanço Energético Nacional 2020: Ano base 2019**Rio de Janeiro : EPE. Rio de Janeiro: [s.n.].

ESWF. **Growing the Battery Storage Market 2020**. Energy Storage World Forum. [S.l.]. 2020.

FURTADO, J. G. DE M.; DA SILVA JR, F. R.; LOPES, F. DA C. Análise das eficiências energética e econômica de um sistema de geração distribuída de energia elétrica com células a combustível. **XXIII SNPTTE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 2015.

HEYWOOD, J. B. **Internal Combustion Engine Fundamentals**. 1. ed. New York: [s.n.].

KUSAKANA, K. **Optimisation of Battery-integrated Diesel Generator Hybrid Systems Using an ON/OFF Operating Strategy**. Proceedings of the 23rd Conference on the Domestic Use of Energy, DUE 2015. **Anais...**2015

LIZARRAGA, J.M.S., **Cogeracion: aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos**. Servicio Editorial Universidad Del Pais Vasco, 1994

MME. **Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural**. Brasília: [s.n.].

MONGIRD, K. et al. **Energy Storage Technology and Cost Characterization Report**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1573487>>.

MONGIRD, K. et al. An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics. **Energies**, v. 13, p. 3307, 28 jun. 2020.

NAFEES, A.; ABDUL RASID, R. **Study of natural gas powered solid oxide fuel cell simulation and modeling**. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. **Anais...**IOP Publishing Ltd, 9 dez. 2019Disponível em: <<https://iop-science.iop.org/article/10.1088/1757-899X/702/1/012017>>. Acesso em: 17 abr. 2021

NGUYEN, T. T. et al. A review on technology maturity of small scale energy storage technologies. **Renewable Energy and Environmental Sustainability**, v. 2, p. 36, 2017.

RAHMAN, M. et al. Assessment of energy storage technologies: A review. **Energy Conversion and Management**, v. 223, p. 113295, 2020.

VAN ZALK, J.; BEHRENS, P. The spatial extent of renewable and non-renewable power generation: A review and meta-analysis of power densities and their application in the U.S. **Energy Policy**, v. 123, n. August, p. 83–91, 2018.

WELAYA, Y. M. A.; EL GOHARY, M. M.; AMMAR, N. R. A comparison between fuel cells and other alternatives for marine electric power generation. **International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering**, v. 3, n. 2, p. 141–149, 1 jun. 2011.

ZABLOCKI, A. **Fact Sheet, Energy Storage**. Disponível em: <<https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019>>. Acesso em: 24 maio. 2021.

2015 BMW 3.0L N57 Engine Diesel Fuel Test Data Package. Version 2018-06. Ann Arbor , MI: US EPA, National Vehicle and Fuel Emissions Laboratory, National Center for Advanced Technology, 2018.