

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

SANTIAGO SILVEIRA BARBOSA

**SIMULAÇÃO DE UMA PLANTA TÍPICA DE PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO COM ELETROLISADOR PEM SUPRIDA POR
GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA, EOLIOELÉTRICA E HÍBRIDA**

FLORIANÓPOLIS, 2024.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

SANTIAGO SILVEIRA BARBOSA

**SIMULAÇÃO DE UMA PLANTA TÍPICA DE PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO COM ELETROLISADOR PEM SUPRIDA POR
GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA, EOLIOELÉTRICA E HÍBRIDA**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Orientador:
Prof. Everthon Taghori Sica, D.Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2024.

Barbosa, Santiago Silveira
Simulação de uma planta típica de produção de hidrogênio com
eletrolisador PEM suprida por geração solar fotovoltaica,
eolielétrica e híbrida / Santiago Silveira Barbosa ;
orientador, Everthon Taghori Sica, 2024.
95 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Campus Florianópolis, Graduação em Engenharia
eletrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia eletrica. 2. Hidrogênio verde. 3. Eletrolisador
PEM. 4. Energia renovável. 5. Transição energética. I. Sica,
Everthon Taghori. II. Instituto Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia eletrica. III. Título.

**SIMULAÇÃO DE UMA PLANTA TÍPICA DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO
COM ELETROLISADOR PEM SUPRIDA POR GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA, EOLIOELÉTRICA E HÍBRIDA**

SANTIAGO SILVEIRA BARBOSA

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 6 de setembro, 2024.

Banca Examinadora:



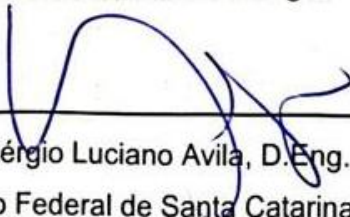
Prof. Everthon Taghori Sica, Dr. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina



Profª. Claudia Lira, Drª.
Instituto Federal de Santa Catarina



Engª Fabíola Sena, D.Eng.
FSET Consultoria em Energia



Prof. Sérgio Luciano Avila, D.Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina

Dedico este trabalho à minha mãe Jacqueline, ao meu pai Antônio, que me apoiaram durante todo este processo e sempre fizeram questão de enfatizar a importância da educação, aos meus irmãos Bernardo, Evandro e Fernando, que estiveram presentes e dispostos a me auxiliar em quaisquer pendências, e à minha namorada Bruna que sempre me incentivou a me tornar a melhor versão de mim.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família que me apoiou durante toda a graduação, fornecendo um ambiente no qual eu pude focar nos estudos e buscar cada vez mais melhores qualidades de vida. Em especial aos meus pais, que sempre fizeram questão de enfatizar a importância do estudo.

Agradeço à minha namorada Bruna, que conheci no começo de minha jornada acadêmica e desde então tem me apoiado e estado à disposição quando eu mais precisei. Sua atenção e seu carinho têm sido essenciais em minha vida e espero poder retribuir para sempre.

Agradeço aos amigos de longa data, especialmente aos Paçoqueiros, e aos que fiz durante a graduação, que fizeram todo este processo ser agradável, dos quais vou levar suas amizades comigo para o resto da vida.

Agradeço aos professores que tive o prazer de conhecer no IFSC, que estavam sempre dispostos a sanar minhas dúvidas e orientar nos mais diversos temas, sejam eles profissionais ou pessoais. Sou especialmente grato ao meu orientador e professor doutor Everthon Sica, por estar sempre disponível para quaisquer dúvidas que tive e por me guiar durante este trabalho.

Agradeço aos membros da banca, professor D.Eng Everthon Sica, professora Dr^a Cláudia Lira, professor D.Eng Sérgio Luciano Avila e a D.Eng^a Fabíola Sena, por avaliar o meu trabalho e participarem desta importante fase de meu aprendizado.

Agradeço, por fim, aos colegas de trabalho ao longo dos anos, que com muita paciência me ensinaram e continuam a me ensinar, tornando o ambiente de trabalho agradável e uma extensão contínua de meu aprendizado.

RESUMO

A transição energética é um meio para que possamos mudar a matriz energética baseada em combustíveis fósseis para uma matriz que atenuie fortemente a emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), com base em recursos energéticos primários não-esgotáveis, renováveis e sustentáveis. O hidrogênio, como vetor energético, ao ser produzido a partir de eletrolisadores e por meio de fontes como eólica e solar, possui pegada de carbono reduzida ao Avaliar o Ciclo de Vida (ACE) integral do processo produtivo energético. O Brasil, conforme evidenciado pelo Balanço Energético Nacional, apresenta 88% da oferta interna de energia elétrica baseada em energias renováveis e está em constante expansão de sua capacidade de geração. A produção do hidrogênio, quando realizada através de eletrolisadores alimentados por energia fotovoltaica e eólioelétrica, reduzem a emissão de GEE drasticamente, que auxiliam a atingir a meta *net-zero*, estabelecido no Acordo de Paris, realizado em 2015. O eletrolisador PEM, quando comparado com os demais tipos de eletrolisadores, apresenta vantagens como uma maior eficiência energética, produção de hidrogênio com maior pureza e um design compacto, tornando-o adequado para produção descentralizada. Neste trabalho foram utilizados dados de geração de energia eólioelétrica através de um aerogerador localizado em um parque eólico no nordeste do Brasil, coletados no dia 16 de janeiro de 2024, com discretização em segundos. Por conta da alta variabilidade das energias renováveis, avaliou-se também dados de um conjunto de módulos fotovoltaicos para utilização em conjunto da energia eólioelétrica, com intuito de evitar lacunas no suprimento de eletricidade ao eletrolisador. Através dos dados de geração de apenas um aerogerador, é possível a alimentação simultânea de vinte eletrolisadores com potência nominal de 100 kW. Desta forma, analisou-se as peculiaridades da alimentação elétrica do simulador, onde a energia eólioelétrica e fotovoltaica devem ser capazes de alimentar o eletrolisador PEM com pelo menos 20% da potência nominal, a fim de impedir danos permanentes e transitórios por conta da operação em alta-pressão. Para os casos em que há alimentação inferior a um fator de segurança de 40% do valor nominal, estudou-se a utilização de baterias de *backup*, que seriam alimentadas com 30% da energia fotovoltaica. Caso os módulos fotovoltaicos não consigam suprir o carregamento das baterias, verificou-se a utilização do Sistema Interligado Nacional (SIN), juntamente com a Certificado Internacional de Energia Renovável (I-REC), para que a nomenclatura verde se mantenha para o hidrogênio produzido. O simulador mostra que, para uma alimentação elétrica com menor variância de potência, a eficiência de consumo é superior, onde o caso estudado apresenta uma produção total de 37,58 toneladas de hidrogênio para o parque híbrido simulado, com uma eficiência de 46,55 kWh por quilo.

Palavras-chave: Hidrogênio verde. Eletrolisador PEM. Simulação de produção de hidrogênio. Transição energética. Energia renovável.

ABSTRACT

Energy transition is a means to shift the energy matrix based on fossil fuels to a matrix that significantly reduces the emission of Greenhouse Gases (GHG), relying on non-exhaustible, renewable, and sustainable primary energy resources. Hydrogen, as an energy carrier, when produced from electrolyzers and through sources such as wind and solar, has a reduced carbon footprint when evaluating the full Life Cycle Assessment (LCA) of the energy production process. Brazil, as evidenced by the National Energy Balance, has 88% of its internal electricity supply based on renewable energies and is continuously expanding its generation capacity. Hydrogen production, when carried out through electrolyzers powered by photovoltaic and wind energy, drastically reduces GHG emissions, aiding in achieving the net-zero target established in the Paris Agreement, held in 2015. The PEM electrolyzer, compared to other types of electrolyzers, offers advantages such as higher energy efficiency, production of hydrogen with greater purity, and a compact design, making it suitable for decentralized production. In this work, wind energy generation data were used from a wind turbine located in a wind farm in northeastern Brazil, collected on January 16, 2024, with second-level granularity. Due to the high variability of renewable energies, data from a set of photovoltaic modules were also evaluated for use in conjunction with wind energy, to avoid gaps in the electricity supply to the electrolyzer. Through the generation data from just one wind turbine, it is possible to simultaneously power twenty electrolyzers with a nominal power of 100 kW. Thus, the peculiarities of the electrical supply to the simulator were analyzed, where wind and photovoltaic energy must be able to power the PEM electrolyzer with at least 20% of the nominal power, to prevent permanent and transient damage due to high-pressure operation. For cases where the supply is below a safety factor of 40% of the nominal value, the use of backup batteries was studied, which would be powered with 30% of the photovoltaic energy. If the photovoltaic modules are unable to support battery charging, the use of the National Interconnected System (SIN), along with the International Renewable Energy Certificate (I-REC), was considered to maintain the green label for the produced hydrogen. The simulator shows that, for an electrical supply with lower power variance, consumption efficiency is higher, with the case studied presenting a total production of 37.58 tons of hydrogen for the simulated hybrid park, with an efficiency of 46.55 kWh per kilogram.

Keywords: Green hydrogen. PEM electrolyzer. Hydrogen production simulation. Energy transition. Renewable energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte.....	11
Figura 2 - Participação das fontes na capacidade instalada	12
Figura 3 - Classificações de geração de hidrogênio.....	13
Figura 4 - Ilustração esquemática de um eletrolisador do tipo PEM	15
Figura 5 – Modelo esquemático de funcionamento de um eletrolisador do tipo PEM	17
Figura 6 - Demanda de hidrogênio puro e em misturas	26
Figura 7 - Capacidade de redução de GEE a partir do hidrogênio de 2030 a 2050	26
Figura 8 - Consumo em GWh por setor	28
Figura 9 - Porcentagem de perda de energia para hidrogênio e amônia	30
Figura 10 - Capacidade instalada no Brasil em 2024.....	31
Figura 11 - Evolução da capacidade instalada no SIN - Maio 2024 / Dezembro 2028	32
Figura 12 - Mapa da matriz elétrica brasileira de geração eólicoelétrica	33
Figura 13 - Mapa da matriz elétrica brasileira de geração fotovoltaica	33
Figura 14 - Simulação de um eletrolisador do tipo PEM no Simulink.....	34
Figura 15 - Perfil Solar para o bloco Fornecimento Elétrico	35
Figura 16 - Informações do bloco Fornecimento Elétrico	35
Figura 17 - Blocos Canais de Fluido Anódico, Conjunto de Eletrodo de Membrana, Canais de Gás Catódico e Massa Térmica.....	36
Figura 18 - Funcionamento do bloco Canais de Fluido Anódico	37
Figura 19 - Funcionamento do bloco Canais de Gás Catódico	38
Figura 20 - Sub-bloco Dissipação de Calor	39
Figura 21 - Blocos Fornecimento de Água, Recirculação, Trocador de Calor e Canais de Fluido Anódico	39
Figura 22 - Funcionamento do bloco Fornecimento de Água.....	40
Figura 23 - Funcionamento do bloco Recirculação	41
Figura 24 - Sub-bloco Tanque de Separação.....	42
Figura 25 - Bloco Trocador de Calor	42
Figura 26 - Blocos Canais de Gás Catódico, Desumidificador, Saída de Hidrogênio e sub-bloco Solver	43
Figura 27 - Bloco Desumidificador	44
Figura 28 - Bloco Saída de Hidrogênio	45
Figura 29 – Fornecimento de potência elétrica para o eletrolisador PEM em kW	49

Figura 30 - Relação tensão de célula e densidade de potência por densidade de corrente	50
Figura 31 - Curvas de potência e eficiência térmica.....	51
Figura 32 - Gráfico de hidrogênio produzido e água no MEA	52
Figura 33 - Curva da potência elétrica do caso base com o limite	54
Figura 34 - Potência gerada em MW para o dia 16 de fevereiro de 2024	55
Figura 35 - Ângulo de pitch em graus (°) para o dia 16 de fevereiro de 2024	56
Figura 36 - Velocidade do vento em m/s para o dia 16 de fevereiro de 2024	57
Figura 37 - Curva da energia fornecida pelo conjunto fotovoltaico.....	58
Figura 38 - Curva de irradiância dos módulos fotovoltaicos	59
Figura 39 - Curva de temperatura dos módulos fotovoltaicos	60
Figura 40 - Curva de potência eólicoelétrica discretizada em 5 minutos	61
Figura 41 - Curva de potência eólicoelétrica fornecida para um eletrolisador.....	62
Figura 42 - Curva de potência eólicoelétrica com limite de 20%.....	63
Figura 43 - Curva de potência eólicoelétrica e fotovoltaica	64
Figura 44 - Diagrama de energia para um eletrolisador para o dia analisado	66
Figura 45 - Curva de potência híbrida de fornecimento para o eletrolisador	67
Figura 46 - Entrada de potência fotovoltaica discretizada por hora.....	68
Figura 47 - Relação tensão e densidade de potência por célula para a potência fotovoltaica.....	69
Figura 48 - Relação tensão e densidade de potência por célula para a potência fotovoltaica.....	70
Figura 49 - Hidrogênio produzido e fluxo de água no MEA para a potência fotovoltaica.....	71
Figura 50 - Saídas do eletrolisador para a entrada fotovoltaica	72
Figura 51 - Entrada de potência eólicoelétrica por hora.....	73
Figura 52 - Relação tensão e densidade de potência por célula para a potência eólicoelétrica	74
Figura 53 - Relação tensão e densidade de potência por eletrolisador para potência eólicoelétrica	75
Figura 54 - Hidrogênio produzido e fluxo de água no MEA para a potência eólicoelétrica.....	76
Figura 55 - Saídas do eletrolisador para a potência eólicoelétrica.....	77
Figura 56 - Entrada de potência para o sistema híbrido por hora	78
Figura 57 - Relação tensão e densidade de potência por eletrolisador para o sistema híbrido.....	79

Figura 58 - Relação tensão e densidade de potência por eletrolisador para o sistema híbrido	80
Figura 59 - Relação tensão e densidade de potência por célula para o sistema híbrido	81
Figura 60 - Saídas do eletrolisador para o sistema híbrido	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BMC	Brotas de Macaúbas
CCS	Captura e armazenamento de carbono
CFA	Canais de Fluído Anódico
CGC	Canais de Gás Catódico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAHP	<i>Fuzzy Analytical Hierarchical Process</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
HHV	<i>Higher Heating Value</i>
HVDC	<i>High-Voltage Direct Current</i>
I-REC	<i>International Renewable Energy Certificate</i>
LCOH	<i>Levelized Cost of Hydrogen</i>
LHV	<i>Lower Heating Value</i>
MEA	Conjunto de Eletrodo de Membrana
NSOG	Rede <i>Offshore</i> do Mar do Norte
OWPP	Usina eólica <i>offshore</i>
PEM	Membrana de Troca de Prótons
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOEC	Célula Eletrolisadora de Óxido Sólido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	Justificativa	12
1.2	Definição do Problema	16
1.3	Objetivo Geral.....	18
1.4	Objetivos Específicos	18
1.5	Estrutura do Trabalho.....	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	20
2.1	Serviços demandados à planta de hidrogênio	25
2.2	Recursos ofertados à planta de hidrogênio	30
2.3	Modelagem e simulação de plantas de hidrogênio.....	34
2.3.1	Bloco Fornecimento Elétrico	34
2.3.2	Bloco Conjunto de Eletrodo de Membrana.....	35
2.3.3	Bloco Canais de Fluido Anódico	36
2.3.4	Bloco Canais de Gás Catódico	37
2.3.5	Sub-bloco Dissipação de Calor	38
2.3.6	Bloco Fornecimento de Água.....	39
2.3.7	Bloco Recirculação	40
2.3.8	Bloco Trocador de Calor	42
2.3.9	Bloco Desumidificador	43
2.3.10	Bloco Saída de Hidrogênio.....	44
2.3.11	Características do eletrolisador PEM	45
3	TRATAMENTO DOS RECURSOS E DADOS PARA SIMULAÇÃO	48
3.1	Análise do caso base.....	48
3.2	Dados para o cenário de geração eólioelétrica	54
3.3	Dados para o cenário de geração fotovoltaica.....	58
3.4	Análise do suprimento de eletricidade para o eletrolisador	60
3.5	Análise para um cenário híbrido.....	64
4	RESULTADOS DOS CENÁRIOS SIMULADOS	68
4.1	Resultados para 70% da entrada de potência fotovoltaica	68
4.2	Resultados para a entrada de potência eólioelétrica.....	72
4.3	Resultados para o sistema híbrido.....	77
5	CONCLUSÃO	83
	REFERÊNCIAS	85

1 INTRODUÇÃO

A Transição Energética é um meio para mudar de uma matriz energética baseada em recursos energéticos primários de origens fósseis para uma matriz energética baseada em recursos energéticos primários não-esgotáveis, renováveis e sustentáveis com emissões de carbono muito baixas, ou líquidas nulas (*Net Zero Emissions*). Ressalta-se que o estoque de capital natural não-esgotável pode se tornar não-renovável ou esgotável caso a taxa de exploração econômica supere a taxa de recomposição do estoque do capital natural em razão do planejamento e gestão antrópicos. Uma grande contribuição para a mudança das técnicas e tecnologias dos meios de produção de energia proveniente de recursos energéticos primários, oriundos de combustíveis fósseis, para recursos energéticos primários renováveis (e não-esgotáveis) é a Economia do Hidrogênio, isto promove uma evolução em diversos setores, como os de transporte, químico, siderúrgico e elétrico, para que emitam cada vez menos Gases de Efeito Estufa (GEE). A Transição Energética apresenta não apenas uma vantagem para o clima, mas também para a economia e a sociedade. Do ponto de vista ambiental, as fontes renováveis (e não-esgotáveis) e a eletrificação da mobilidade reduzem a poluição, e as usinas a carvão podem ser convertidas em uma ótima Economia Circular¹ (Enel Green Power, 2023).

A Transição Energética é definida, segundo Smil (2016) e Vicente e Sica (2023), como uma mudança gradativa da composição da estrutura de uma fonte primária de energia sob um padrão específico de fornecimento, para um novo estado de um sistema de energia. A Economia do Hidrogênio, portanto, é fundamental nessa transição, neste sentido o hidrogênio emerge como um vetor energético. Um vetor energético é um agente de transferência de energia (fonte, meio e uso final), permitindo a conversão, o armazenamento e o transporte de energia a partir de transformações de um recurso energético primário. O hidrogênio como vetor energético se destaca, em virtude da sua elevada densidade energética gravimétrica

¹ A Economia Circular é um conceito muito difundido que se baseia na redução, reutilização, recuperação e reciclagem de materiais e energia.

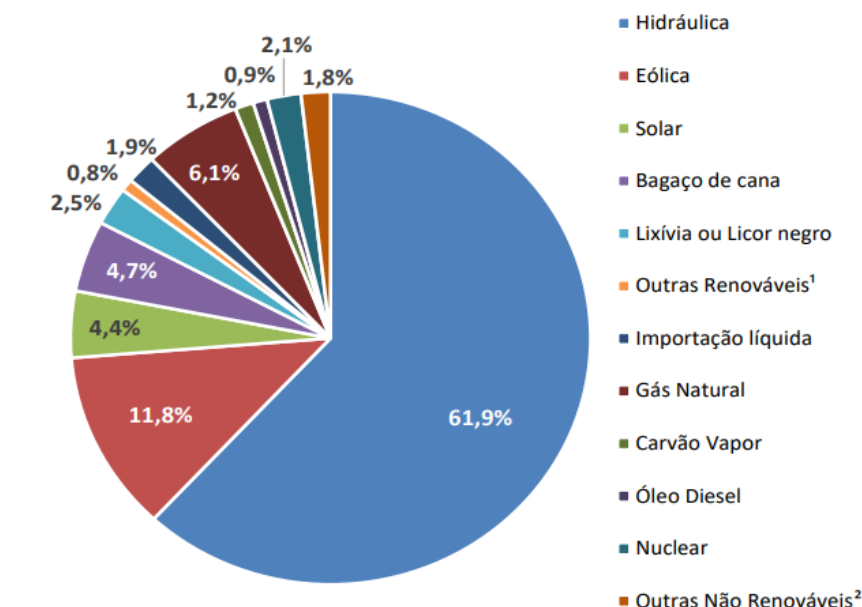
(a densidade energética volumétrica é baixa), abundância e versatilidade de aplicações (Folganese e Sica, 2023; Züttel, 2008; Schlapbach e Züttel, 2001).

O hidrogênio é classificado conforme os meios de produção (técnicas e tecnologias) utilizados para produzi-lo e os respectivos impactos ambientais e emissão de carbono. Usualmente, em pese as ilações regulatórias, ainda em tratativas tanto global como nacional, a classificação ocorre por meio de cores, tais como "verde", "azul" e "cinza". O hidrogênio cinza, a forma presente nos sistemas produtivos atuais, é obtido a partir de combustíveis fósseis, predominantemente o gás natural, por meio da reforma de vapor de metano (SMR), contudo, este meio de produção emite quantidade relevante de CO₂. O hidrogênio azul é obtido pelo mesmo meio de produção que o hidrogênio cinza, porém o CO₂ emitido é capturado e armazenado ou utilizado. Por sua vez, o hidrogênio verde é produzido pela eletrólise da água, um processo alimentado por recursos energéticos primários não-esgotáveis e renováveis, como energia solar ou eólica (WEF, 2021; Folganese e Sica, 2023).

Segundo especialistas do Fundo Mundial para a Natureza (WWF, 2023a), um dos principais GEE, o CO₂, é responsável pela maior contribuição para o aquecimento global por representar a maior parte das emissões de GEE. Este gás, produzido a partir da queima de combustíveis fósseis para geração de energia, assim como atividades industriais e transporte faz com que a matriz energética do Brasil ocupe o quinto lugar entre os maiores emissores de GEEs, ficando atrás apenas da China, EUA, Rússia e Índia.

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2023, publicado pela EPE (2023a), o Brasil atualmente possui uma matriz elétrica predominantemente renovável. Na Figura 1, podemos visualizar a oferta interna de energia elétrica por fonte, em que a hidráulica compõe 61,9% do total.

Figura 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte



Notas:

1. Inclui Lenha, Biodiesel e Outras renováveis

2. Inclui Óleo Combustível, Gás de Coqueria, Outras Secundárias e Outras Não-Renováveis

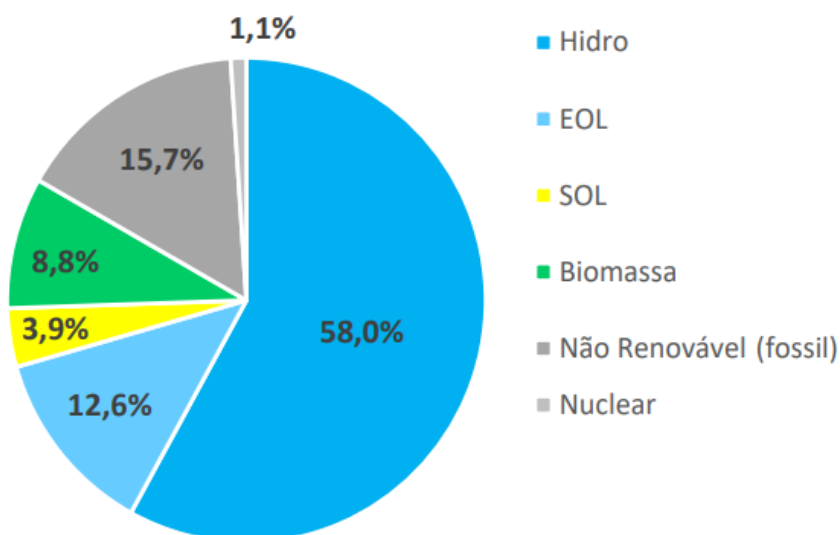
Fonte: EPE (2023a).

As fontes renováveis representam 88% da oferta interna de eletricidade no Brasil, resultante da soma da produção nacional com as importações, essencialmente de origem renovável (EPE, 2023b). É importante distinguir que a energia produzida, por exemplo, pelo bagaço de cana é considerada uma fonte “renovável”, por não ser de origem fóssil, assim como o Etanol. Todavia, para “renovar” o estoque do capital natural oriundo do ciclo da cana-de-açúcar, ou seja, para que a taxa de recomposição do estoque do capital natural seja maior que a taxa de deplecionamento deste capital, é necessária a intervenção antrópica (planejamento e gestão), diferentemente do ciclo hidrológico, por exemplo, que ocorre naturalmente conforme o estado do ecossistema. Desse modo, o ciclo da cana-de-açúcar apesar de ser não-fóssil (“renovável”), provê recursos energéticos naturalmente esgotáveis (bagaço de cana ou etanol).

Diante do exposto, o Brasil possui um grande potencial para produção de hidrogênio verde, onde mais de 74% da capacidade instalada da matriz elétrica produz eletricidade proveniente de recursos energéticos primários renováveis e não esgotáveis, ou seja, por hidrelétricas, eolioelétricas e solar fotovoltaicas. Para o ano de 2022, conforme expansão da capacidade instalada, as centrais eolioelétricas

contribuíram com 2.973 MW, ou seja, cerca de 40% do total adicionado no ano (EPE, 2023c). A Figura 2 mostra a participação das fontes na matriz brasileira pela capacidade instalada.

Figura 2 - Participação das fontes na capacidade instalada



Fonte: EPE (2023b).

O hidrogênio é utilizado como um vetor de energia para aplicações desde fornecimento de energia em pequena escala em sistemas *off-grid*, assim como em grande escala na indústria química e petroquímica (Abdin *et al.*, 2020). O desenvolvimento e o crescimento da produção de hidrogênio no Brasil devem promover o hidrogênio como um vetor energético que agrega valor às commodities brasileiras e não apenas como *commodity*, sendo utilizado desta forma então no sistema produtivo, desviando de seu foco como matéria prima comercializável em si.

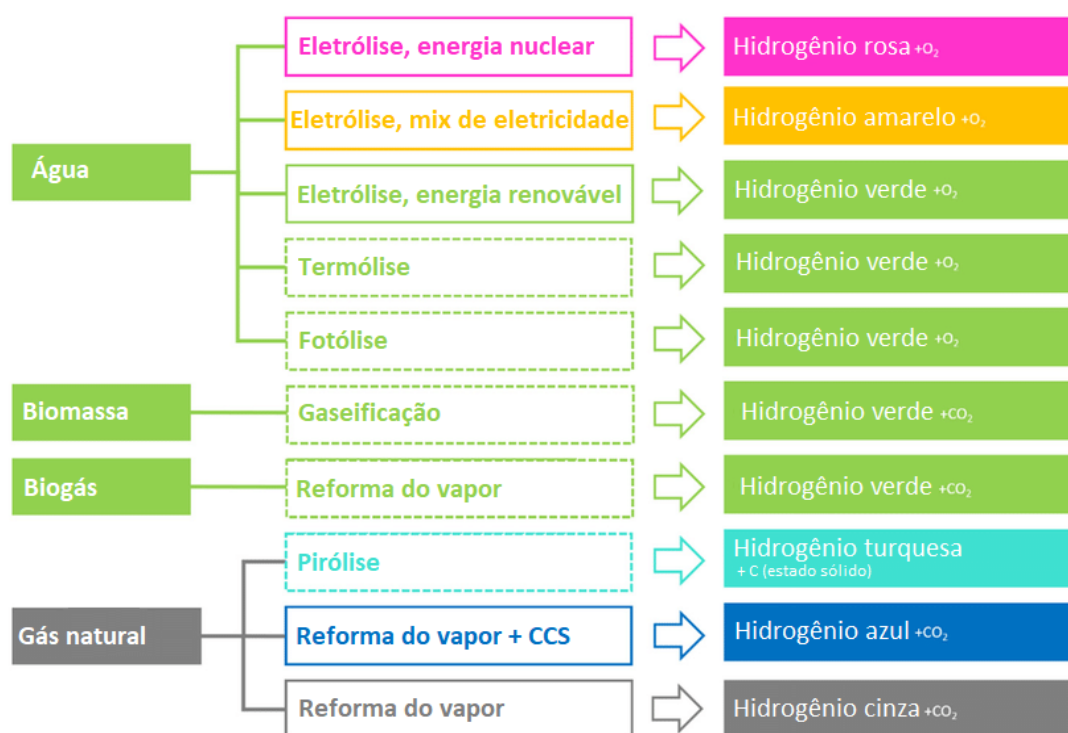
1.1 Justificativa

Existem diversos métodos de produzir hidrogênio a partir de água, como métodos termoquímicos, termólise, fotólise e eletrólise. Dentre estes diversos modos, a eletrólise da água é a mais ecológica e produz gases de hidrogênio de qualidade pura (99,999%) (Azam *et al.*, 2023), onde aproximadamente 95% do hidrogênio capturado é utilizado de forma cativa. A eletrólise da água possui tecnologia desenvolvida e utiliza eletricidade da rede e da infraestrutura existente. É esperado que essas tecnologias atuais possam suprir cada vez mais a demanda do mercado

de hidrogênio a curto prazo (Baykara, 2018). Além do eletrolisador, diversos outros equipamentos também são necessários para realizar a produção do hidrogênio verde.

O hidrogênio é classificado com base na sua pegada de carbono, portanto, recebe nomenclaturas sociais associadas a cores. Para a Figura 3, Ringsgwandl *et al.* (2022) mostra a nomenclatura adotada para a estrutura do hidrogênio na Alemanha, que vão desde o hidrogênio cinza ao hidrogênio verde, sendo estes os mais e menos danosos ao meio ambiente, respectivamente. Ressalta-se que Ringsgwandl *et al.* (2022) incorporou tecnologias e meios de produção com a nomenclatura (classificação) verde com base na legislação alemã vigente e as leis e regulamentos não necessariamente são pautados em fundamentos das Ciências da Natureza e da Terra, mas nas Ciências Sociais e Aplicadas.

Figura 3 - Classificações de geração de hidrogênio



Fonte: Adaptado de Ringsgwandl *et al.* (2022).

As gerações com caixas tracejadas indicam que, conforme o estudo realizado por Ringsgwandl *et al.* (2022), estas tecnologias ainda são embrionárias e produzem CO_2 nos processos de transformação energética para produção de hidrogênio. Desta forma, a única opção disponível para produção, sem emissão de GEE na operação da planta de hidrogênio é a eletrólise com alimentação de recursos energéticos

primários renováveis e não-esgotáveis, como a eólioeleétrica e solar fotovoltaica. A produção de hidrogênio azul é realizada através da utilização de gás natural com reforma do vapor e a Captura e Armazenamento de Carbono (CCS). Adicionalmente, por conta da sua adequação para aplicação em larga escala, a pirólise é combinada com a conversão do gás natural, produzindo o “hidrogênio turquesa”, que difere do “hidrogênio cinza” uma vez que seu subproduto carbono é apresentado na forma sólida. Ao contrário do gás carbônico, o carbono sólido quimicamente inerte é impedido de atingir a atmosfera e atuar como um GEE, podendo ser comercializado para indústrias específicas.

Em adição a estas cores, diferentes nomenclaturas são frequentemente utilizadas quanto aos grupos, como “hidrogênio limpo”, “hidrogênio de baixo carbono” e “hidrogênio renovável” (Noussan *et al.*, 2020). Esta pegada de carbono está envolvida nos meios de produção do hidrogênio, portanto, para que a produção receba a nomenclatura verde, o mesmo deve ser produzido a partir da eletrólise da água por meio de recursos energéticos primários não-esgotáveis e renováveis como eólica e solar fotovoltaica, um processo de separação da molécula de água (H_2O) em hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2) por meio da passagem de uma corrente elétrica na solução aquosa (WWF, 2023b).

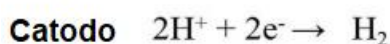
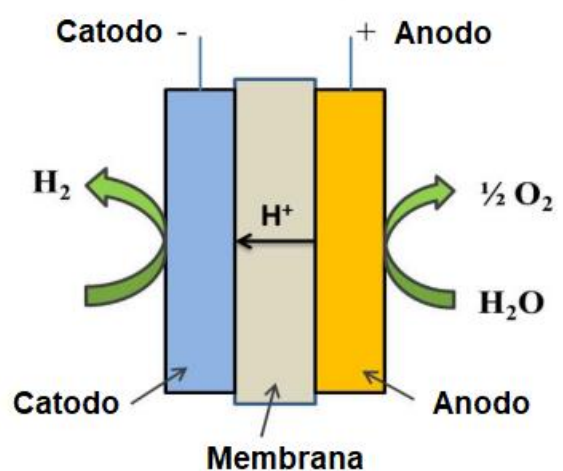
Atualmente, existem três tipos de eletrolisadores disponíveis no mercado: o eletrolisador alcalino, o eletrolisador de óxido sólido e por fim o eletrolisador de membrana de troca de prótons, o PEM (Azam *et al.*, 2023).

Desde que o fenômeno da eletrólise foi descoberto por Troostwijk e Diemman em 1789 (Trasatti, 1999), o eletrolisador alcalino se tornou uma tecnologia amadurecida para a produção de hidrogênio até a faixa dos megawatts, e constitui a tecnologia eletrolítica mais extensa em nível comercial em todo o mundo (Carmo; Fritz; Mergel; Stolten, 2013a). O eletrolisador alcalino é ativamente pesquisado para aplicações industriais em grande escala por diversas décadas e é considerado como um método viável e de custo-benefício para a produção de hidrogênio. Uma vantagem significativa do tipo alcalino sobre o PEM é sua dependência de eletrólitos alcalinos facilmente acessíveis, como hidróxido de potássio ou hidróxido de sódio, o que contribui para sua vida útil mais longa e economia para a produção do hidrogênio (Daoudi; Bounahmidi, 2023). Três principais problemas são normalmente associados

aos eletrolisadores alcalinos, faixa de carga parcial baixa, densidade de corrente limitada e baixa pressão operacional (Carmo; Fritz; Mergel; Stolten, 2013b).

O primeiro eletrolisador do tipo PEM foi idealizado por Grubb no início dos anos cinquenta e foi desenvolvido em 1966 para superar as desvantagens do eletrolisador alcalino. Sua tecnologia funciona de forma similar à tecnologia de célula de combustível de tipo PEM, onde membranas polissulfonadas sólidas são utilizadas como eletrólito. Em sua eletrólise, a água é dividida eletroquimicamente em hidrogênio e oxigênio em seus respectivos eletrodos, com hidrogênio no cátodo e oxigênio no ânodo. Com o bombeamento de água para o ânodo, ela é dividida em oxigênio (O_2), prótons (H^+) e elétrons (e^-). Estes prótons percorrem através da membrana condutora de prótons para o lado do cátodo. Os elétrons saem do ânodo através do circuito de alimentação externa, que fornece a diferença de potencial (tensão da célula) para a reação. No lado do cátodo, os prótons e os elétrons se recombina para produzir o hidrogênio (Kumar; Himabindu, 2019), conforme exibe a Figura 4.

Figura 4 - Ilustração esquemática de um eletrolisador do tipo PEM



Fonte: Adaptado de Kumar e Himabindu (2019).

Uma das desvantagens no uso do eletrolisador PEM é a manutenção, pois o regime ácido corrosivo fornecido pela membrana de troca de prótons requer o uso de materiais distintos. Isto exigirá o uso de materiais escassos e caros, como

catalisadores nobres (metais do grupo platina-PGM, por ex. Platina, Irídio e Rutênio), coletores de corrente à base de titânio e placas separadoras (Carmo; Fritz; Mergel; Stolten, 2013c).

A utilização do eletrolisador tipo PEM apresenta diversas vantagens para produção de hidrogênio de classificação verde, como uma maior eficiência energética quando comparados com outras tecnologias de eletrólise (Xu; San; Jiang; Shao, 2021a). Isto significa que requerem menos energia para produzir a mesma quantidade de hidrogênio, tornando-os mais econômicos e ecológicos. Além disso, os eletrolisadores PEM possuem menor cruzamento de gases, o que significa que o hidrogênio produzido é de maior pureza (Xu; San; Jiang; Shao, 2021b). Esta utilização se torna importante para aplicações que requerem hidrogênio de alta qualidade, como células de combustível. Por possuir um design de célula compacto, tornam-se adequados para a produção descentralizada de hidrogênio, onde o hidrogênio pode ser produzido no local e utilizado diretamente, sem necessidade de transporte. Além disso, os eletrolisadores PEM podem operar em altas densidades de corrente com alta eficiência de tensão (Azam *et al.*, 2023). Isto mostra que estes podem produzir hidrogênio a um ritmo mais rápido e com maior eficiência, tornando-os adequados para a produção de hidrogênio em larga escala.

1.2 Definição do Problema

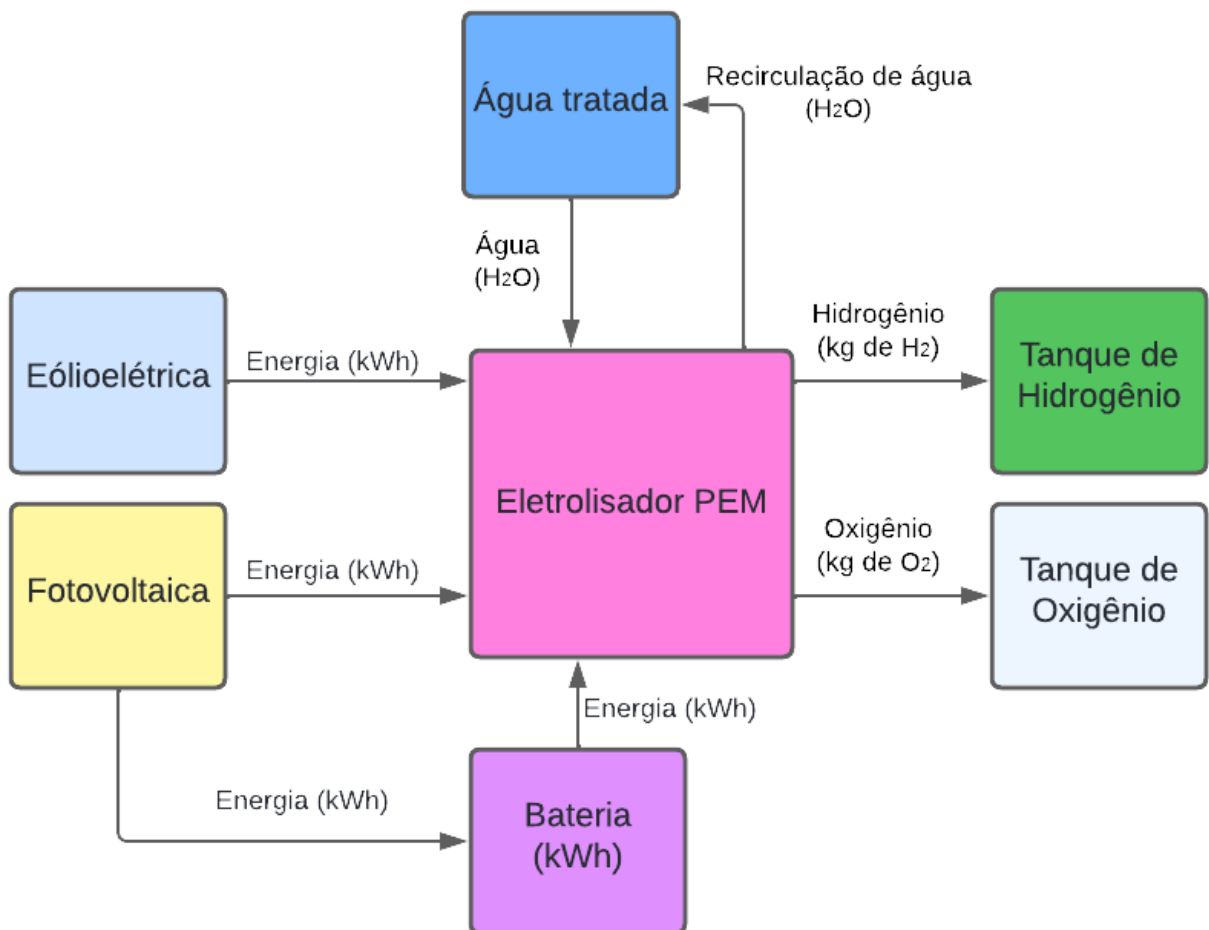
Para mensurar a magnitude da produção de hidrogênio, será necessário modelar o comportamento de um eletrolisador do tipo PEM com dados reais de vento e irradiância solar, supondo uma planta híbrida eólicoelétrica e solar fotovoltaica com aerogeradores e módulo fotovoltaicos como sua fonte de energia para produção do hidrogênio de nomenclatura verde. Diversas etapas precisam ser seguidas para que a simulação da produção de hidrogênio verde a partir de energia eólicoelétrica e fotovoltaica, utilizando um eletrolisador do tipo PEM seja realizada, como a modelagem, implementação e, por fim, a simulação.

Os primeiros modelos de eletrolisadores e simulações em Matlab/Simulink® foram desenvolvidos, entre outros, por Khan e Iqbal (2005) e Busquet, Hubert, Labbé, Mayer e Metkemeijer (2004). Essa plataforma de *software* de modelagem dinâmica é

adequada para cenários de energia onde a entrada e a saída mudam continuamente ao longo do tempo (Liso *et al.*, 2018).

Nesse sentido, neste trabalho, será utilizado o modelo disponibilizado e desenvolvido pela MathWorks, que utiliza como referência os trabalhos de Liso *et al.*, (2018) e Mo *et al.* (2016), onde diversas informações de parametrização e implementação da energia deverão ser consideradas, como o perfil de fornecimento elétrico, abastecimento de água, o trocador de calor, informações sobre ânodo e cátodo, desumidificador e a saída de hidrogênio. Na Figura 5 temos um modelo esquemático com as entradas e saídas de um eletrolisador do tipo PEM.

Figura 5 – Modelo esquemático de funcionamento de um eletrolisador do tipo PEM



Fonte: Elaboração própria (2024).

1.3 Objetivo Geral

Analisar a produção de hidrogênio de nomenclatura “verde” através da simulação de uma planta de produção típica, por meio de um eletrolisador do tipo PEM, com a implementação de dados de geração eólicoelétrica, de geração solar fotovoltaica e de geração híbrida (solar fotovoltaica, eólicoelétrica e banco de baterias).

1.4 Objetivos Específicos

Para atingir os resultados experimentais, os seguintes objetivos específicos do trabalho são:

- a) realizar a modelagem do eletrolisador tipo PEM, considerando as peculiaridades da alimentação fotovoltaica e eólicoelétrica para funcionamento;
- b) analisar a implementação de dados de geração eólicoelétrica e fotovoltaica do Brasil, verificando a possibilidade de produção de hidrogênio de classificação verde;
- c) simular a produção para diferentes variantes, como diferentes fontes de energia elétrica, analisando as melhores opções de geração de hidrogênio, considerando as peculiaridades locais e operativas.

1.5 Estrutura do Trabalho

A estrutura deste trabalho segue da seguinte forma:

No primeiro capítulo, são exibidas a introdução da importância do desenvolvimento do hidrogênio verde como um vetor energético e da transição energética, assim como a posição do Brasil em relação às energias renováveis. Também são exibidos o objetivo geral e os objetivos específicos.

No segundo capítulo, é realizada uma revisão bibliográfica, abordando a transição energética e a possibilidade de implementação do hidrogênio verde como vetor energético que agrega valor a commodities, bem como as vantagens de utilização do eletrolisador do tipo PEM sobre os outros tipos disponíveis. Neste

capítulo também temos a apresentação dos blocos utilizados no simulador e do caso base.

No terceiro capítulo é apresentado os dados de energia elétrica que serão utilizados para o estudo de caso, assim como sua preparação para aplicação no simulador. No quarto capítulo, são mostrados os resultados para as entradas dos dados referentes às entradas de energia apresentadas no capítulo anterior. O quinto capítulo expõe os resultados e conclusões obtidos a partir dos capítulos anteriores e considerações finais. Por último, são exibidas as referências bibliográficas utilizadas de consulta para este trabalho.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

De acordo com Aghakhani *et al.* (2023), com o aumento da população, maior é o consumo global de energia, baseado principalmente em fontes de combustíveis fósseis. O aumento do consumo desses combustíveis resulta em mais emissões de GEE, causando o aquecimento global e alterações climáticas. Quase 80% das emissões de GEE deverão ser reduzidas até 2050, em comparação com 1990, para atingir a meta definida no Acordo de Paris, que é limitar o aumento da temperatura média global a 2°C. Desta forma, a busca por uma alternativa de geração de energia através de recursos energéticos primários não-esgotáveis e renováveis torna-se cada vez mais importante.

Conforme examinado por Hassan *et al.* (2023), uma dessas alternativas é o hidrogênio verde, que tem potencial para se tornar um componente chave na transição para um futuro mais sustentável. O hidrogênio verde é uma alternativa promissora que tem ganhado força nos últimos anos como potencial solução para os desafios da transição para um futuro energético sustentável. Há diversas formas de produção de hidrogênio, porém, segundo a análise feita por Noussan *et al.* (2020), o hidrogênio verde é produzido através do processo de eletrólise, que envolve a separação das moléculas de água em seus átomos constituintes de hidrogênio e oxigênio, usando eletricidade. Segundo Karaca, Dincer e Nitefor (2022), a partir de um sistema proposto que compreende um grupo de turbinas eólicas de 40 MW e um grupo de módulos solares fotovoltaicos de 20 MW, foi possível gerar 316 GWh de eletricidade anualmente, além de prover 124,07 toneladas de água potável diariamente para Antígua e Barbuda. Além disso, o sistema proposto ainda é capaz de reduzir as emissões de GEE em 88%, na operação, em comparação com as emissões da usina existente alimentada por óleo combustível pesado.

Entre as diversas formas de produzir hidrogênio verde através da eletrólise, conforme investigado por Aghakhani *et al.* (2023) e Sharshir *et al.* (2023), o eletrolisador do tipo PEM possui algumas vantagens em relação aos outros, como custo operacional menor, pois pode operar com uma alta densidade de energia, os gases possuem alta pureza e é mais efetiva em tensões mais altas. Em comparação com o alcalino, o PEM possui maior eficiência celular e opera de forma mais flexível em relação à faixa de carga. Em adição, o eletrolisador do tipo PEM pode operar com

uma maior densidade de corrente. Em comparação com a célula eletrolisadora de óxido sólido (SOEC), o PEM opera em temperatura menor. Por sua vez, a SOEC possui algumas desvantagens em relação a estabilidade e degradação que deverão ser resolvidos antes de sua comercialização em projetos de larga escala. Em Zorazahar *et al.* (2023), o tipo PEM é uma das tecnologias mais promissoras para produção deste vetor energético. Além disso, o eletrolisador do tipo PEM é uma unidade com design compacto, possui alta densidade de corrente (acima de 2 A por cm^2), eficiência (80-90%), elevada resposta, opera em baixas temperaturas (20 e 80°C) e produz hidrogênio puro (99,99%) e oxigênio como subproduto.

Em Aghakhani *et al.* (2023), foi investigado as emissões atuais de CO_2 relacionadas à geração de hidrogênio na Austrália e na Itália por meio das tecnologias PEM e Alcalino. Descobriu-se, então, que a energia mínima necessária para produzir hidrogênio com base na energia livre e na entalpia de Gibbs² é 32,95 kWh/kg e 39,70 kWh/kg, para os eletrolisadores PEM e alcalino, respectivamente. Prevê-se que em 2030, em comparação com 2019, haja uma redução de cerca de 18% nas emissões de CO_2 da rede elétrica nacional na Austrália, o que resultaria na diminuição de cerca de 25-35 kg de emissão de CO_2 por 1 kg de produção de hidrogênio pela tecnologia PEM e 30-40 kg para alcalina. Portanto, ressalta-se a importância de avaliar as diferentes formas de alimentação do eletrolisador tipo PEM, seja por fonte solar fotovoltaica ou eolioelétrica.

Segundo a revisão realizada por Carmo *et al.* (2013), na qual o hidrogênio é frequentemente considerado o melhor meio para armazenar energia proveniente de recursos energéticos não-esgotáveis, renováveis e intermitentes, o eletrolisador do tipo PEM fornece uma solução sustentável para a produção de hidrogênio e é adequado para utilização com plantas eolioelétricas e solar fotovoltaicas.

Mostafaeipour, Rezaei, Moftakharzadeh, Qolipour e Salimi (2019) realizaram um estudo em quatro cidades da província de Ardebil, chamadas Ardebil, Khalkhal, Namin, e Meshkinshahr, localizadas no norte do Irã, onde avaliaram uma série de estudos de atratividade econômica visando a instalação de um parque eolioelétrico para atender a demanda energética dos setores industriais e de agricultura dessas

² A energia livre de Gibbs é definida como o trabalho não volumétrico disponível para o trabalho externo, incluindo os elétrons em movimento ao longo dos circuitos externos, em um processo isotérmico e isobárico (Aloui; Varuvel; Sonthalia, 2023).

províncias. Desse modo, o excedente da produção de energia elétrica pode ser direcionado para suprir a produção de hidrogênio verde para comercialização nesses setores. Neste estudo, foi avaliado, com base na disponibilidade do vento, na potência gerada pelos aerogeradores, entre outros, um investimento do valor de um ano de contas elétricas dos setores industrial e agrícola para a instalação de dois modelos de aerogeradores: o primeiro de potência unitária de 3,5kW e o segundo de 100kW, obtendo um payback de 13 e 5 anos, respectivamente, na cidade de Ardebil. Os resultados apontam um excedente de geração de aproximadamente 25% do seu uso total de energia após os custos para estabelecer o parque eólicoelétrico. Assim, com a utilização do aerogerador de 100 kW, seria possível a produção de 5,253 t, 3,242 t, 4,554 t e 3557 t de hidrogênio por ano para as cidades de Ardebil, Khalkhal, Namin, e Meshkinshahr, respectivamente.

Em Xiang *et al.* (2021), foi realizado um estudo sobre a produção de hidrogênio através de fontes naturais, como vento, sol, biomassa e geotérmicas para o Paquistão. Através do método FAHP (*Fuzzy Analytical Hierarchical Process*), verificou-se que o potencial de energia eólica é a melhor opção para o Paquistão pela sua viabilidade econômica e capacidade de gerar hidrogênio. Ademais, por conta da efetividade do mecanismo de transformação do hidrogênio, é estimado que a geração eólicoelétrica possa produzir aproximadamente 0,855 bilhões de quilos, satisfazendo cerca de 22% da demanda do país.

Martínez-Gordón *et al.* (2022), explorou os benefícios tecnológicos e econômicos de uma NSOG (Rede *Offshore* do Mar do Norte) por meio de dois estudos de casos: uma rede *offshore* de geração de energia, onde apenas são permitidos investimentos em ativos de geração de energia e uma rede *offshore* de geração de energia e hidrogênio, onde os investimentos em ativos de hidrogênio *offshore* também são permitidos (ou seja, eletrolisadores *offshore*, novos gasodutos de hidrogênio e equipamentos modernizados de gasodutos de gás natural). Os resultados para os cenários mostram que a implementação de uma rede *offshore* proporciona economias de custos relevantes, que vão desde 1% a 4,1% de redução relativa de custos para o caso em que houve somente investimentos em ativos em geração de energia e variando de 2,8% a 7% de redução relativa de custos para o caso em que foi realizado investimentos em ativos de geração de energia e hidrogênio. Em geral, o conceito de NSOG permite integrar quantidades maiores de OWPPs (Usinas eólicoelétricas

offshore) em até 283 GW em *High-Voltage Direct Current* (HVDC) e aumentar a interconectividade transfronteiriça entre os países do Mar do Norte em até 196 GW de interconectores HVDC no NSOG, reduzindo substancialmente os custos totais do sistema. Quando permitida, a implantação da eletrólise em *offshore* é considerável, variando de 61 GW para 96 GW, com fatores de capacidade em torno de 30%.

Jiang *et al.* (2022) realizaram um estudo de exploração de recursos eólicos *offshore*, onde definiu-se uma estratégia de desenvolvimento para um projeto de hidrogênio-eólico. A eficiência do eletrolisador PEM é deduzida na presença de envelhecimento e mudança de potência de operação, uma vez que impacta diretamente na produtividade do hidrogênio. O estudo considera as flutuações aleatórias da produção eolioelétrica *offshore* e o preço de substituição do eletrolisador, que é o dispositivo principal do sistema de hidrogênio, e o envelhecimento do eletrolisador, necessários para atingir o valor presente líquido máximo de referência para o projeto de hidrogênio-eólico. A melhoria da eficiência, a redução de custos e a capacidade de energia eólica intermitente da eletrólise PEM aumentam e um maior retorno econômico emerge devido, em grande parte, à maior eficiência do que o eletrolisador alcalino, considerando a implementação do eletrolisador PEM. Diversos problemas estão presentes em um projeto hidrogênio-eólico, incluindo a tecnologia, o transporte, o armazenamento, o carregamento, suas interdependências e a mais preocupante, o custo-eficácia. Um estudo de caso considerou um parque eolioelétrico hipotético a 200 km de distância com capacidade instalada de 405,12 MW. Assim, obteve-se que a capacidade ótima do eletrolisador é de 336,1 MW, enquanto a capacidade calculada é de 360 MW que fica em linha com a potência calculada do parque eolioelétrico. Quando a média da velocidade do vento diminui de 11m/s para 9m/s, a capacidade ótima do eletrolisador é reduzida de 336,1 MW para 273,8 MW, o que indica que é indispensável avaliar os recursos eólicos. Com o aumento das horas operacionais do eletrolisador, a eficiência do PEM é diminuída, assim, a avaliação econômica que não considera o fator de envelhecimento do eletrolisador tende a ser muito mais otimista, o que potencialmente agrava o risco do investimento.

Em Pérez-Vigueras *et al.* (2023), foi realizada uma pesquisa que fornece uma revisão abrangente do estado atual da investigação e do avanço tecnológico no domínio da energia eolioelétrica *offshore* e outras formas de produção energia elétrica que podem ser obtidas junto a fontes energéticas marinhas para a geração de

hidrogênio verde. As melhores características técnicas que um parque marinho deve ter, é fator de capacidade igual ou superior a 50%, assim como velocidades de vento superiores a 7 m/s (para parques eólicos *offshore*), e quanto mais próximo o parque oceânico estiver da costa, mais econômico e flexível será para o operador e haverá menos perdas de energia. O eletrolisador mais adequado para ambientes marinhos é atualmente o do tipo PEM devido ao seu tempo de resposta mais rápido à energia intermitente proveniente de energias marinhas e por ter um melhor comportamento ambiental. A produção de hidrogênio com tecnologias oceânicas é viável e é uma forma de aumentar a confiabilidade e qualidade da energia.

No estudo realizado por dos Santos *et al.* (2023), foi realizado um estudo com o objetivo de avaliar o *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH), que indica quanto custa para produzir 1 kg de hidrogênio verde, considerando os custos de investimento necessários (CAPEX) e o custo de operação (OPEX) envolvido em sua produção, por geração eólicoelétrica *offshore* e geração solar fotovoltaica localizada no estado da Bahia, nordeste do Brasil. Para tanto, no estudo foram analisados dois cenários para uma planta de eletrolisador PEM, de 50 MW e 100 MW, respectivamente. O resultado obtido mostra que, apesar do baixo custo, a intermitência do recurso energético primário deve ser considerada para a operação da usina, onde a usina eólicoelétrica *offshore* tem a vantagem de ser instalada perto da principal fonte da eletrólise, a água. Apesar desta vantagem e do grande espaço disponível, esse cenário apresenta um elevado custo de oportunidade. Por fim, nota-se que um sistema híbrido unindo ambas as fontes apresentam o maior potencial para uma estratégia viável.

Brezak, Kovac e Firak (2022) realizaram uma simulação utilizando o MATLAB/simulink, um *software* para calcular e traçar os parâmetros de saída desejados e comparar esses resultados com os dados obtidos de vários fabricantes de eletrolisadores. A eletrólise da água usando um eletrolisador PEM é uma das formas mais eficientes de produção de hidrogênio. Para o eletrolisador mencionado, é implementado um modelo matemático cujo objetivo é descrever e prever melhor o comportamento do sistema e seus parâmetros de saída com uma breve visão geral das suposições introduzidas para simplificar o modelo e seu erro geral. No modelo simulado foi calculado e descrito uma pilha de eletrolisadores PEM de 1 kW composta por 15 células conectadas em série, além de apresentar equilíbrio simplificado do sistema utilizando microchip Arduino MEGA controlado com código apropriado. A

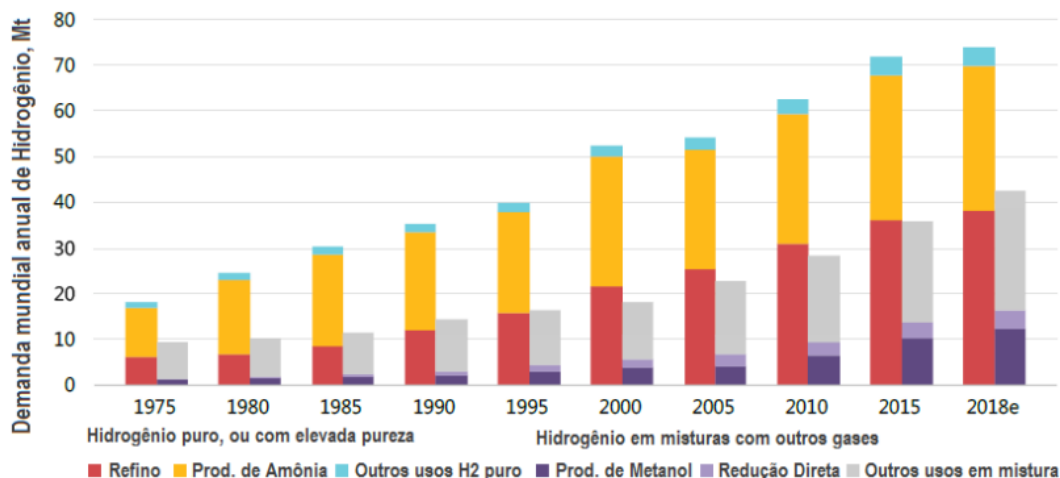
precisão do modelo é avaliada executando simulações usando parâmetros de eletrolisador disponíveis comercialmente. Os resultados da simulação e os diagramas, com sua semelhança com os dados experimentais, provaram que o modelo matemático fornecido neste trabalho descreve muito bem o comportamento prático de um eletrolisador PEM.

2.1 Serviços demandados à planta de hidrogênio

O uso do H_2 como meio de produção em diversos setores econômicos industriais oferece uma solução para a descarbonização da aplicação de energia onde a utilização direta de eletricidade renovável não é tecnicamente viável ou não apresenta uma solução custo-efetiva, como indústrias pesadas, navegação, aviação ou armazenamento de energia sazonal. A produção atual de hidrogênio é um contribuidor assíduo para a mudança climática, visto que os métodos atuais de produção produzem muitos GEE, portanto, para atingirmos a meta de descarbonização, a produção de hidrogênio precisa mudar drasticamente (IRENA, 2023).

O mercado de hidrogênio para o ano de 2019, em valor econômico, correspondeu a um montante de 118 a 136 bilhões de dólares. Além dos mercados já tradicionais de fertilizantes, refino e outros, como gases industriais e hospitalares, novos mercados poderão ser desenvolvidos em diversos segmentos, como transporte, geração elétrica, armazenamento de energia e processos industriais (EPE, 2023c). Fornecer hidrogênio para usuários industriais pode ser um grande nicho econômico. A demanda por hidrogênio, desde 1975, já triplicou e continua a aumentar. A demanda por sua forma pura é por volta de 70 milhões de toneladas por ano, sendo 96% deste hidrogênio produzido por combustíveis fósseis. Por conta disto, a produção de H_2 é responsável pela emissão de 830 milhões de toneladas de dióxido de carbono por ano, equivalente às emissões da Indonésia e do Reino Unido combinadas (IPEA, 2019). A Figura 6 mostra a evolução da demanda de hidrogênio ao longo dos anos.

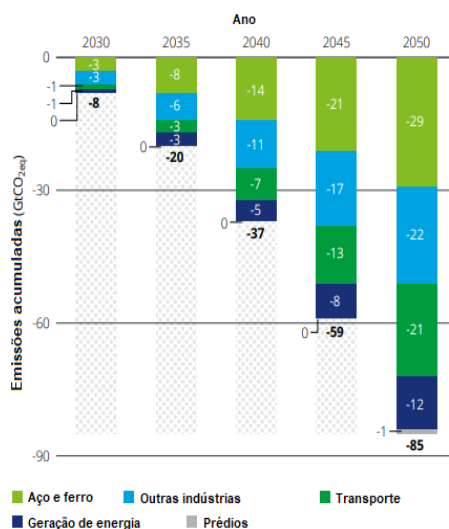
Figura 6 - Demanda de hidrogênio puro e em misturas



Fonte: EPE (2023c).

Segundo o relatório disponibilizado pelo Deloitte (2023), até 2050, a demanda por hidrogênio verde nas indústrias de aço, ferro e outras poderá chegar até 250 MtH_{2eq}, ou 42% da demanda total. Desta forma, o hidrogênio pode ajudar a descarbonizar a matéria-prima na produção de amônia para fertilizantes e metanol para plásticos e têxtil. Em geral, hidrogênio em sua forma pura também pode ser utilizado em aplicações industriais que dependem de altas temperaturas, como a metalurgia, química, manufatura de fibras têxteis, eletrônicos, entre outros. A Figura 7 exibe a previsão de capacidade de redução de GEE de 2030 até o ano de 2050, em que serão necessários 125MtH_{2eq}, cerca de um quinto da demanda total.

Figura 7 - Capacidade de redução de GEE a partir do hidrogênio de 2030 a 2050



Fonte: Adaptado de Deloitte (2023).

Além de promover a descarbonização no setor de transportes, o hidrogênio ocupa um papel importante em sistemas de potência por conta de sua flexibilidade. Esta flexibilidade ocorre devido aos períodos de excesso de geração através de ventos fortes ou elevada irradiação solar, onde o hidrogênio pode ser produzido por eletrólise da água e armazenado para que então seja convertido novamente para energia em períodos de alta demanda ou ofertado para setores produtivos (Deloitte, 2023).

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2023 (EPE, 2023a), o consumo final de energia elétrica para o ano de 2022 foi de 586086 GWh, onde 218743 GWh deste consumo foi demandado pelo setor Industrial, o que corresponde a 37,32% do ano. A Figura 8 exibe o consumo em GWh por setor para os anos de 2013 a 2022.

Figura 8 - Consumo em GWh por setor

	GWh									
FLUXO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PRODUÇÃO	577.707	596.256	586.647	584.388	595.574	607.203	633.032	628.764	656.109	677.173
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	484.673	496.510	484.922	480.361	491.148	500.231	523.943	514.800	542.141	551.554
AUTOPRODUTORES	93.034	99.746	101.725	104.028	104.427	106.972	109.089	113.963	113.968	125.619
IMPORTAÇÃO	40.334	33.778	34.642	41.313	36.511	34.980	25.156	25.113	23.147	17.887
EXPORTAÇÃO	0	-3	-219	-518	-156	-1	-199	-395	-44	-4.979
PERDAS	-94.995	-91.759	-90.901	-98.317	-97.619	-97.973	-105.912	-105.780	-106.374	-103.995
CONSUMO TOTAL	523.046	538.273	530.168	526.867	534.310	544.209	552.077	547.701	572.838	586.086
CONSUMO FINAL	523.046	538.273	530.168	526.867	534.310	544.209	552.077	547.701	572.838	586.086
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	523.046	538.273	530.168	526.867	534.310	544.209	552.077	547.701	572.838	586.086
SETOR ENERGÉTICO	36.591	36.874	37.207	35.262	35.889	37.270	38.822	38.322	38.860	35.799
RESIDENCIAL	124.896	132.302	131.198	132.895	134.440	137.810	143.053	148.845	151.130	155.599
COMERCIAL	84.397	90.640	91.444	88.906	90.198	90.618	94.641	84.788	90.337	97.109
PÚBLICO	41.332	42.851	43.443	43.342	43.308	45.369	46.215	42.831	42.711	44.567
AGROPECUÁRIO	23.786	26.581	26.790	28.242	28.736	30.414	30.434	32.525	34.266	32.288
TRANSPORTES	1.884	1.979	2.055	2.007	2.055	1.968	1.629	2.014	2.000	1.981
FERROVIÁRIO	1.884	1.979	2.055	2.007	2.055	1.968	1.629	2.014	2.000	1.981
INDUSTRIAL	210.159	207.046	198.031	196.213	199.684	200.760	197.284	198.377	213.535	218.743
CIMENTO	7.826	7.920	7.111	6.372	6.005	5.887	6.080	6.763	7.290	7.098
FERRO-GUSA E AÇO	19.671	19.441	18.714	17.264	18.935	19.225	17.705	16.937	19.186	18.124
FERRO-LIGAS	7.508	7.908	6.826	9.045	9.381	10.135	9.887	10.284	10.122	10.278
MINERAÇÃO E PELOTIZAÇÃO	11.842	12.292	12.742	11.821	12.497	13.215	12.006	11.825	12.724	11.767
NÃO-FERROSOS E OUTROS DA METALURGIA	36.107	32.553	26.929	27.112	27.292	24.875	24.764	25.683	27.629	27.165
QUÍMICA	22.817	22.361	22.562	22.102	22.152	22.660	20.994	20.756	23.056	23.532
ALIMENTOS E BEBIDAS	27.400	27.035	26.081	26.913	27.483	25.904	26.206	29.245	28.834	29.078
TÊXTIL	7.384	7.236	6.512	6.250	6.514	6.392	6.361	5.635	6.620	6.229
PAPEL E CELULOSE	19.594	20.711	21.684	22.699	23.234	23.926	23.434	23.566	24.464	26.050
CERÂMICA	4.422	4.378	3.940	3.743	3.743	3.699	3.743	3.336	3.733	3.635
OUTROS	45.588	45.212	44.928	42.892	42.448	44.842	46.105	44.348	49.879	55.787

Fonte: EPE (2023b).

Desde 2020, podemos observar um aumento na demanda de energia elétrica por parte das indústrias brasileiras, onde grande parte destas utilizam o hidrogênio, H₂, como insumo, que pode variar conforme o segmento industrial. Como exemplo, podemos mencionar o setor de fertilizante, que utiliza uma grande quantidade de hidrogênio de classificação cinza. Conforme explica o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA, 2022), a amônia é o insumo mais importante para produção de fertilizantes e sua produção utiliza o hidrogênio extraído do gás natural,

que por sua vez impacta na construção de plantas fertilizantes por conta de sua precificação. Em 2018, o Brasil consumiu 35 milhões de toneladas de fertilizantes, onde 28 milhões de toneladas foram importados. Essa importação representa 30% do total negativo na balança comercial de produtos químicos e revela uma dependência da variação de preços internacionais. Desta forma, o hidrogênio verde produzido de forma descentralizada traria uma menor dependência na importação destes fertilizantes e uma balança comercial mais positiva.

Além da indústria de fertilizantes, podemos citar as siderúrgicas, que compõem com cerca de 7% das emissões de carbono no mundo. A utilização de hidrogênio verde, neste caso, substitui o carvão nos processos de redução do minério de ferro, reduzindo em até 95% as emissões de CO₂, quando comparado ao processo tradicional (IPEA, 2022).

É importante ressaltar que, caso a produção em larga escala do H₂V seja feita de forma centralizada, o transporte e armazenamento devem ser considerados, e isto aumentaria tanto o custo de operação quanto a pegada de carbono do processo. No caderno disponibilizado pela FGV Energia (2023), pode-se verificar que a densidade energética gravimétrica e a densidade energética volumétrica são essenciais para a comparar a eficiência do armazenamento e transporte do hidrogênio com combustíveis fósseis. Assim, devido ao baixo desempenho em densidade energética volumétrica, são necessários tanques de armazenamento e transporte maiores ou com elevada pressurização para conter uma quantidade considerável de H₂. A amônia (NH₃), é uma alternativa como “carregador” de hidrogênio, pois pode ser mais facilmente liquefeita, melhorando sua densidade energética volumétrica. O H₂ pode ser liquefeito por resfriamento em temperaturas abaixo de -253°C, porém este processo consome cerca de 30% de seu conteúdo energético. Apesar desta perda, ele possui a vantagem de alcançar densidades mais altas em relação ao estado gasoso.

O NH₃ possui uma densidade de energia por volume maior que o H₂ líquido e pode ser armazenado e transportado como líquido a cerca de -33°C a 1 bar, causando um menor custo de transporte através de dutos, navios, caminhões e outros meios de transporte a granel (FGV Energia, 2023). Todos estes procedimentos, como a síntese e desidrogenação (eliminação do hidrogênio H₂), consomem energia, diminuindo a

quantidade entregue de hidrogênio, prejudicando assim a produção centralizada. A Figura 9 apresenta a comparação da porcentagem entregue da produção até a sua utilização em usinas de H₂ centralizada.

Figura 9 - Porcentagem de perda de energia para hidrogênio e amônia



Fonte: FGV Energia (2023).

2.2 Recursos ofertados à planta de hidrogênio

Para a produção do hidrogênio classificado como verde, é necessário a utilização da eletrólise da água com suprimento de energia elétrica proveniente de recursos energéticos primários não esgotáveis e renováveis, como eólica, solar e hidráulica. Em janeiro de 2024, o Brasil possui uma capacidade instalada outorgada de 371.474 MW, porém apenas uma potência fiscalizada de 198.673 MW, que está em operação, conforme mostra a Figura 10.

Figura 10 - Capacidade instalada no Brasil em 2024

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% (Pot. Fiscalizada)
UHE	221	103.580.021,00	103.197.797,00	51,94%
UTE	3126	56.201.061,91	46.295.389,31	23,30%
EOL	1647	55.541.791,86	28.944.823,86	14,57%
UFV	21237	144.710.462,17	11.580.333,50	5,83%
PCH	532	7.222.043,22	5.802.606,57	2,92%
UTN	3	3.340.000,00	1.990.000,00	1,00%
CGH	695	878.883,26	863.001,26	0,43%
Total	27461	371.474.263,42	198.673.951,50	100,00%

UHE = Usina Hidrelétrica

UTN = Usina Termonuclear Angra

UTE = Usina Termoelétrica

CGH = Centrais Geradoras Hidrelétricas

EOL = Central Geradora Eólica

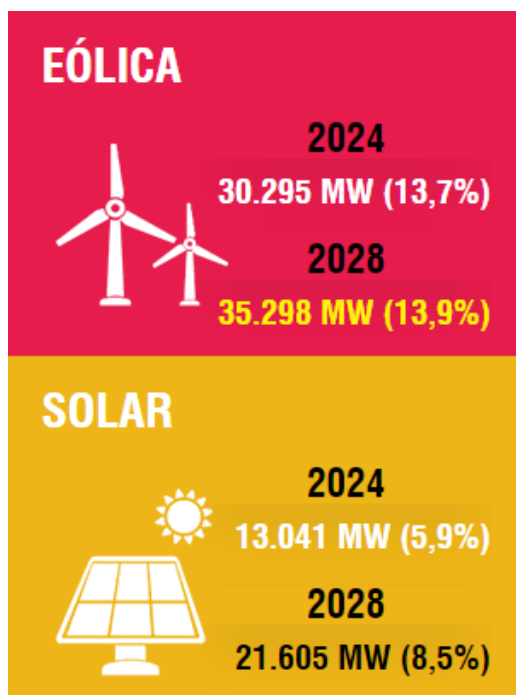
UFV = Central Geradora Fotovoltaica

PCH = Pequena Central Hidrelétrica

Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

As fontes renováveis, sendo elas usinas hidrelétricas, eólicas, fotovoltaicas e de biomassa, correspondem a 84,13% da matriz elétrica. Conforme é possível verificar, tanto as usinas fotovoltaicas, que possuem uma potência fiscalizada de 11.580 MW e potência outorgada de 144.710 MW, quanto as usinas eólicas, que possuem uma potência fiscalizada de 28.944 MW e uma potência outorgada de 55.541 MW, apresentam, para os próximos anos, um aumento significativo na oferta destes dois modos de geração de energia elétrica. Segundo a Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), de maio de 2024 a dezembro de 2028, a geração eólica aumentará de 30.295 MW para 35.298 MW, um aumento percentual de 16,51%. Já para a geração fotovoltaica, prevê-se um aumento de 13.041 MW para 21.605 MW, um aumento que representa 65,67%. A Figura 11 apresenta os aumentos percentuais em relação à capacidade total instalada.

Figura 11 - Evolução da capacidade instalada no SIN - Maio 2024 / Dezembro 2028



Fonte: Adaptado de ONS (2024).

Conforme visualizado no mapa atualizado da matriz elétrica brasileira (Figura 12 e Figura 13) disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), grande parte da geração de energia dependente de fontes renováveis como solar e eólica, estão localizados na parte norte/nordeste do Brasil por conta da maior quantidade de incidência solar e condições favoráveis de vento. Desta forma, o Brasil além de ser um polo em geração de energia elétrica por recurso energético primário não-esgotável, renovável e sustentável, possui um grande potencial para ampliação da capacidade de geração de energia elétrica com emissões de carbono muito baixas. As Figuras 12 e 13 mostram a matriz elétrica brasileira para geração eólioelétrica e fotovoltaica, correspondentemente.

Figura 12 - Mapa da matriz elétrica brasileira de geração eólicoelétrica



Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

Figura 13 - Mapa da matriz elétrica brasileira de geração fotovoltaica



Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

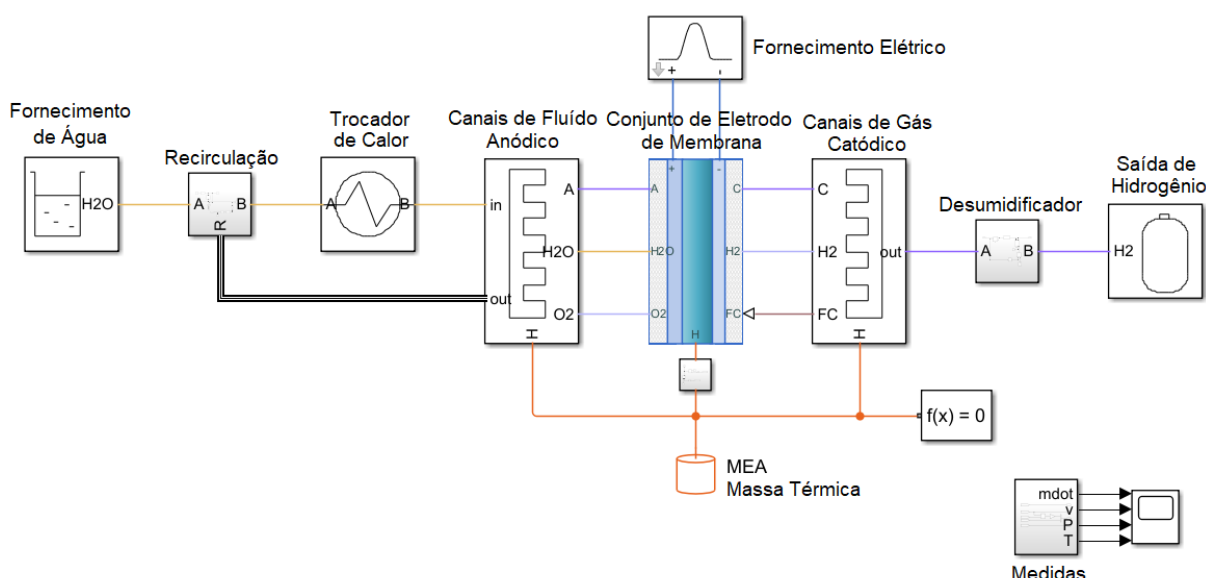
Desta forma, é necessário avaliar o desempenho de uma planta de produção de hidrogênio que concilie a oferta de fatores de produção à planta, como a eletricidade proveniente de módulos fotovoltaicos e aerogeradores com os serviços

energéticos demandados à planta, conforme visto anteriormente com as indústrias exemplificadas nesta seção.

2.3 Modelagem e simulação de plantas de hidrogênio

Diversas informações devem ser consideradas para que seja possível simular a produção de hidrogênio a partir de eletrolisadores PEM. No simulador utilizado, estes processos são interpretados como blocos através do Simulink, onde cada bloco realiza uma função baseada nos dados de eletrolisadore. O simulador modelado possui 10 blocos, os quais serão aprofundados e apresentados, conforme a Figura 14.

Figura 14 - Simulação de um eletrolisador do tipo PEM no Simulink



Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

2.3.1 Bloco Fornecimento Elétrico

Para que o eletrolisador PEM consuma energia elétrica e realize a divisão de H_2O em H_2 e O (oxigênio), é necessário que seja alimentado por um bloco denominado Fornecimento Elétrico, neste há por padrão três perfis diferentes. O primeiro, é o Perfil Solar, em que são inseridos os dados de geração elétrica de módulos fotovoltaicos, discretizados em 24 valores que fazem relação com as horas do dia. O segundo perfil, Perfil Rampa, simula uma alimentação inicialmente de valor nulo que cresce linearmente ao longo do tempo simulado. O terceiro perfil, Perfil Degrau, inicia com a primeira hora sem alimentação elétrica, seguindo instantaneamente para o valor

nominal para o demais horizonte de simulação da operação. A Figura 15 mostra o bloco Fornecimento Elétrico com o Perfil Solar selecionado.

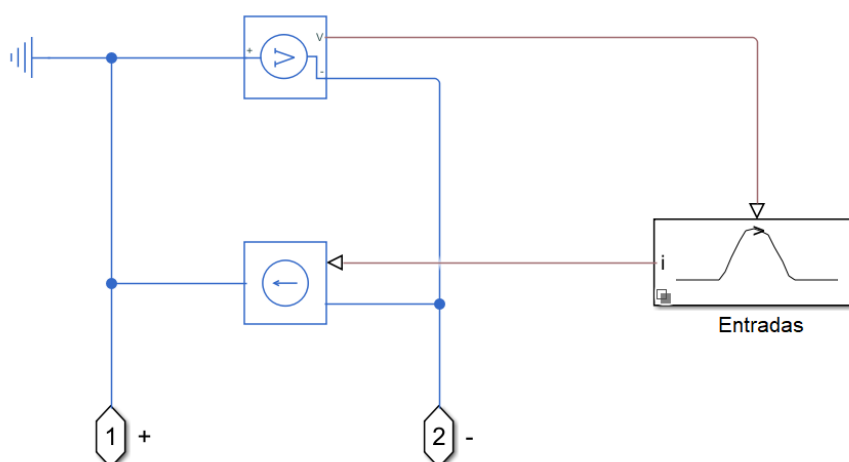
Figura 15 - Perfil Solar para o bloco Fornecimento Elétrico



Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

Através do sub-bloco Entradas, dotado de sinalização de um sensor de tensão ideal e de uma fonte de corrente controlada, o eletrolisador é alimentado através da porta 1 (positiva) e porta 2 (negativa). A Figura 16 apresenta o esquema deste bloco.

Figura 16 - Informações do bloco Fornecimento Elétrico

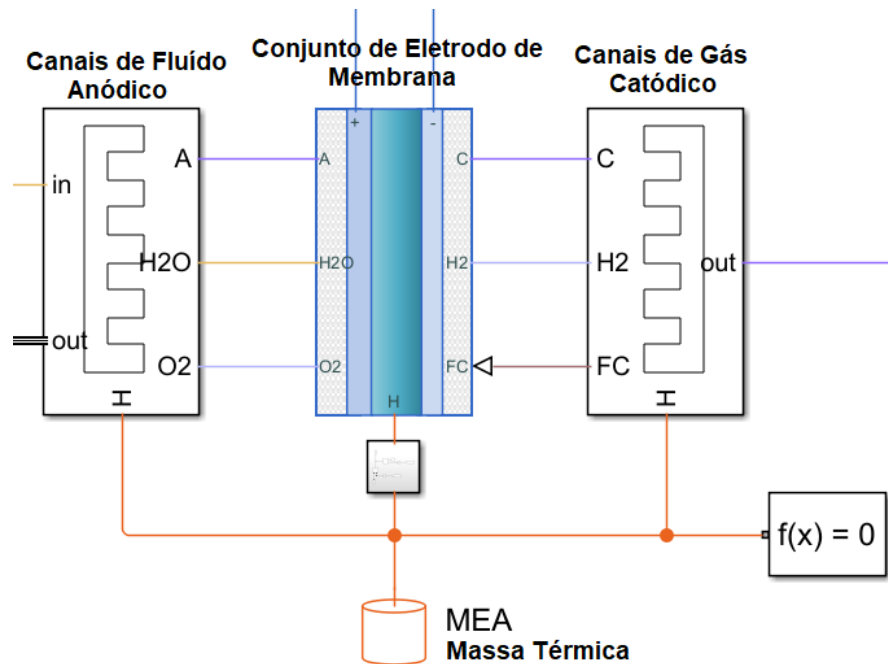


Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

2.3.2 Bloco Conjunto de Eletrodo de Membrana

O bloco central, denominado “Conjunto de Eletrodo de Membrana” (MEA), é onde os parâmetros construtivos da pilha, como número de células, área de célula e outros parâmetros, são informados. O MEA também consome água através da conexão com o bloco Canais de Fluido Anódico (CFA), produzindo oxigênio e hidrogênio nos canais anódico e catódico, respectivamente, dissipando energia em forma de calor para o bloco Massa Térmica conectado. A Figura 17 apresenta o MEA, juntamente com os canais anódico e catódico.

Figura 17 - Blocos Canais de Flúido Anódico, Conjunto de Eletrodo de Membrana, Canais de Gás Catódico e Massa Térmica

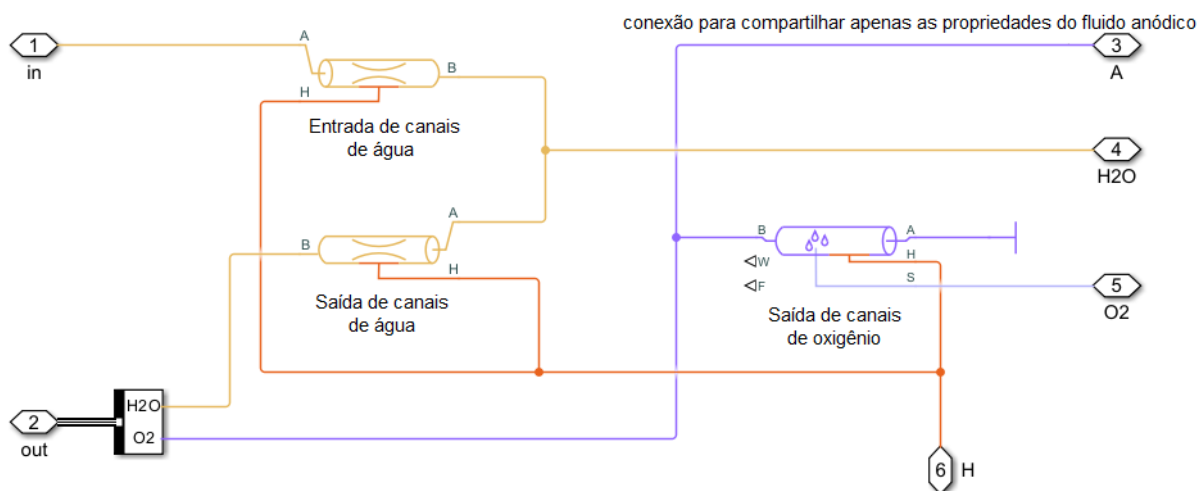


Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

2.3.3 Bloco Canais de Flúido Anódico

O bloco CFA, conectado do lado esquerdo do MEA, conforme Figura 14 e apresentado na Figura 17, modela o fluxo de saída de oxigênio juntamente com a dinâmica de fluxo na rede térmica. Assim, conforme Figura 18, na porta 1 tem-se a entrada da água no sistema, advinda do bloco Trocador de Calor, que alimenta o MEA através da porta 4. Na porta 2, tem-se a saída do excesso de água e do oxigênio, que irão até o bloco Recirculação, onde a separação e a reutilização são realizadas. Na porta 3, tem-se a conexão que compartilha as propriedades do fluido anódico com o MEA. Na porta 5, tem-se a entrada de oxigênio produzida, que passa pelo cano de saída de canais de oxigênio e contém um volume constante de ar úmido, condensando a maioria deste ar, e conduzindo para a porta 2, permitindo a recirculação da água e oxigênio. Por fim, a porta 6 conduz a conservação térmica associada a parede dos canos, que conduz ao bloco Massa Térmica. A Figura 18 apresenta o esquema de funcionamento do bloco anódico.

Figura 18 - Funcionamento do bloco Canais de Fluido Anódico

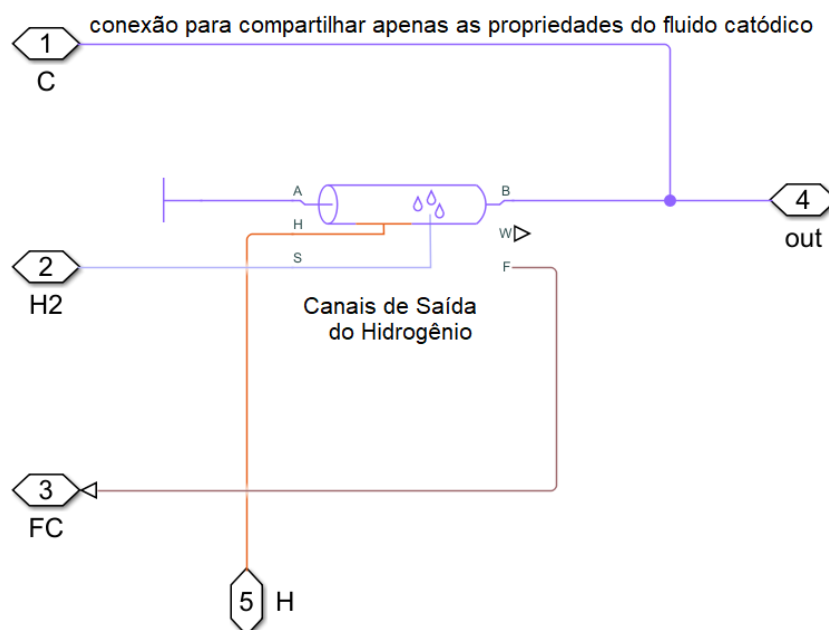


Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

2.3.4 Bloco Canais de Gás Catódico

O bloco Canais de Gás Catódico (CGC), conectado do lado direito do MEA na Figura 14 e apresentado na Figura 19, modela o fluxo de saída de hidrogênio juntamente com a dinâmica de fluxo na rede térmica. Na porta 1, tem-se a conexão que compartilha as propriedades do fluido catódico com o MEA. Na porta 2 tem-se a entrada de hidrogênio produzido no MEA, passando pelo cano de saída de hidrogênio, que contém um volume constante de ar úmido, levando o hidrogênio produzido até a porta 4, onde é conduzido para o bloco Desumidificador. Na porta 3, tem-se o sinal físico registrando as medições de volume de umidade. Por fim, a porta 5 trata da conservação térmica associada à parede dos canos, que leva ao bloco Massa Térmica. A Figura 19 apresenta o esquema de funcionamento do bloco catódico.

Figura 19 - Funcionamento do bloco Canais de Gás Catódico

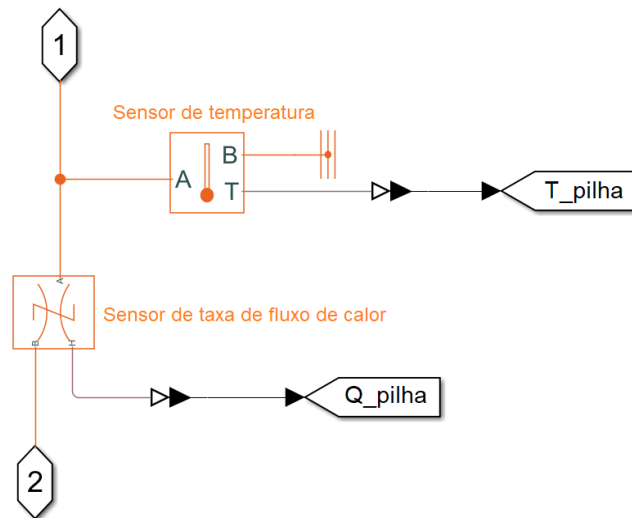


Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

2.3.5 Sub-bloco Dissipação de Calor

Entre o MEA e o bloco Massa Térmica, tem-se o sub-bloco de Dissipação de Calor (Figura 20), que recebe na porta 1 a conservação térmica dos canos, onde passa por sensor de temperatura, que através da saída T informa a diferença de temperatura no sensor. Esta medição é positiva quando a temperatura em A é maior que em B, sendo conectada a uma referência térmica de zero absoluto. A saída T_pilha nos informa o resultado da temperatura em cima da pilha de células em graus Celsius. No sensor de taxa de fluxo de calor, a saída H informa a taxa de fluxo de calor, que na saída Q_pilha compõe o calor dissipado no processo. A porta 2 conduz a medição positiva para o bloco Massa Térmica. A Figura 20 apresenta o esquema do sub-bloco Dissipação de Calor.

Figura 20 - Sub-bloco Dissipação de Calor

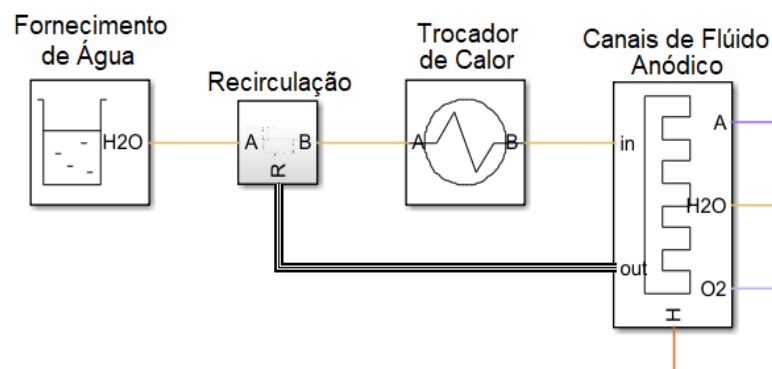


Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

2.3.6 Bloco Fornecimento de Água

Os blocos da esquerda do CFA são, Fornecimento de Água, Recirculação e Trocador de Calor (Figura 21). O primeiro, Fornecimento de Água, modela a alimentação de água do sistema, que permite um fluxo contínuo pelo Canal de Fluido Anódico, consumindo água no processo de eletrólise.

Figura 21 - Blocos Fornecimento de Água, Recirculação, Trocador de Calor e Canais de Fluido Anódico

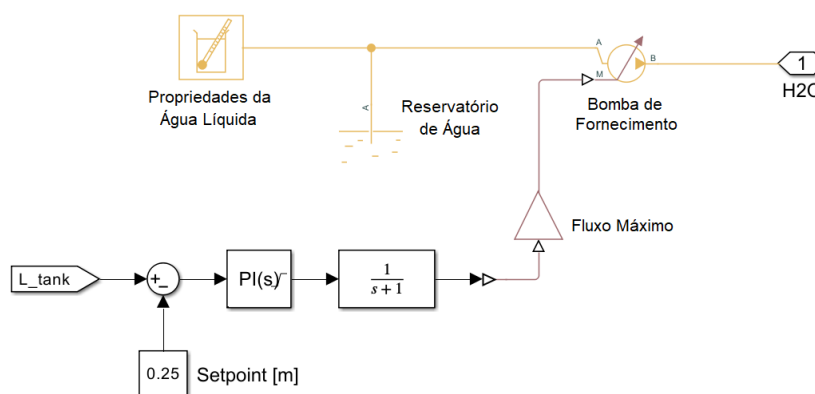


Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

Em Propriedades da Água Líquida, tem-se as propriedades líquidas à rede térmica conectada, onde são definidos parâmetros de temperatura e pressão, como vetor de temperatura, vetor de pressão, pressão atmosférica, entre outros. No Reservatório de Água, o volume de líquido é considerado infinito, onde é conduzido com pressão e temperatura do reservatório. Na Bomba de Fornecimento, tem-se uma

fonte de energia mecânica ideal conectada a uma rede de fluido térmico líquido que mantém a taxa de fluxo de massa controlada. A vazão é definida pela entrada M, em que um valor positivo transfere o líquido de A para B, alimentando o sistema com H₂O. O sistema de controle alimentado por L_tank define o fluxo máximo para a Bomba de Fornecimento. A Figura 22 apresenta estes processos.

Figura 22 - Funcionamento do bloco Fornecimento de Água



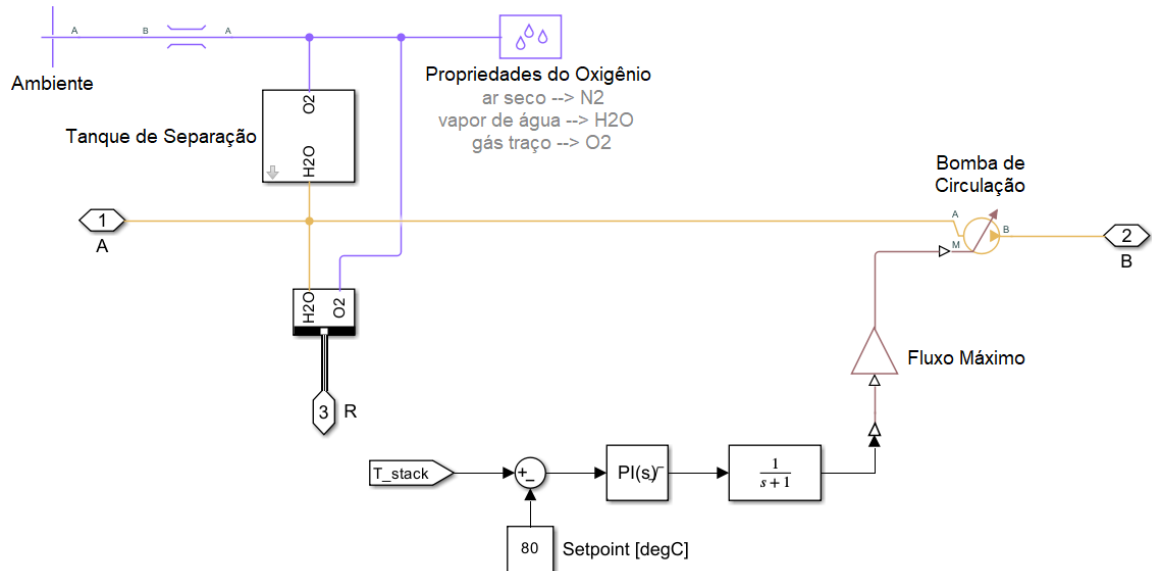
Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

2.3.7 Bloco Recirculação

Na porta 1, temos a chegada da água do bloco Fornecimento de Água, onde se conecta a água que chega através da porta 3, que vem da recirculação do excesso de água proveniente do CFA e a água do Tanque de Separação, seguindo para a Bomba de Circulação. O oxigênio que sai do CFA para o Tanque de Separação. Em Propriedades do Oxigênio, tem-se as propriedades de ar úmido é conectado à rede de ar úmido composta de ar seco, vapor de água e um gás de referência opcional, sendo por padrão o dióxido de carbono. O módulo Ambiente, define as condições de limite constante na rede de ar úmido, em que o volume de ar úmido no reservatório é considerado infinito. O ar úmido sai do reservatório na pressão, temperatura, umidade específica e fração de massa do gás de padrão e entra à pressão do reservatório, porém a temperatura, umidade específica e fração mássica do gás de padrão são determinadas pela rede de ar úmido a montante. Entre o Ambiente e a Propriedades do Oxigênio tem-se a perda de pressão genérica na rede de ar úmido, onde a queda de pressão é proporcional ao quadrado da vazão mássica da mistura e inversamente proporcional à densidade da mistura. A Bomba de Circulação funciona da mesma maneira da bomba no bloco Fornecimento de Água, em que a vazão, dependente da T_stack (temperatura da pilha), na porta M, caso seja um valor positivo, conduz o

líquido da porta A para B, alimentando água ao bloco Trocador de Calor. A Figura 23 apresenta o esquemático deste funcionamento.

Figura 23 - Funcionamento do bloco Recirculação

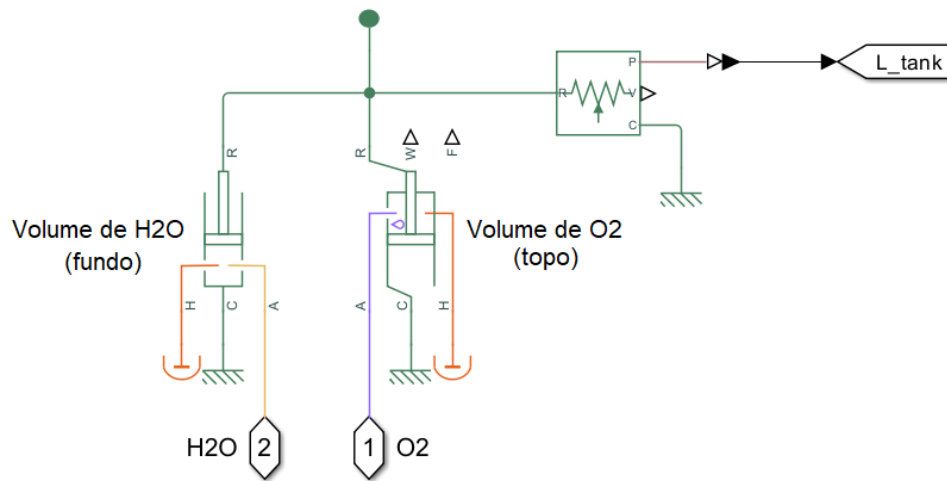


Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

2.3.7.1 Sub-bloco Tanque de Separação

O sub-bloco Tanque de Separação é composto pelo Volume de H₂O, Volume de O₂ e Sensor de Movimento (Figura 24). O Sensor de Movimento ideal mede aceleração, velocidade ou deslocamento na rede translacional mecânica, mas não considera a inércia, atrito, atrasos, entre outros. A porta A corresponde à aceleração, a porta V à velocidade e P à posição. O valor da velocidade é positivo quando a velocidade em R é maior que em C. Em Volume de H₂O, tem-se um volume variável de líquido, onde a temperatura evolui com base na capacidade térmica deste volume. Na porta A, a conservação de líquido térmico é associada à entrada do conversor. Em H, tem-se a conservação térmica da massa térmica do volume líquido. Em R e C, representam as portas de conservação translacional mecânica associadas à interface móvel e ao invólucro do conversor, respectivamente. A Figura 24 apresenta o esquemático do sub-bloco.

Figura 24 - Sub-bloco Tanque de Separação

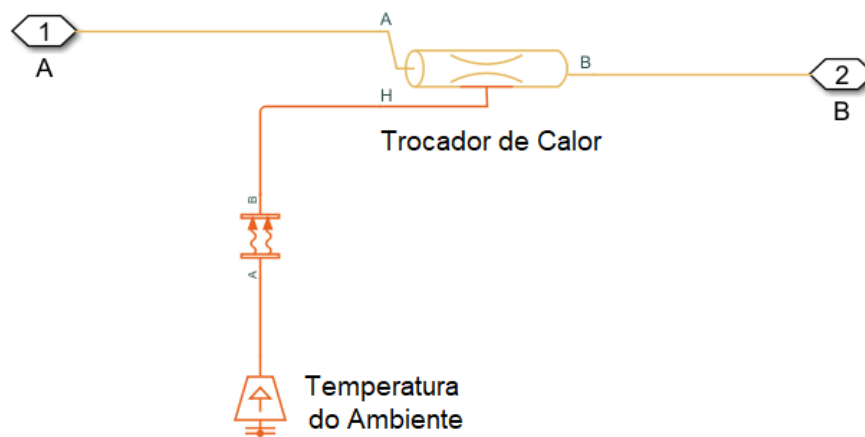


Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

2.3.8 Bloco Trocador de Calor

Este bloco (Figura 25) tem a função de carregar o calor dissipado pelo eletrolisador através do excesso de água e dissipá-lo para o ambiente. No Trocador de Calor, a água entra através da entrada A e sai por B, dirigindo-se para o CFA. Em H, a porta de conservação térmica é associada à parede do tubo. Entre o Trocador de Calor e Temperatura do Ambiente há o sub-bloco Transferência de Calor, que modela a transferência de calor em uma rede térmica por convecção devido ao movimento do fluido. Por fim, temos a Temperatura do Ambiente, que mantém a temperatura ambiente constante na porta, independentemente da taxa de fluxo de calor. A Figura 25 apresenta o esquemático deste bloco.

Figura 25 - Bloco Trocador de Calor

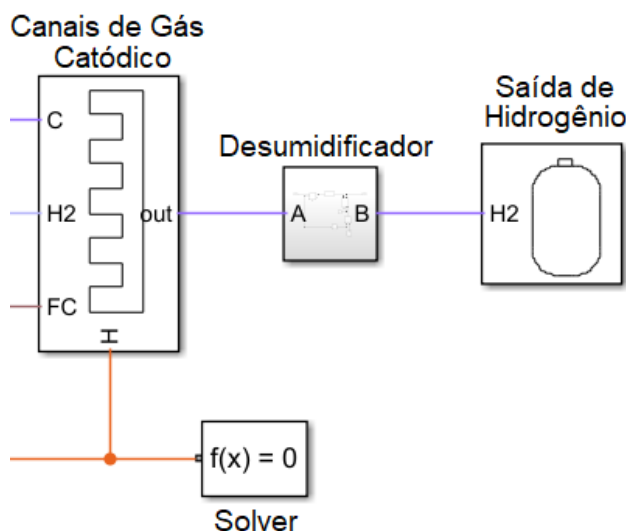


Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

2.3.9 Bloco Desumidificador

O bloco Desumidificador tem o objetivo de retirar o excesso de vapor de água indesejado do hidrogênio, permitindo com que seja produzido com a pureza desejada. A Figura 26 mostra o bloco localizado à direita do CGC.

Figura 26 - Blocos Canais de Gás Catódico, Desumidificador, Saída de Hidrogênio e sub-bloco Solver

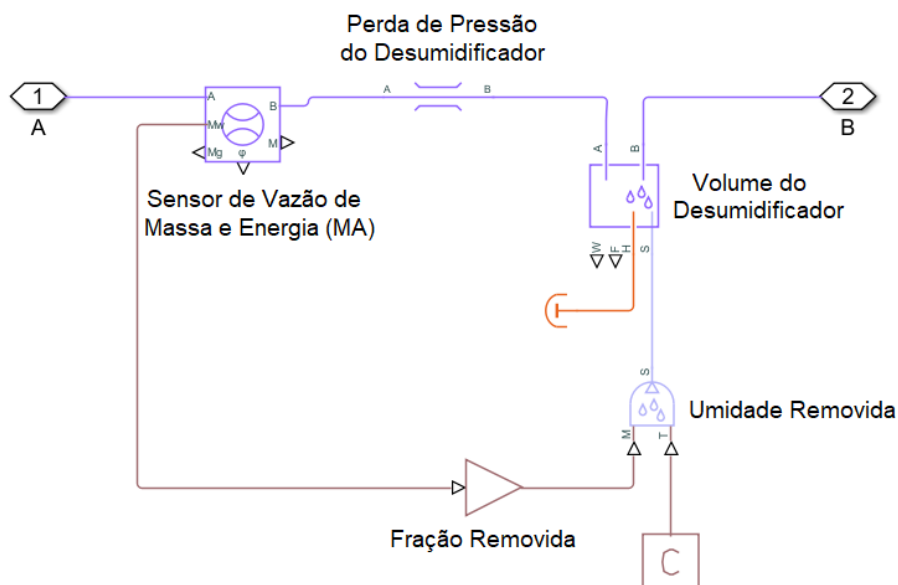


Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

O bloco Desumidificador recebe o hidrogênio através da porta A, que passa pelo Sensor de Vazão de Massa e Energia (MA), que mede as taxas de fluxo de massa, volumétrica e de energia na rede de ar úmido. Nesse sensor, M é a vazão mássica da mistura em kg/s; V é a vazão volumétrica da mistura em m³/s; φ é a taxa de fluxo de energia da mistura em W; M_w é a vazão de massa de vapor de água em kg/s; e em M_g é a taxa de fluxo de massa de gás de padrão em kg/s. Na Perda de Pressão do Desumidificador, a queda de pressão é proporcional ao quadrado da vazão mássica da mistura e inversamente proporcional à densidade da mistura. Em Volume do Desumidificador, a pressão e a temperatura evoluem com base na compressibilidade e na capacidade térmica deste volume de ar úmido. A água líquida condensa o volume de ar úmido quando atinge a saturação. Em A, tem-se a entrada do hidrogênio, onde a umidade é removida através de S e segue para a saída B, para ser entregue ao bloco Saída de Hidrogênio. Em H tem-se a conservação térmica associada à massa térmica do volume de ar úmido. Na Umidade Removida, tem-se a quantidade de umidade adicionada ou removida, em relação ao valor positivo e negativo da entrada M. A temperatura da umidade adicionada é controlada pela

entrada T. A Figura 27 apresenta o esquema de informações para o funcionamento do bloco.

Figura 27 - Bloco Desumidificador

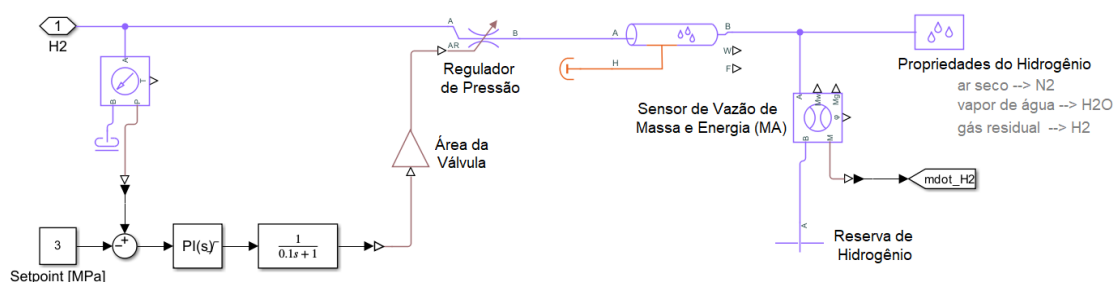


Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

2.3.10 Bloco Saída de Hidrogênio

O bloco Saída de Hidrogênio (Figura 28) modela as etapas finais para a saída de hidrogênio, que chega através da porta 1, passando por um sensor de pressão e temperatura, que envia um sinal positivo quando a entrada A possui um valor maior que a saída B (valor de pressão e zero absoluto) que controla a Área de Válvula, que por sua vez se comunica com o Regulador de Pressão, que modela a perda de pressão de acordo com a restrição na área de fluxo, a partir de uma válvula. A partir do regulador, o hidrogênio passa pelo cano, que simula a perda de calor, enviando a informação para a Massa Térmica. Em Propriedades do Hidrogênio, tem-se informações sobre ar seco, vapor de água e gás residual, neste caso, o hidrogênio. Finalmente, no Sensor de Vazão de Massa e Energia, tem-se as medidas de massa, volume e vazão na rede de ar úmido sem mudança na pressão, temperatura e umidade específica no sensor. O hidrogênio produzido segue para a Reserva de Hidrogênio, que o armazena para utilização. Em M tem-se a saída do sinal de produção do H_2 em kg/s, denominado $mdot_H2$. A Figura 28 mostra as informações do bloco.

Figura 28 - Bloco Saída de Hidrogênio



Fonte: Adaptado de MathWorks (2021a).

Portanto, através dos blocos apresentados, é possível realizar a simulação da produção de hidrogênio através de um eletrolisador PEM. Porém, para tanto, é necessário a parametrização das características do eletrolisador PEM e funcionamento, assim como do suprimento de eletricidade.

2.3.11 Características do eletrolisador PEM

De acordo com o estudo realizado por Aghakhani *et al.* (2023), o padrão esperado de energia elétrica necessária para produzir 1 kg de hidrogênio, baseado no conceito de energia livre de Gibbs e de entalpia é de 32,95 kWh/kg e 39,70 kWh/kg, respectivamente. Entretanto, valores experimentais e valores providenciados por fabricantes são maiores devido a diferenças na configuração de agrupamento e na eficiência do sistema, causando com que o suprimento de energia elétrica de acordo com os fabricantes seja entre 42,2 kWh/kg e 65,6 kWh/kg de hidrogênio.

Conforme a publicação *Water for hydrogen production* da IRENA (2023b), o segmento de eletricidade é o maior usuário de água de todo o setor industrial, desde a parte de extração de combustível até a geração de eletricidade. O hidrogênio verde é o mais eficiente em termos de utilização de água de todos os modos de produção de hidrogênio de baixo carbono, sendo que em média, a eletrólise por PEM possui o menor consumo de água com aproximadamente 17,5 litros por quilogramas de hidrogênio (L/kg). O eletrolisador alcalino está posicionado após o PEM, com um consumo de 22,3 L/kg.

Segundo Farràs *et al.* (2021), os eletrolisadores exigem água potável e sistemas de purificação adicionais produzem água deionizada de alta qualidade, que é necessária para garantir a longevidade dos componentes. De acordo com El-Shafa (2023), a água doce está disponível em rios, águas subterrâneas e lagos, porém,

requerem várias etapas de filtração, que variam de acordo com base na dureza e nos sais presentes na água. A forma mais abundante de água na terra é do mar, entretanto, a degradação da membrana aumenta conforme a impureza da água, o que aumentaria o custo de produção do hidrogênio. Através da alimentação de água tratada, comumente denominada *Ultrapure*, são necessários 9 kg de água por kg de hidrogênio produzido.

Em eletrolisadores PEM com tecnologia mais recente, como o *PEM Electrolyzer ME450* da H-TEC Systems (2024), que possui uma capacidade de eletrólise de 1 MW, tem-se um consumo de energia de 53 kWh/kg com uma eficiência de 75% para condições padrões, baseado no *Higher Heating Value (HHV)*, que inclui o calor liberado quando o vapor de água produzido durante a combustão é condensado de volta para a água em forma líquida. Já o *Lower Heating Value (LHV)*, ao contrário do HHV, não considera o calor de vaporização da água, assumindo que o vapor da água permanece no estado gasoso e não contribui para a saída de calor. Para uma produção de 450 kg de H₂ por dia, são necessários 260 kg de água, resultando em 13,87 kg de água por kg de hidrogênio produzido.

No *Electrolysis Calculator* disponibilizado pela TH Köln – University of Applied Sciences (2023), uma série de premissas são realizadas para caracterização do eletrolisador. O consumo de energia neste simulador para o LVH e HHV são 33,33 kWh/kg e 39,41 kWh/kg, respectivamente, representando uma quantidade levemente menor do que o estudo comentado anteriormente. Dessa forma, o consumo de água utilizado pelo simulador é de 17 kg de H₂O por kg de H₂.

Conquanto, é importante ao realizar a modelagem de um simulador com eletrolisadores PEM, considerar o suprimento variável de energia elétrica. Conforme investigado por Maya *et al.* (2023), a alimentação através de recursos energéticos primários não esgotáveis e renováveis tem a peculiaridade que a corrente produzida é variável com o tempo, seja pela alteração na irradiação solar ou na velocidade dos ventos, que produzem quedas transitórias abruptas na densidade de corrente. Imediatamente após a queda abrupta da densidade de corrente, há um aumento repentino na concentração de hidrogênio no ânodo (muito acima do máximo de 4% para uma operação segura), alcançando condições operativas perigosas. Acima deste

limite, há o risco de explosão devido à operação de alta-pressão, através do fluxo de hidrogênio do cátodo para o ânodo.

De acordo com o estudo disponibilizado por Carmo *et al.* (2013), em contraste com o eletrolisador alcalino, o eletrolisador do tipo PEM cobre uma faixa operacional entre 10-100% da potência nominal. Entretanto, a operação em potências baixas, conforme explica Martinez *et al.* (2023), faz com que o hidrogênio dissolvido na água ou eletrólito seja transportado para o ânodo, que pode atingir níveis críticos, causando um risco de explosão, além de produzir degradações na membrana, diminuindo a vida útil do eletrolisador. Quando o eletrolisador PEM atinge valores inferiores ao limite, ele é desligado, funcionamento por um curto período no modo reverso, consumindo o hidrogênio e oxigênio na pilha imediatamente após a eletrólise é interrompida, aumentando também a tensão no cátodo e danificando o catalisador, causando uma redução na área disponível para a reação.

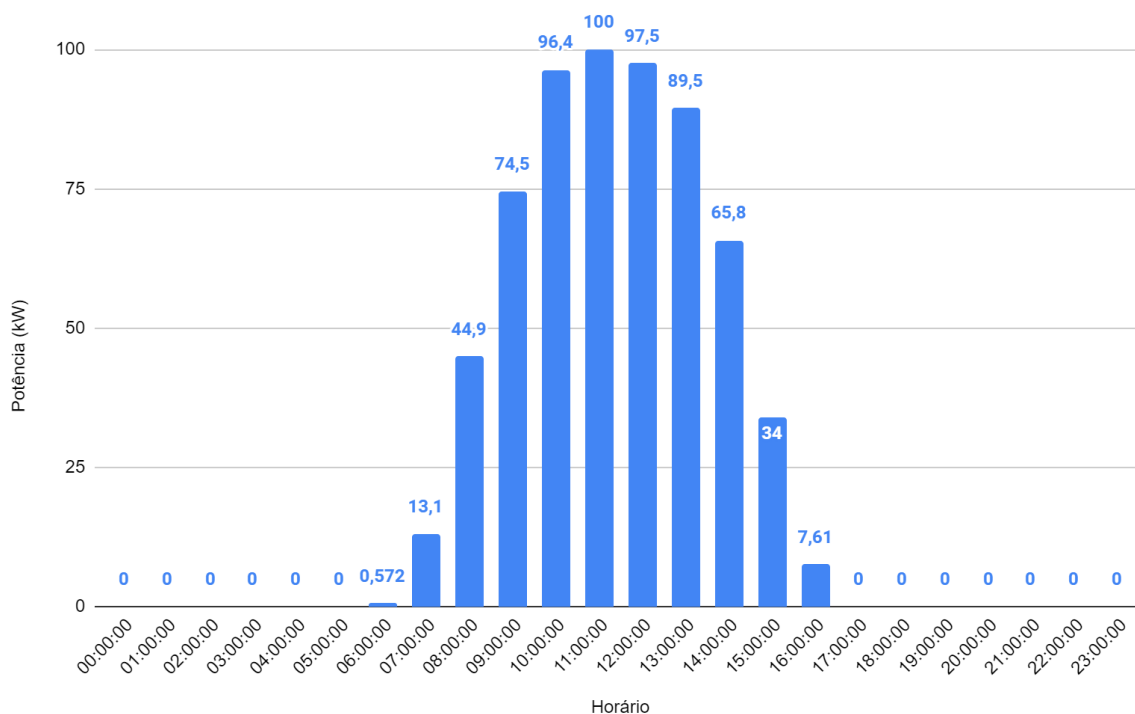
3 TRATAMENTO DOS RECURSOS E DADOS PARA SIMULAÇÃO

As simulações requerem entrada de dados comparáveis e adequados ao modelo de produção de hidrogênio. Os dados de fornecimento eólico e fotovoltaico consideram valores reais coletados em 24 horas no dia 16 de janeiro de 2024, a partir de um complexo eólico localizado no estado da Bahia, região que se encontra no Nordeste do Brasil. Segundo o Balanço Energético Nacional (EPE, 2023a), registrou em 2023, cerca de 92% da geração total de eletricidade proveniente de plantas eólicas nessa região, além de possuir elevada irradiação. Os dados utilizados neste trabalho para a simulação possuem informações não confidenciais e foram disponibilizados para utilização. Entretanto, para avaliar o desempenho da produção de hidrogênio, é simulado o caso base com dados teóricos e ideais. Desse modo, pretende-se verificar a adequabilidade e assertividade do modelo.

3.1 Análise do caso base

Para o cenário de base teórica do simulador, onde o suprimento de eletricidade é realizado a partir de um perfil solar baseado em 24 entradas, que representam a energia produzida em kWh por painéis fotovoltaicos para cada hora do dia. A Figura 29 representa a curva de suprimento do eletrolisador em kW durante o horizonte de simulação de 24 horas discretizados em horas. Os valores de irradiância e de geração fotovoltaica representam um dia típico e teórico para avaliar o desempenho da produção de hidrogênio. Por sua vez, a produção de hidrogênio por meio de funcionamento do eletrolisador é discretizado em segundos.

Figura 29 – Fornecimento de potência elétrica para o eletrolisador PEM em kW

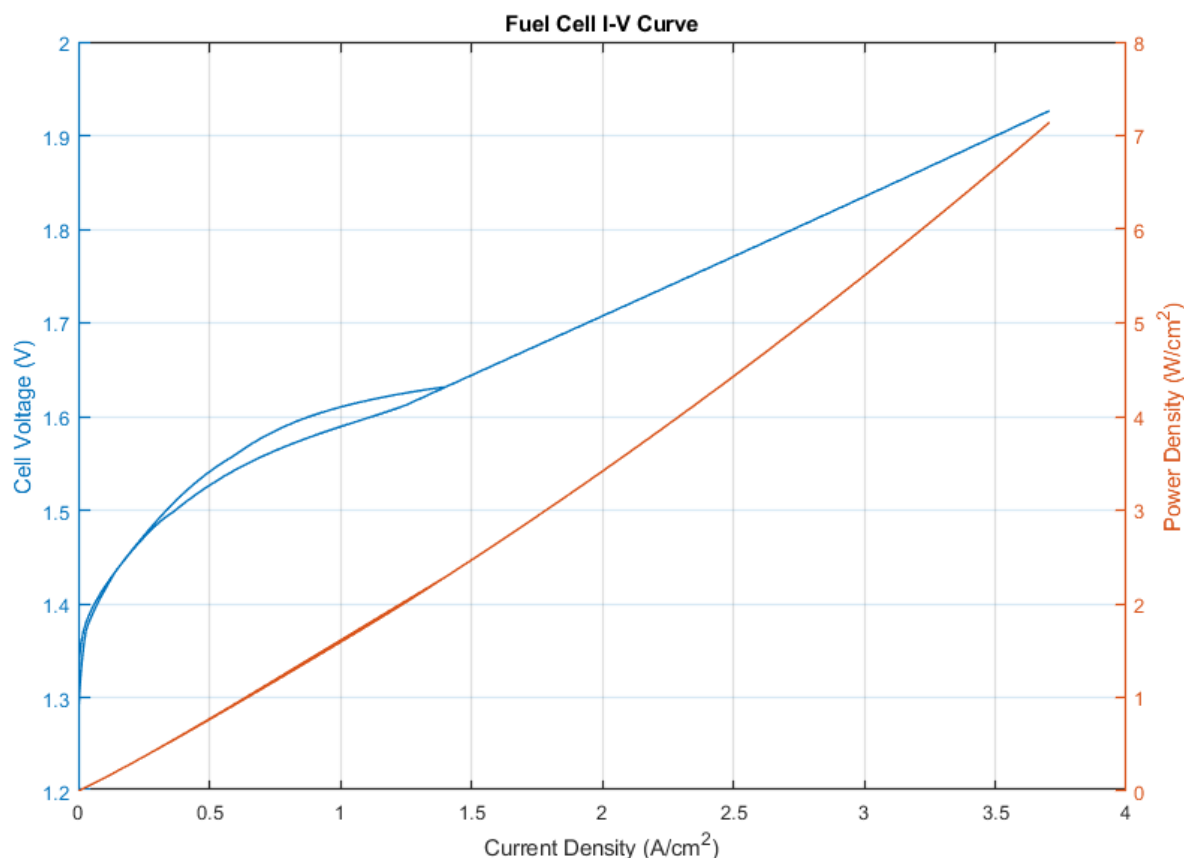


Fonte: Elaboração própria (2023).

Para o dia analisado, a curva de geração elétrica se comporta conforme a irradiância teórica sobre o gerador fotovoltaico de forma crescente, até atingir um valor máximo de 100 kW às 11:00 horas, sendo este a potência nominal do eletrolisador, acumulando ao longo do dia um valor total de 623,882 kWh gerados. Portanto, com esta entrada, podemos obter as curvas de corrente-tensão do eletrolisador, potência e eficiência e da produção de hidrogênio por meio do simulador implementado.

A primeira curva (Figura 30), denominada de corrente-tensão (I-V) do eletrolisador, mostra através da linha azul a tensão de uma célula da pilha (V), conforme a densidade de corrente (A/cm^2) aumenta, atingindo o valor de 1,707 V em $2 A/cm^2$. Também é possível verificar a potência (W/cm^2) nesta mesma célula, que possui um valor $3,416 W/cm^2$ nos mesmos $2 A/cm^2$. A Figura 30 apresenta a curva da tensão da célula e densidade de potência por célula pela densidade de corrente.

Figura 30 - Relação tensão de célula e densidade de potência por densidade de corrente



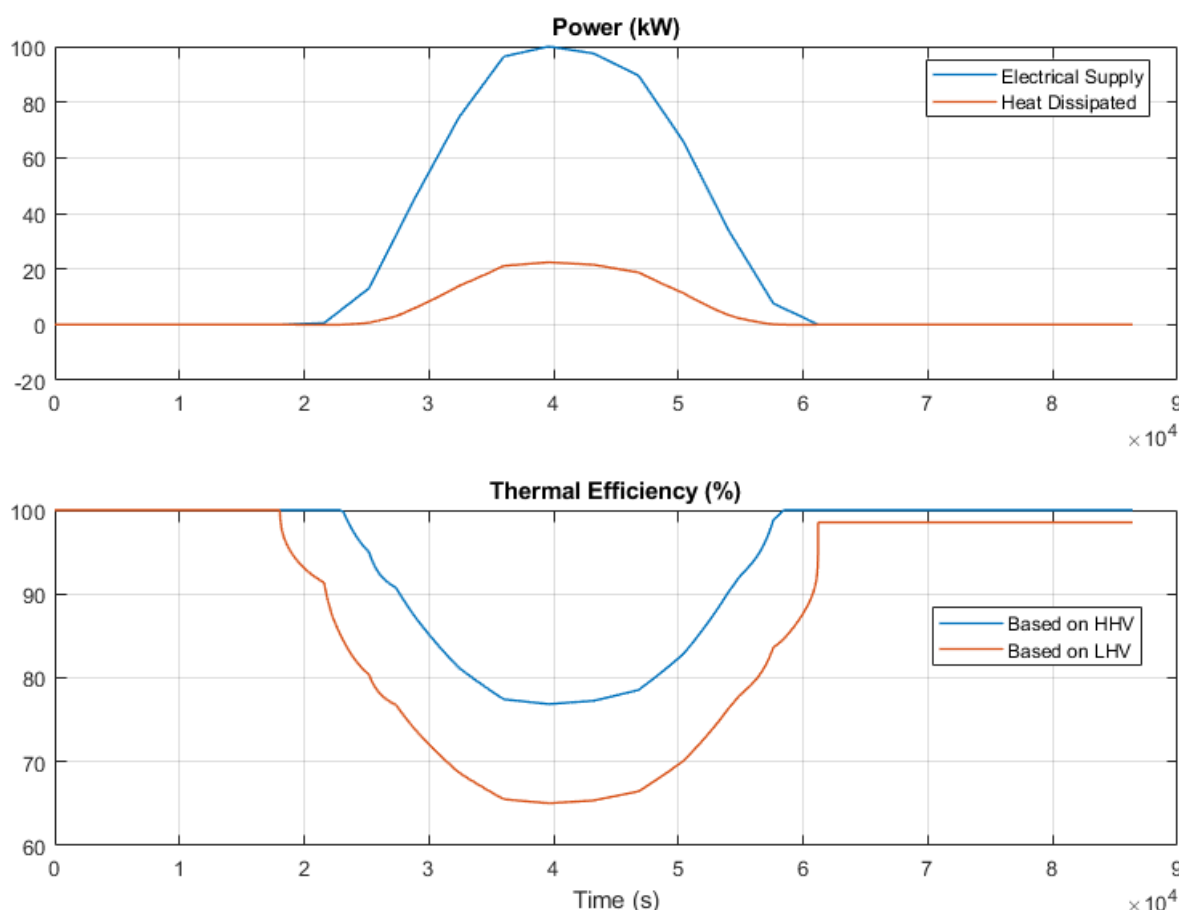
Fonte: Elaboração própria (2023).

É possível verificar que, conforme a densidade de corrente aumenta, há um aumento tanto na tensão quanto na densidade de potência na célula, que influencia diretamente na produção de hidrogênio no MEA. Conforme o relatório disponibilizado por Carmo *et al.* (2013), os eletrolisadores PEM podem operar com densidades de corrente alta, sendo capaz de atingir valores acima de $2 A/cm^2$, o que reduz os custos operacionais e o custo geral da eletrólise. Porém, as perdas ôhmicas limitam a densidade de corrente máxima alcançável. No simulador implementado (Figura 30), conforme a corrente aumenta, a tensão cresce em virtude das perdas de ativação do eletrodo, seguido por um aumento devido a perdas ôhmicas. Na faixa de operação de $0,5$ a $3 A/cm^2$, a tensão de célula estabiliza entre $1,522 V$ e $1,538 V$ para $0,5 A/cm^2$ e $1,834 V$ para $3 A/cm^2$ (Figura 30).

O simulador possibilita gerar a curva de potência e eficiência, onde no primeiro gráfico da Figura 31, em azul, tem-se a curva de potência da alimentação elétrica do eletrolisador e em laranja o calor dissipado, que indica a energia perdida

no processo devido as perdas relacionadas. No segundo gráfico da Figura 31, tem-se a eficiência térmica, que apresenta a fração de potência elétrica usada para produzir o hidrogênio, baseado em seu poder calorífico de HHV e LHV. O eletrolisador possui uma eficiência de aproximadamente 87% em uma densidade de corrente de 2 A/cm². A Figura 31 mostra as curvas de potência com calor dissipado e de eficiência térmica.

Figura 31 - Curvas de potência e eficiência térmica



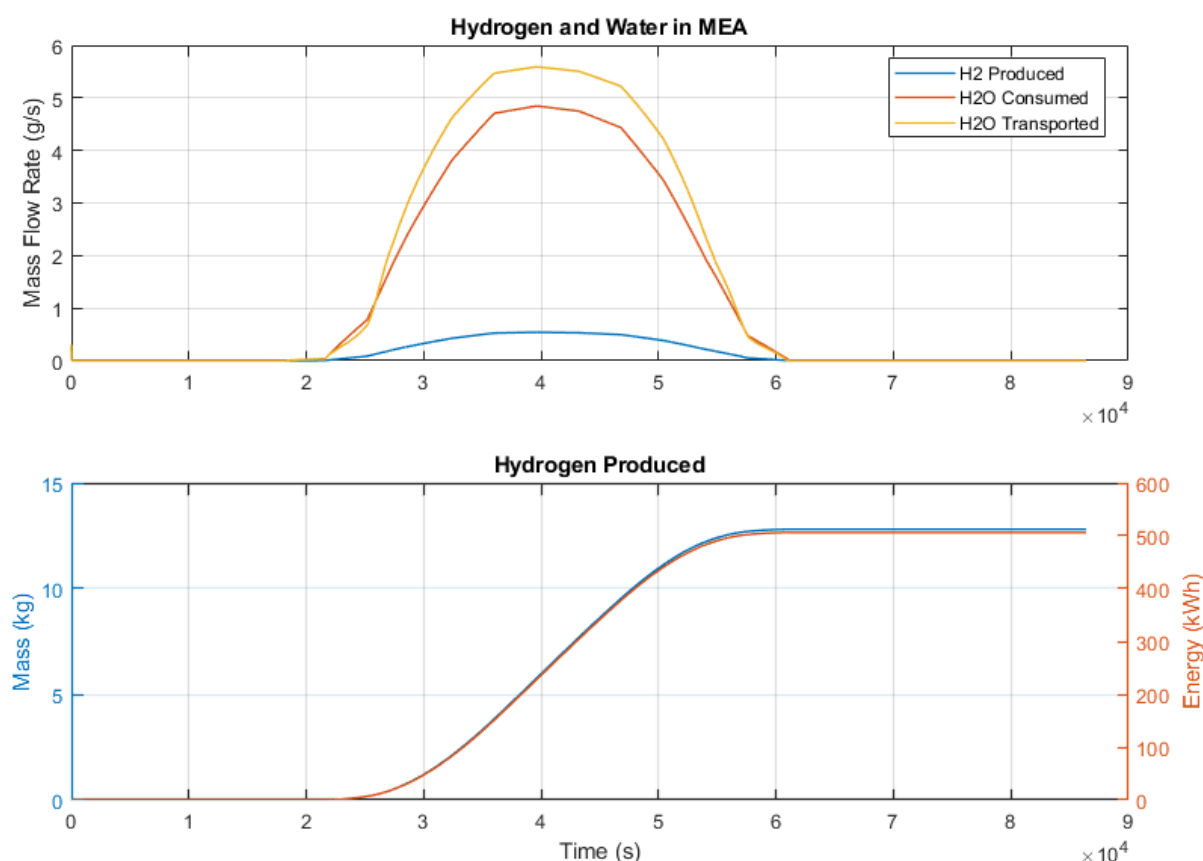
Fonte: Elaboração própria (2023).

No intervalo aproximado de 4×10^4 segundos, que em horas equivale aproximadamente às 11 horas, tem-se o pico de geração fotovoltaica fornecida ao eletrolisador, com potência nominal de 100 kW, apresentando um calor dissipado de 22 kW e uma eficiência térmica de 77% e 65% para o HHV e LHV, respectivamente.

No primeiro gráfico da Figura 32, apresenta-se a taxa de fluxo de massa do hidrogênio e água presentes no MEA em gramas por segundo, onde a linha amarela representa o H₂O transportado através do sistema do eletrolisador; em vermelho, o H₂O consumido pelo sistema para a produção de hidrogênio; e em azul temos o H₂

produzido. No segundo gráfico da Figura 32, é apresentada a produção total de hidrogênio, onde em azul representa a quantidade em quilos e em vermelho um indicativo da quantidade de energia disponível, caso o hidrogênio produzido fosse utilizado para gerar eletricidade em uma célula de combustível.

Figura 32 - Gráfico de hidrogênio produzido e água no MEA



Fonte: Elaboração própria (2023).

Na Figura 32, o comportamento do hidrogênio e da água no MEA possui uma forma similar ao comportamento da potência, visto que, quanto mais energia elétrica está sendo fornecida ao eletrolisador, mais este realizará a eletrólise. Na simulação do hidrogênio, a produção é acumulada ao longo do tempo, ou seja, ao final do tempo de simulação temos o total produzido, que para o cenário base é de 12,8058 kg. Caso este hidrogênio fosse utilizado para a geração de eletricidade por uma célula combustível, por exemplo, ao longo do final do dia poderia ser gerada 506,259 kWh de eletricidade.

Considerando a energia elétrica fornecida ao longo do dia, em kWh, e com a quantidade de hidrogênio produzida, pode-se calcular, para o cenário base, o

consumo energético, que é a quantidade de eletricidade que está sendo utilizada de fato para a produção de cada kg de hidrogênio. Para isso, procede-se com a relação entre a quantidade de eletricidade utilizada pela quantidade de hidrogênio produzida, conforme a equação (1):

$$C = \frac{E}{P} \quad (1)$$

Em que:

C é o consumo energético [kWh/kg de H_2];

E é a quantidade total de energia elétrica fornecida ao eletrolisador [kWh];

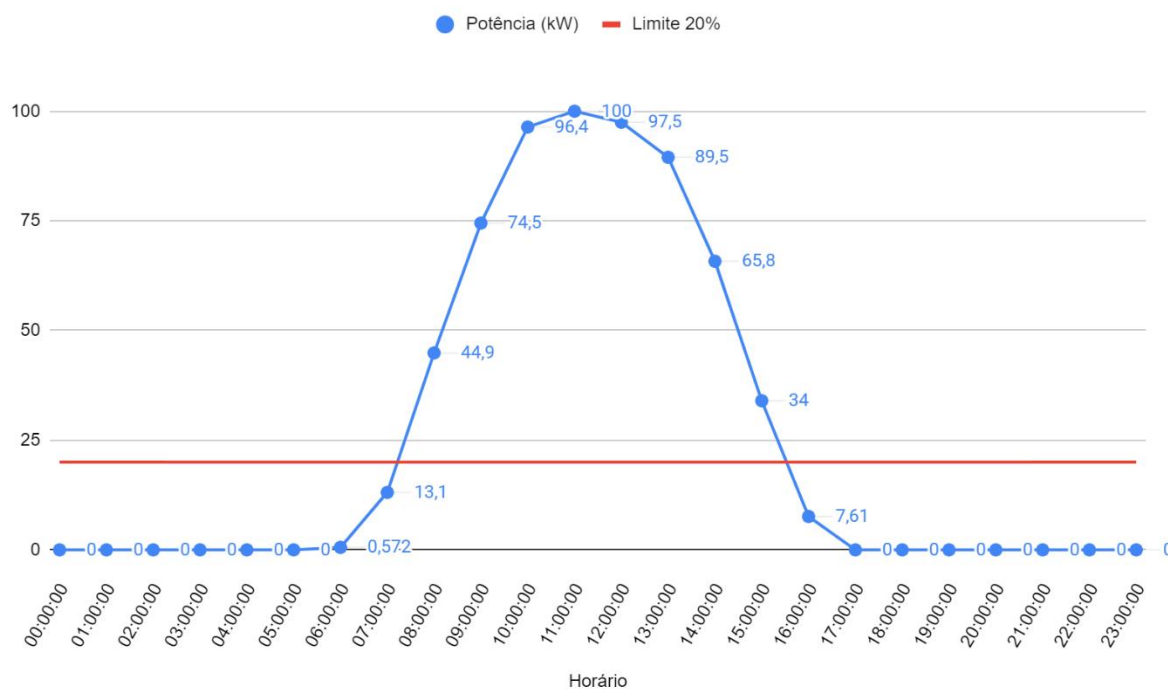
e

P é a quantidade total de hidrogênio produzido [kg de H_2].

Portanto, com o fornecimento total do dia para o cenário base de 623,882 kWh e 12,8058 kg de hidrogênio produzido, obtém-se que o consumo energético final é de 48,7187 kWh/kg, que se encontra dentro da faixa esperada para os eletrolisadores PEM atuais. Para o cenário base, as condições do ambiente são de pressão atmosférica (0,101325 MPa) e 20° graus celsius. O simulador considera um total de 50 células empilhadas, com 280 cm² cada.

Caso esta entrada de energia elétrica fosse de fato conectada a um eletrolisador PEM, é necessário avaliar se há momentos em que a potência seja inferior à faixa mínima operacional. No trabalho apresentado por Carmo *et al.* (2013), o eletrolisador PEM possui uma faixa operacional de 10% a 100%. Mas, para a simulação implementada será considerado o limite operacional inferior de 20%, como forma de segurança operacional e parcimônia quanto ao suprimento de eletricidade pelo recurso energético primário. Na Figura 33, temos o comportamento da potência do cenário base com a linha de limite de 20% destacada.

Figura 33 - Curva da potência elétrica do caso base com o limite



Fonte: Elaboração própria (2023).

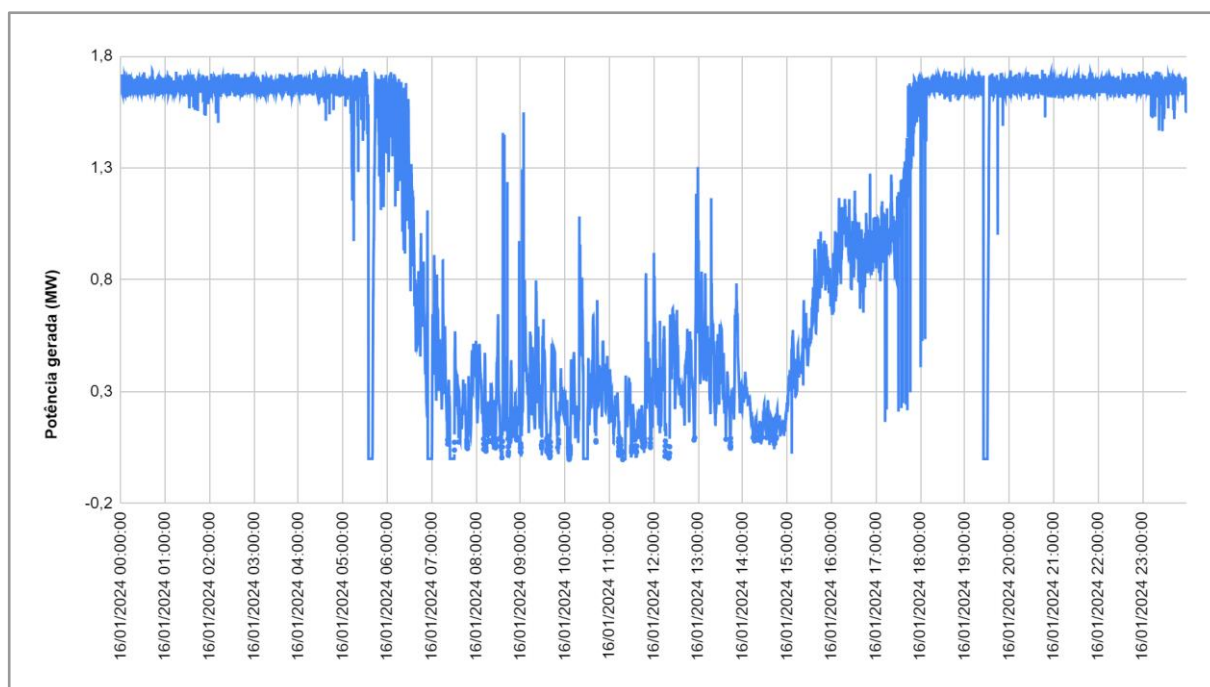
Como visualizado na Figura 33, para o eletrolisador de capacidade de 100 kW, entre os períodos 00:00:00 até 07:00:00 e 16:00:00 até 23:00:00, o valor de fornecimento de eletricidade é inferior a faixa mínima operacional de 20%, neste caso de 20 kW, o que aumentaria a concentração de hidrogênio no ânodo, ocorrendo um risco de explosão. Deve-se então, explorar maneiras de impedir que essa faixa operacional mínima seja violada para qualquer momento fornecimento de eletricidade, e assim evitar danos permanentes ao eletrolisador.

3.2 Dados para o cenário de geração eólioelétrica

Para o cenário de geração eólioelétrica, foram coletados dados a partir de um parque eólico composto por 57 aerogeradores, onde cada aerogerador possui uma potência nominal de 1,67 MW, velocidade de vento nominal de 14 m/s, velocidade de vento de *Cut-in* (ponto na qual a turbina começa a produzir energia elétrica) de 3 m/s e velocidade de *Cut-out* (ponto na qual a turbina precisa ser freada para impedir danos permanentes) de 25 m/s.

Os dados utilizados para este cenário foram obtidos ao longo de um período de 24 horas do dia 16 de fevereiro de 2024, onde é possível verificar a curva de geração de potência, ângulo de pitch e velocidade do vento, discretizados por segundo para este período. Na Figura 34, é apresentada a potência gerada em MW para cada segundo do dia, para um aerogerador.

Figura 34 - Potência gerada em MW para o dia 16 de fevereiro de 2024



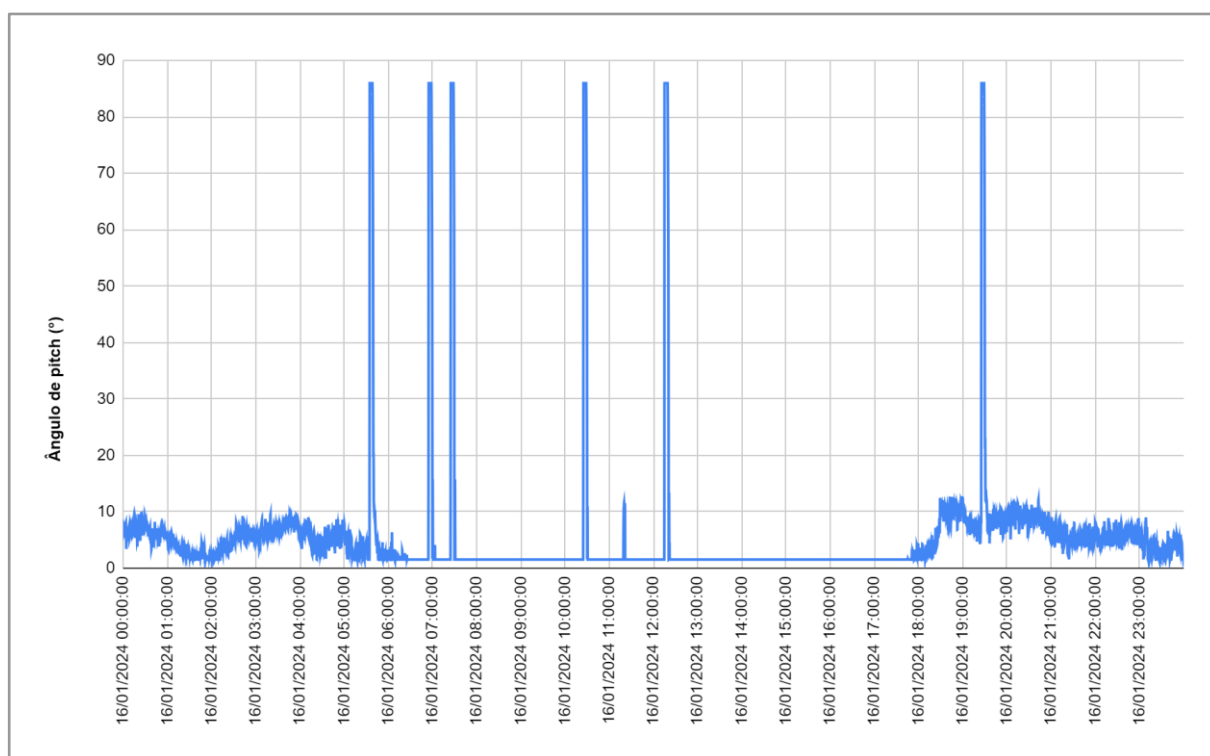
Fonte: Elaboração própria (2024).

No cenário apresentado na Figura 34, entre o período das 18:00 até 05:30, a geração de energia elétrica se manteve em valores próximos ao seu valor nominal por conta da velocidade de vento incidente sobre as pás do aerogerador. Também, nesse mesmo período é possível visualizar dois instantes em que o aerogerador atinge uma geração nula por um curto período, por consequência da abertura do ângulo de pitch. Aproximadamente às 06:00:00 da manhã, a potência gerada começa a diminuir devido a menor velocidade dos ventos, mantendo valores instáveis até aproximadamente 15:00:00, onde há um aumento significativo, retornando ao seu valor nominal aproximadamente às 18:00:00. Durante o dia, a maior potência gerada foi de 1,74 MW às 05:28:33, onde o aerogerador recebeu ventos com velocidade de 12,82 m/s e operou com um ângulo de pitch de 3,67°.

Um aspecto importante para o funcionamento otimizado do aerogerador é o ângulo de pitch, que permite controlar e manter a potência gerada em seu valor

nominal para ventos maiores do que a velocidade de vento nominal. Quando isso ocorre, o ângulo de pitch é alterado para que a potência gerada se mantenha em valores desejados. Este ângulo refere-se à inclinação das pás do rotor em relação ao vento (ângulo de arrasto), otimizando e aumentando a eficiência do aerogerador. A Figura 35 apresenta o perfil de ângulo de pitch para o aerogerador, no dia 16 de fevereiro de 2024.

Figura 35 - Ângulo de pitch em graus (°) para o dia 16 de fevereiro de 2024

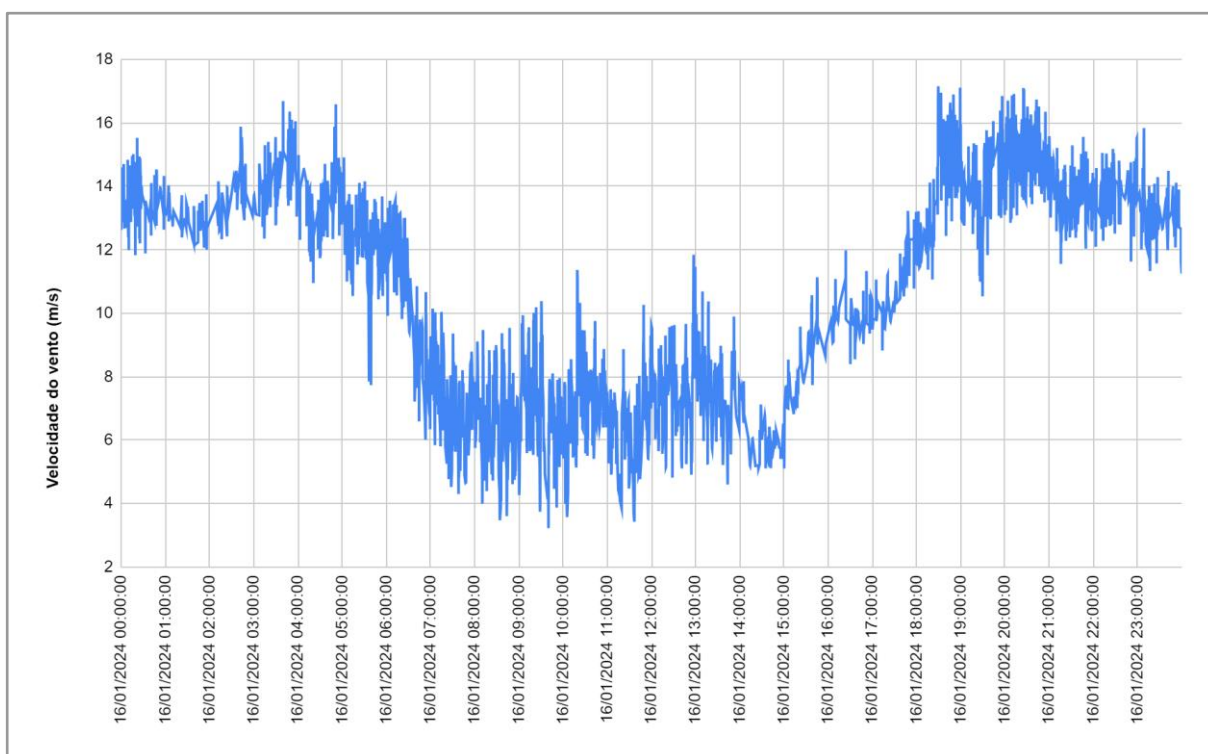


Fonte: Elaboração própria (2024).

Com ventos nominais, o ângulo de pitch operado para o aerogerador é caracterizado como “de ataque”, deste modo o ângulo de pitch neste aerogerador flutua entre 0° e 10°, sendo 5° o valor esperado para estes ventos. Para o mesmo período das 18:00:00 até 05:30 visualizado na Figura 33, o ângulo flutua conforme esperado em virtude da velocidade do vento, que é próxima a nominal de 14 m/s. Entre às 06:00:00 e 18:00:00 o ângulo de pitch se mantém em valores nulos ou muito próximos a 0°, devido à baixa incidência dos ventos sobre as pás. Ao longo do dia, é possível visualizar 6 instantes em que quais o pitch atingiu ângulo de 90°, fazendo com que a potência gerada seja nula, visto que as pás ficam de forma paralela ao fluxo do vento, fazendo com que a superfície não capture mais a energia eólica.

Segundo o Global Wind Atlas (2024), a região onde o complexo eólico está localizado possui uma velocidade média anual de vento de 9,1 m/s, que para o dia analisado gerou potências de aproximadamente 0,77 MW. O perfil de vento é a parte mais importante que deve ser analisada ao prospectar a implementação de um complexo eólico, visto que os ventos devem ter uma velocidade maior do que o *Cut-in* do aerogerador especificado. A Figura 36 apresenta a velocidade do vento através do dia 16 de fevereiro de 2024 para um aerogerador.

Figura 36 - Velocidade do vento em m/s para o dia 16 de fevereiro de 2024



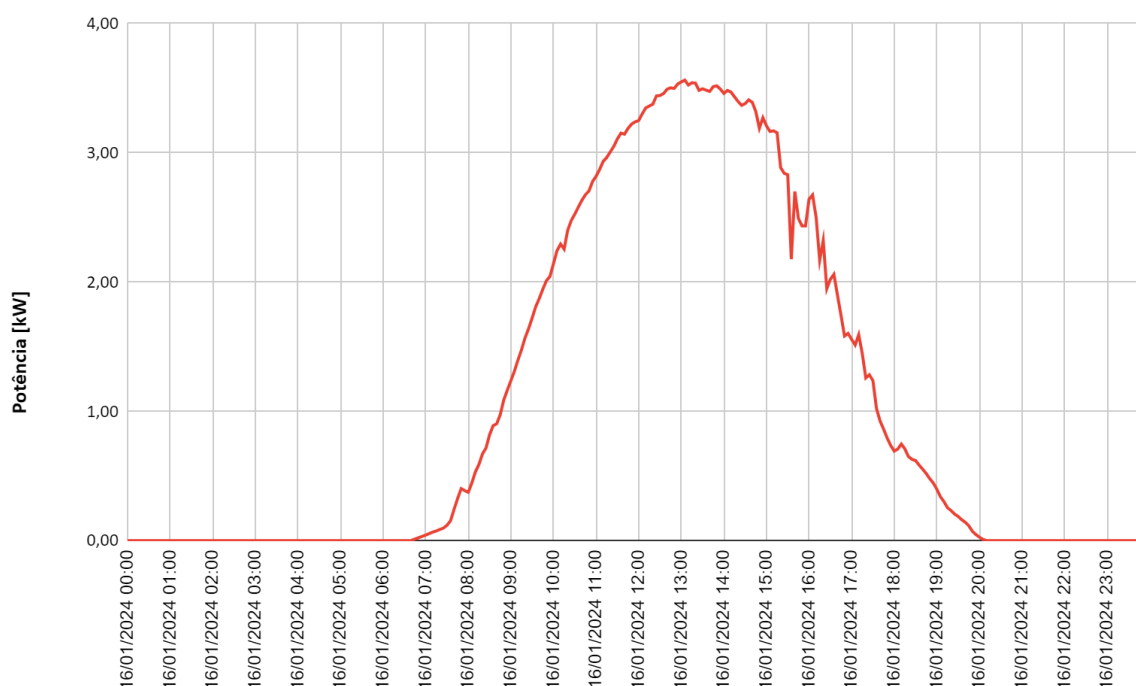
Fonte: Elaboração própria (2024).

O perfil eólico nos mostra que os ventos influenciam diretamente no ângulo de pitch e potência gerada, visto que durante o período de 18:00:00 até 05:30:00, os ventos oscilam entre 12 m/s e 16 m/s, sendo que a média durante o período foi de 13,69 m/s, valor muito próximo ao nominal do aerogerador. Durante o dia de análise, a menor velocidade registrada foi de 3,23 m/s às 09:40:10, que gerou uma potência de 0,0329 MW com pitch de 1,5°, velocidade muito próxima do valor de *Cut-in*, não incidindo na abertura de pitch para impedir a geração do aerogerador. A maior velocidade registrada foi de 17,16 m/s às 18:29:29, gerando uma potência de 1,68 MW com pitch de 11,70°, resultante da velocidade ser maior do que a nominal.

3.3 Dados para o cenário de geração fotovoltaica

Para o perfil de geração fotovoltaica, os dados coletados foram obtidos a partir de uma série de módulos fotovoltaicos que somam uma energia gerada de 3,56 kWh (Figura 37) no seu maior valor, ao longo do mesmo dia de análise da entrada eólicoelétrica, 16 de fevereiro de 2024. Os dados utilizados para o estudo deste cenário foram obtidos ao longo de um período de 24 horas, em que as curvas de potência gerada (Figura 37), irradiância (Figura 38), temperatura do módulo (Figura 39), são discretizadas a cada 5 minutos. Na Figura 37, tem-se o gráfico da potência fornecida em kW para cada 5 minutos do dia.

Figura 37 - Curva da energia fornecida pelo conjunto fotovoltaico

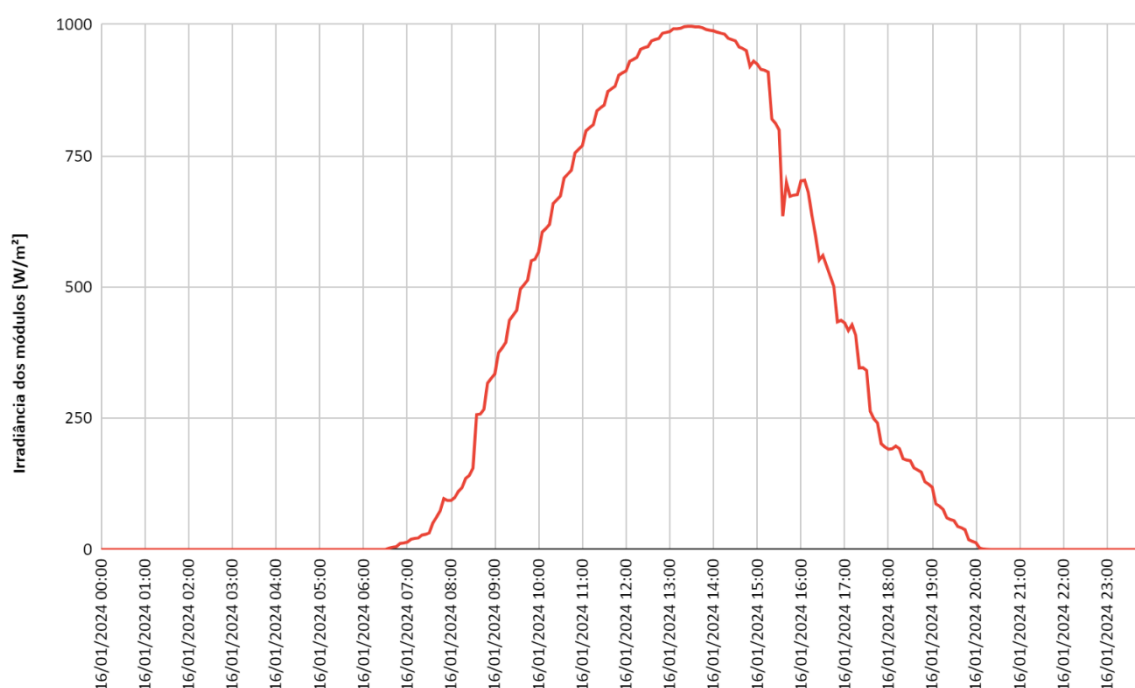


Fonte: Elaboração própria (2024).

Como não há irradiância solar (Figura 38) até o horário de 06:30:00 da manhã, não há potência gerada pelos módulos fotovoltaicos. Da mesma maneira, por conta do sol se pôr, a potência deixa de ser gerada a partir das 20:20:00 da noite. O horário de maior potência do dia acontece às 13:05:00, com um valor de 3,56 kW. Ao longo do dia, é gerado um montante de 304,23 kWh.

A irradiância solar, segundo Boxwell, no livro *Solar Electricity Handbook* (2017), é a combinação de horas e a incidência de fótons da luz solar, expressa em watts por metro quadrado (W/m^2). Os módulos fotovoltaicos indicam o número esperado de watts de potência que podem gerar, com base na irradiância solar das condições STC (1 kW/m^2 , 25°C , 1,5 AM). A Figura 38 apresenta a curva de irradiância ao longo do dia para os módulos fotovoltaicos.

Figura 38 - Curva de irradiância dos módulos fotovoltaicos



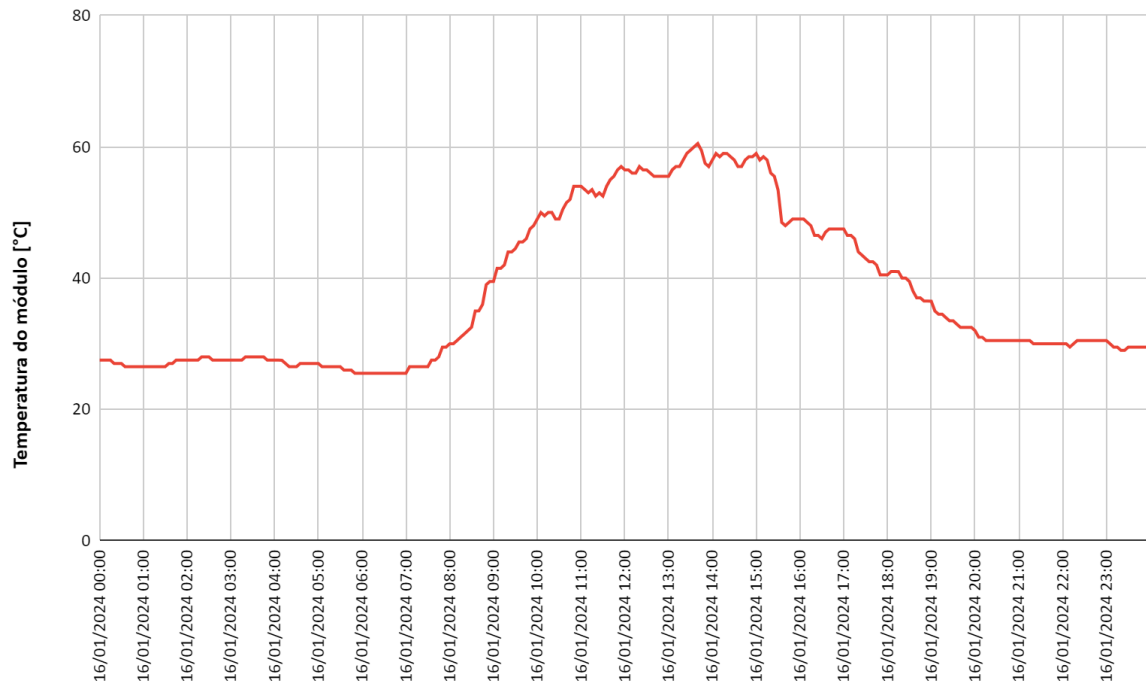
Fonte: Elaboração própria (2024).

Conforme na Figura 37, a potência começa a ser gerada quando a irradiância inicia a partir das 06:30:00. Neste cenário, a irradiância atinge o máximo valor de $996,5 \text{ W/m}^2$ às 13:25:00, próximo do valor máximo de potência obtido dos módulos fotovoltaicos. Após às 15:15:00, há um rápido declínio da irradiância, o que pode ser causado por diversos fatores, como nuvens presentes ou objetos bloqueando a face dos módulos, causando sombreamento.

Por fim, também é apresentada a curva de temperatura (Figura 39) dos módulos fotovoltaicos, que se assemelha às Figuras 37 e 38, assim ao nascer do sol, há um aumento exponencial até atingir o pico de $60,5^\circ\text{C}$ às 13:40. Quando não há irradiância solar, a temperatura se mantém aproximadamente em 26°C para o período

da manhã e 30 °C para o período da noite. A Figura 39 apresenta a curva de temperatura dos módulos para o período de 24 horas do dia 16 de fevereiro de 2024, na mesma discretização deste cenário, 5 minutos.

Figura 39 - Curva de temperatura dos módulos fotovoltaicos

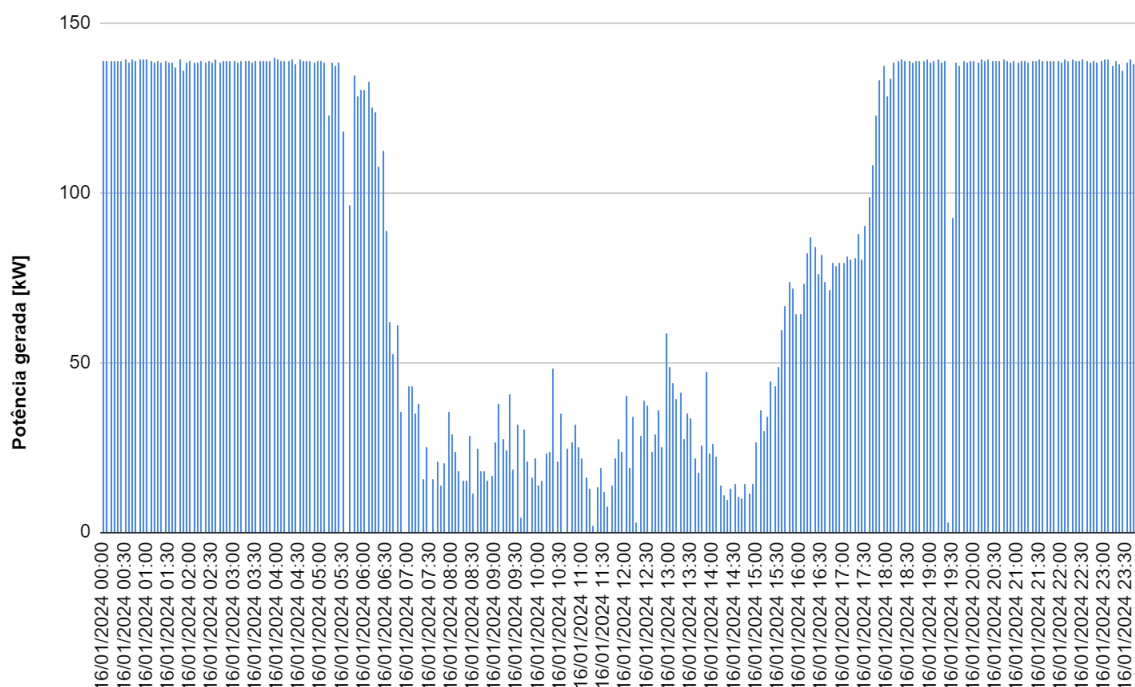


Fonte: Elaboração própria (2024).

3.4 Análise do suprimento de eletricidade para o eletrolisador

Como existe uma discrepância na discretização dos dados fotovoltaicos e eólicoelétricos, é necessário realizar a parametrização dos dados eólicoelétricos, transformando-os a discretização de segundos para 5 minutos e alterando a potência para que a análise seja possível. A Figura 40 apresenta a curva de potência fornecida em kW do aerogerador com a discretização em 5 minutos.

Figura 40 - Curva de potência eólicoelétrica discretizada em 5 minutos

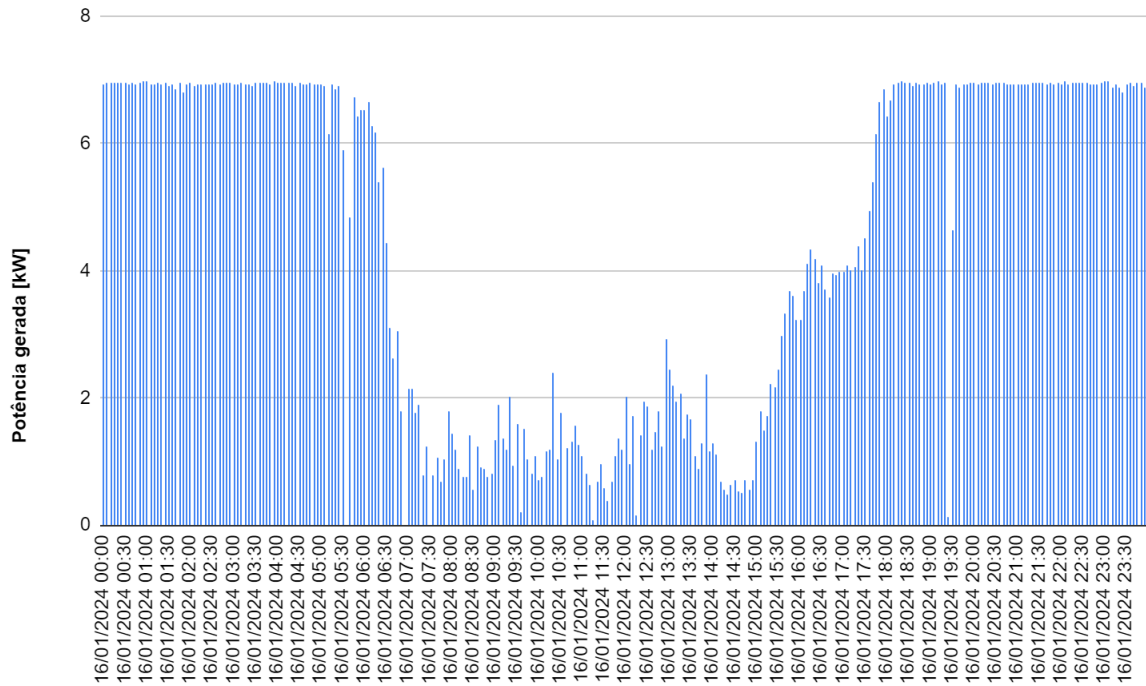


Fonte: Elaboração própria (2024).

Com a discretização a cada 5 minutos, a potência máxima atingida é de 139,70 kW, que ocorre às 03:55:00. Durante o período de 24 horas, existem três ocasiões em que a potência é nula, em 06:55:00, 07:30:00 e 10:35:00. Assim, nota-se que, a partir das 06:05:00 a potência diminui, mantendo-se em valores baixos, até o período de 17:30:00.

A potência nominal do eletrolisador é de 100 kW, porém, para os dados eólicoelétricos, durante a primeira hora temos um acúmulo de 1.668,06 kW e ao longo do dia, 25.548,96 kWh. Desta forma, para que o fornecimento seja limitado à máxima potência nominal do eletrolisador PEM simulado, o aerogerador suprirá simultaneamente 20 eletrolisadores, fornecendo à cada um o valor médio de 83,40 kW para primeira hora e 1.277,45 kW ao longo das 24 horas. A Figura 41 apresenta a curva de potência eólicoelétrica para cada um dos 20 eletrolisadores.

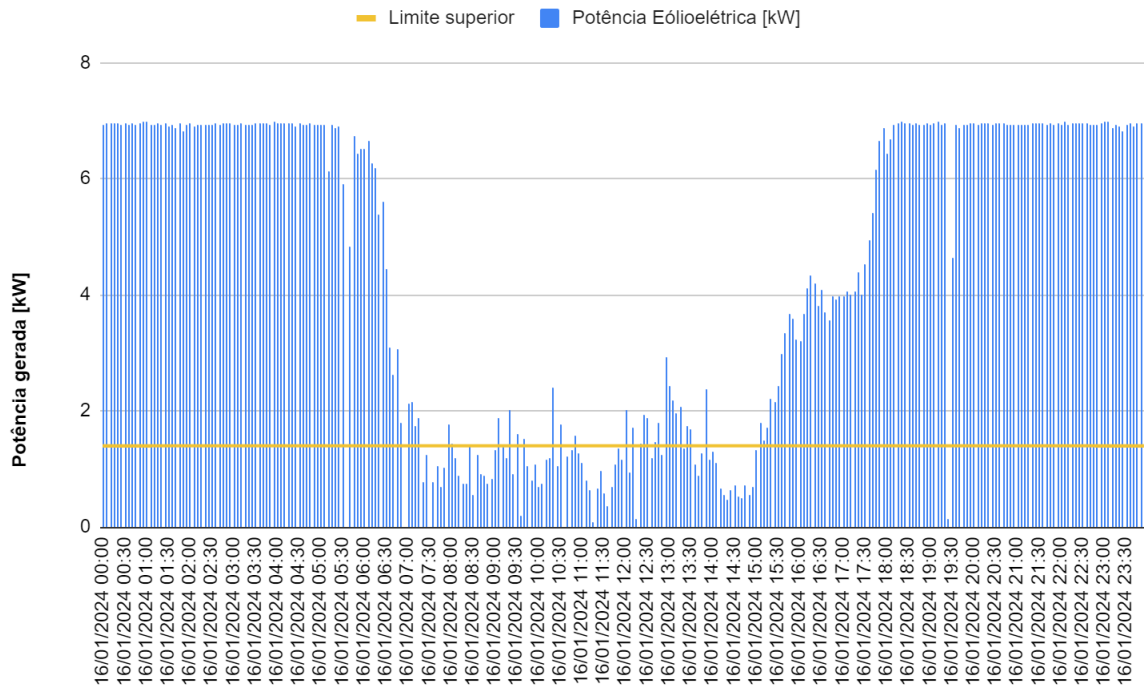
Figura 41 - Curva de potência eolioelétrica fornecida para um eletrolisador



Fonte: Elaboração própria (2024).

Desta forma, apesar do limite nominal máximo não ser extrapolado, deve-se analisar caso o limite inferior mínimo de 20% não seja violado, conforme explicitado anteriormente. Com o limite superior definido como 7 kW para cada 5 minutos (ou seja 84 kW/h), é necessário avaliar em quais momentos o fornecimento não atinge o mínimo de 1,4 kW a cada 5 minutos (ou seja 16,8 kW/h). A Figura 42 apresenta a curva potência eolioelétrica para um eletrolisador com o limite destacado.

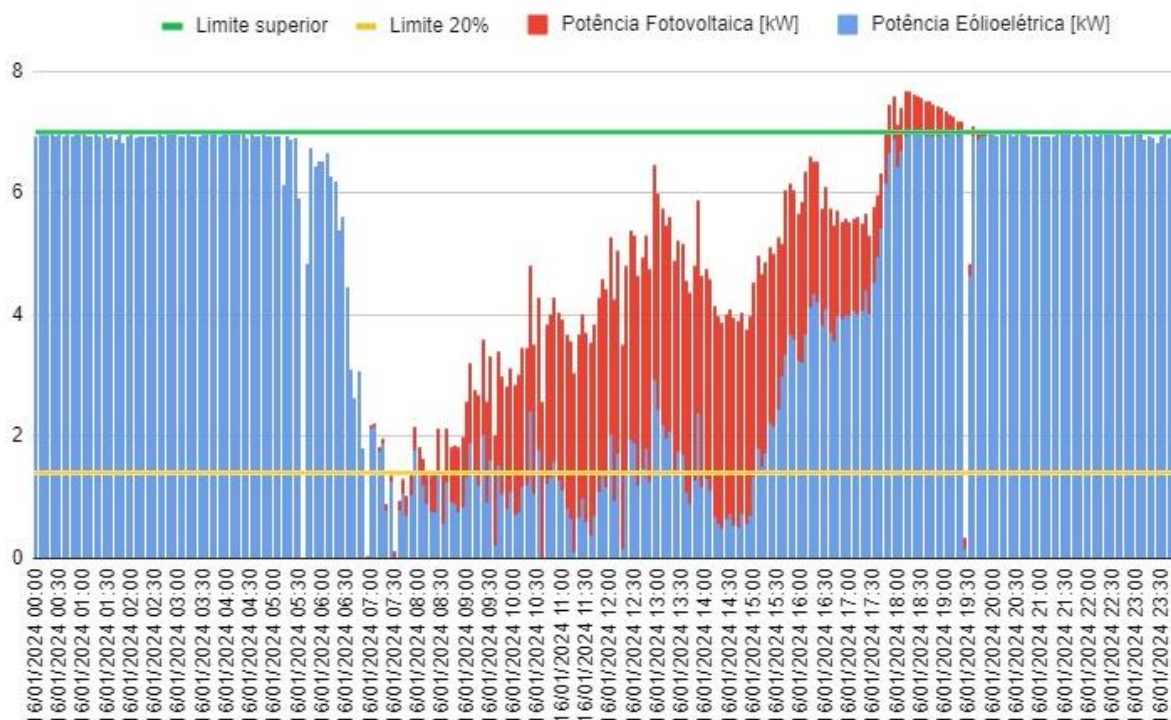
Figura 42 - Curva de potência eólicoelétrica com limite de 20%



Fonte: Elaboração própria (2024).

No horizonte das 24 horas, tem-se 71 instantes que ultrapassam o limite inferior, e que devem ser supridas com energia renovável e não esgotável para garantir o funcionamento adequado do eletrolisador e a baixa pegada de carbono do hidrogênio produzido. Desta forma, é considerado a utilização do cenário fotovoltaico juntamente com o cenário eólicoelétrico, a fim de minimizar estas violações de potência nula ou inferior a 20%. A Figura 43 apresenta a curva de potência eólicoelétrica para um eletrolisador agregando a curva fotovoltaica, juntamente com as limitações superior e inferior.

Figura 43 - Curva de potência eólicoelétrica e fotovoltaica



Fonte: Elaboração própria (2024).

Com a curva agregada obtida, próximo ao momento em que a velocidade do vento é baixa, a potência fotovoltaica é essencial, impedindo que a potência viole o limite inferior em diversos momentos, produzindo um novo montante de 1.581,68 kWh no final do dia. Entretanto, na análise do gráfico (Figura 43), verificam-se 24 instantes na qual o limite superior é extrapolado, entre às 17:45:00 e 19:55:00 e 11 instantes na qual o limite inferior é violado, que acontecem principalmente das 07:20:00 às 07:50:00.

3.5 Análise para um cenário híbrido

Em virtude da volatilidade da geração eólicoelétrica e fotovoltaica, como ventos com velocidades baixas ou extremamente elevadas e pouca presença de irradiância, é necessário um sistema de *backup* para impedir que o eletrolisador sofra uma interrupção abrupta de fornecimento de eletricidade. Nesse sentido, avaliou-se a utilização de um banco de baterias, alimentadas através de uma porcentagem da potência gerada pelo gerador fotovoltaico e pelo excedente de potência que ultrapassa o limite superior de 7 kW para cada 5 minutos. Desta forma, para o estudo

de caso, foi utilizado 70% da potência fotovoltaica gerada no fornecimento direto para o eletrolisador e 30% para alimentação das baterias, que deverão suprir o déficit de energia, impedindo que o limite inferior seja violado. Por questões de segurança, será aplicado um fator de limite inferior de 40%, ou seja, caso a potência entregue seja menor do que 40% (2,8 kW) da potência nominal, o sistema de baterias é acionado para manter o mínimo de 2,8 kW fornecido para cada 5 minutos do dia. Para o dia simulado, o eletrolisador, utilizando 70% do total da potência fotovoltaica teria um montante de 212,96 kW. Entretanto, em virtude do limite de corte superior, 5,54 kW são direcionados para a bateria, resultando em uma utilização de 207,42 kW. Ao longo do mesmo dia, a bateria, carregada com 30% da potência gerada pelo gerador fotovoltaico, produz um montante de 91,27 kW.

É importante notar que, para este cenário híbrido, como o fornecimento de eletricidade atinge valores abaixo do fator de segurança de 40% antes do gerador fotovoltaico começar a produzir energia para as baterias, duas opções podem ser sugeridas:

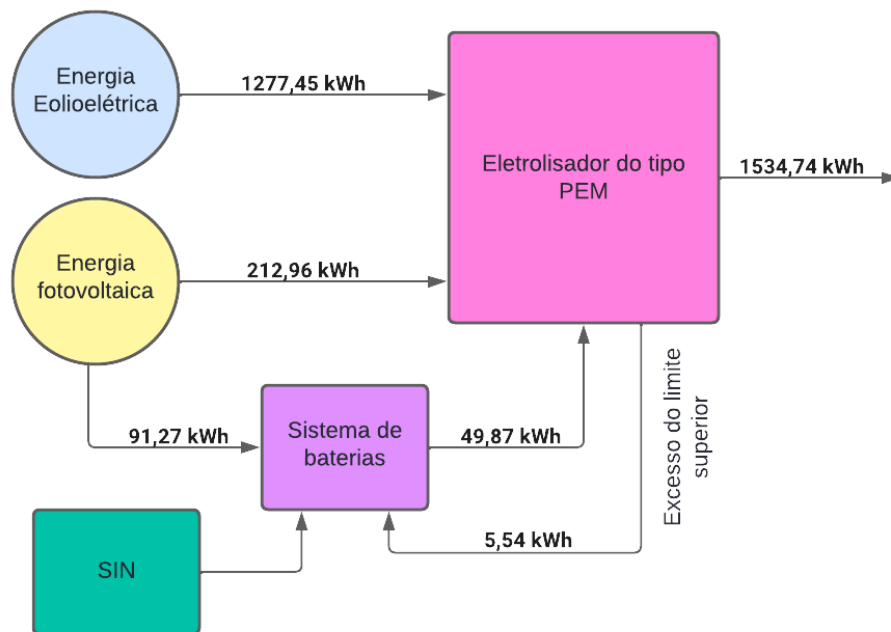
1. utilização da energia armazenada nos dias anteriores;
2. utilização da energia proveniente do SIN (Sistema Interligado Nacional);

Para a primeira opção, o sistema de fornecimento das baterias precisa estar conectado previamente ao dia de análise deste estudo para permitir o carregamento das baterias. Entretanto, caso em algum dia não seja produzida energia eólicoelétrica e fotovoltaica suficiente para atingir o limite inferior necessário, as baterias não conseguiriam suprir esta energia através do dia inteiro, sendo necessário a utilização da energia proveniente do SIN.

Na segunda opção é contemplada a possibilidade de utilização da energia do SIN para suprir a demanda mínima deste dia, considerando que as baterias estão completamente descarregadas. Como a energia proveniente do SIN pode ter sido gerada através de fontes não-renováveis ou esgotáveis, é necessário algum certificado de que a energia é renovável e não-esgotável, como o *International Renewable Energy Certificate* (I-REC), que é emitido como uma forma de garantir que a cada REC utilizado, 1 MWh de energia injetada no SIN foi gerado de forma sustentável e renovável.

A entrada de energia para o eletrolisador, no dia analisado é de 1.277,45 kWh proveniente de eolioelétrica, 212,96 kWh de fotovoltaica e 49,87 kWh da bateria. Ao longo do dia, a bateria recebeu 91,27 kWh da geração fotovoltaica e 5,54 kWh do excesso de energia por conta do limite superior, tendo um balanço final de 46,94 kWh armazenados. A Figura 44 apresenta o esquemático de energia do dia 16/01/2024.

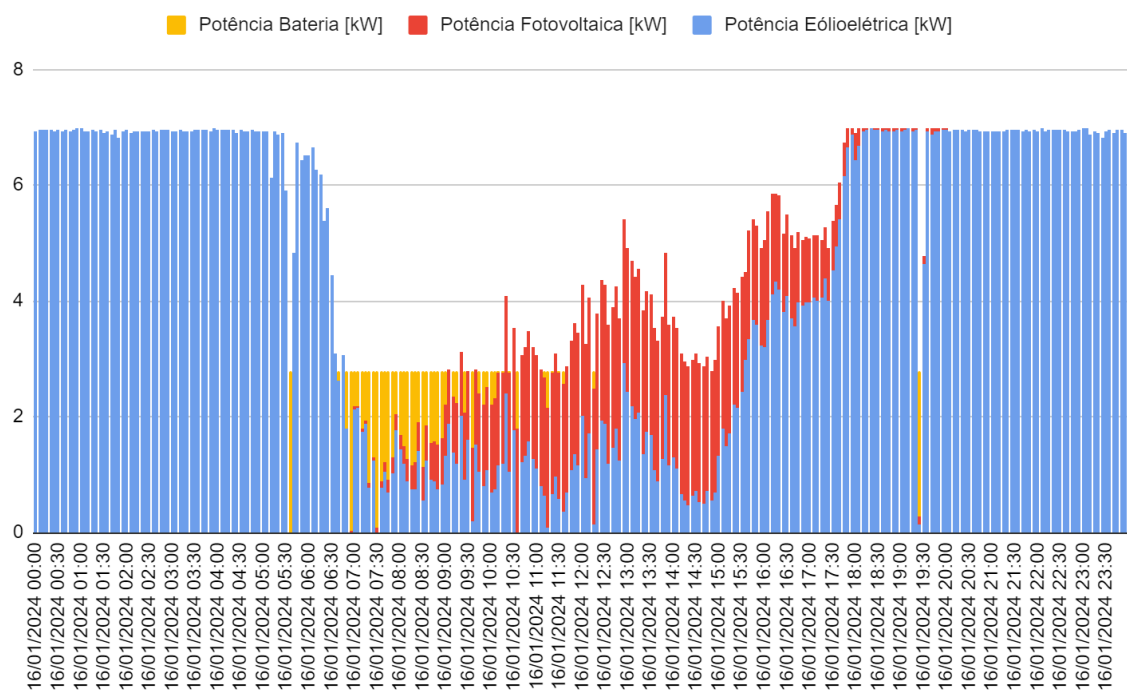
Figura 44 - Diagrama de energia para um eletrolisador para o dia analisado



Fonte: Elaboração própria (2024).

Por fim, após aplicar as restrições, é possível obter a curva final energética de fornecimento que será inserida e avaliada no simulador do eletrolisador do tipo PEM. Nota-se que nenhuma violação é constatada, respeitando os limites impostos e o fator de segurança. A Figura 45 apresenta a curva de potência híbrida para o eletrolisador.

Figura 45 - Curva de potência híbrida de fornecimento para o eletrolisador



Fonte: Elaboração própria (2024).

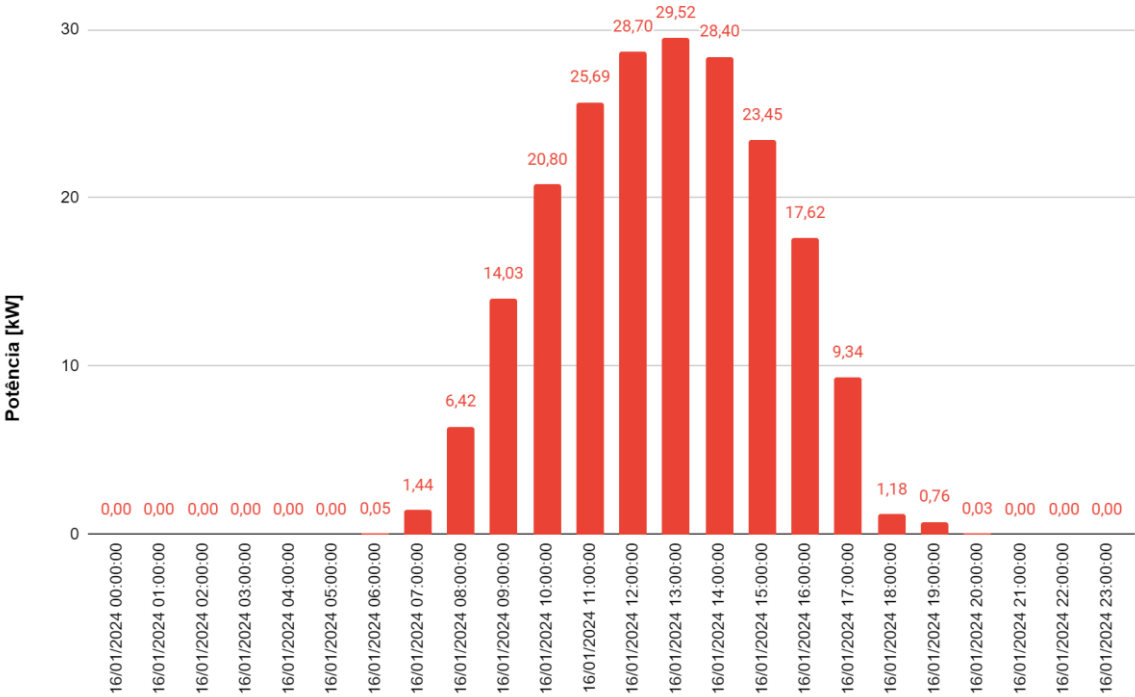
4 RESULTADOS DOS CENÁRIOS SIMULADOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados às entradas de potência fotovoltaica e eolioelétrica. Primeiramente, como comparação são analisados os resultados para a potência fotovoltaica e eolioelétrica sem aplicação das restrições, onde, é importante notarmos que, em virtude do simulador utilizar dados discretizados por hora, o limite inferior passa a ser 33,53 kW, ou seja, 40% do limite superior, que é aproximadamente 83,75 kW. Por fim, é apresentado o resultado com a entrada de potência respeitando todos os limites.

4.1 Resultados para 70% da entrada de potência fotovoltaica

A entrada de potência para o cenário em que apenas 70% da potência fotovoltaica é utilizada no simulador, discretizado em horas, para o total de 24 horas. Durante as 24 horas, a maior potência ocorre às 13:00:00, com o valor de 29,52 kW. Para esta simulação, a quantidade de pilha de células continua sendo a mesma do cenário base, contando com 50 unidades e uma área total de 280 cm². A Figura 46 apresenta a entrada de energia discretizada em hora.

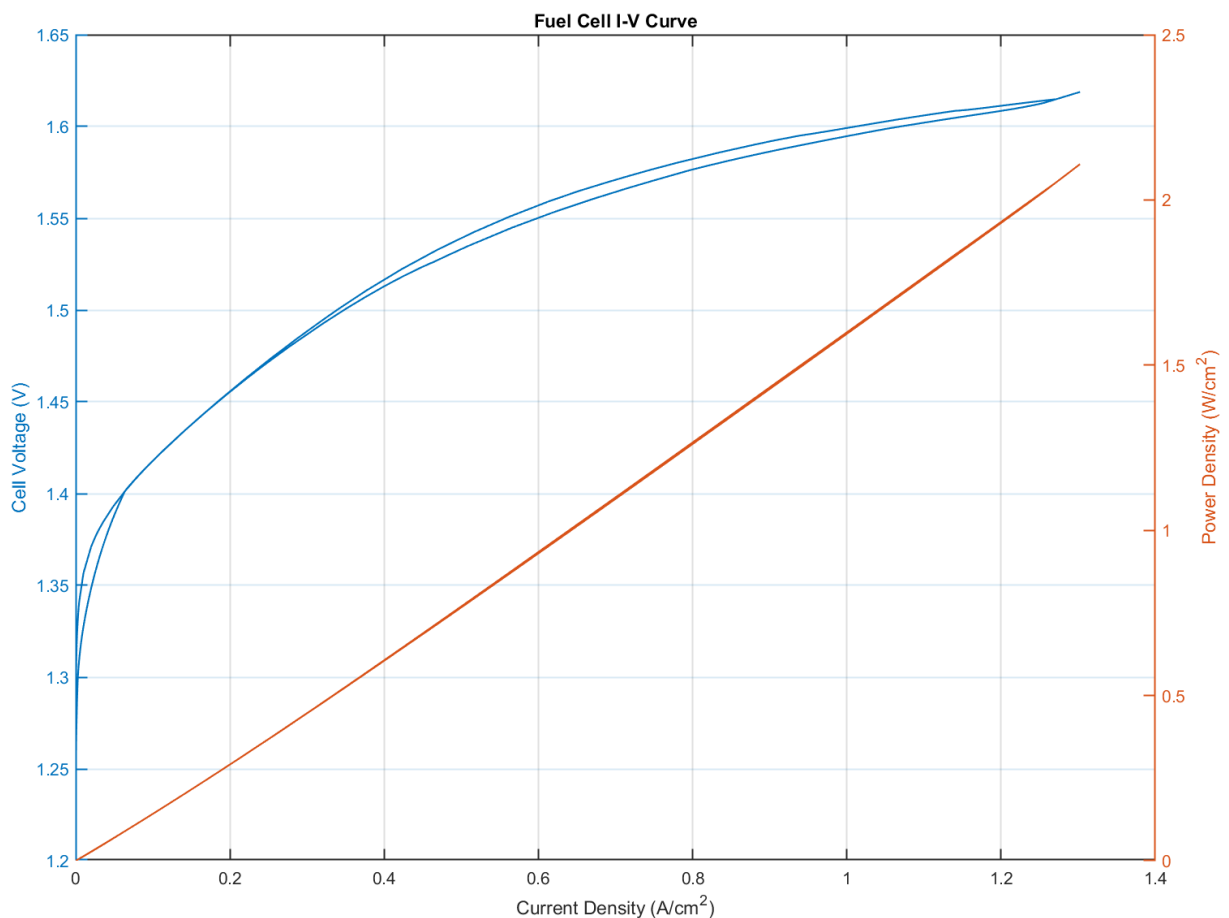
Figura 46 - Entrada de potência fotovoltaica discretizada por hora



Fonte: Elaboração própria (2024).

A partir deste cenário, é possível obter a curva de tensão de célula e densidade de potência, onde é visualizado que devido a potência estar abaixo da potência nominal do eletrolisador, há uma baixa densidade de potência e tensão na célula, onde para uma densidade de corrente de 1 A/cm^2 , a célula apresenta uma tensão de $1,59 \text{ V}$ e densidade de potência de $1,61 \text{ W/cm}^2$. A Figura 47 apresenta a relação de tensão e densidade de potência por célula para a entrada fotovoltaica em 70%.

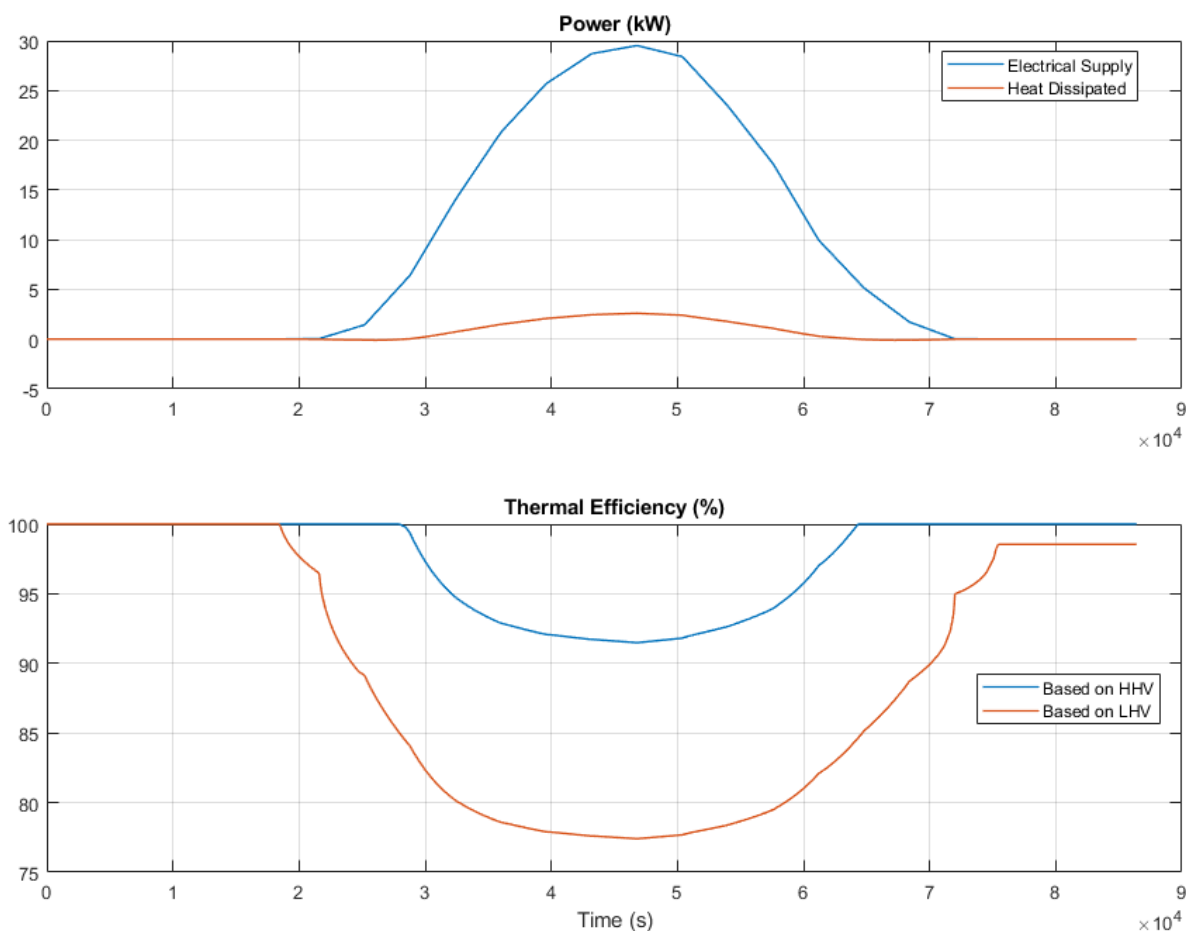
Figura 47 - Relação tensão e densidade de potência por célula para a potência fotovoltaica



Fonte: Elaboração própria (2024).

Na Figura 48, é visualizado, na imagem superior, em azul a potência, que segue a curva de potência da Figura 46 e, em laranja, o calor dissipado. Para a potência de $29,51 \text{ kW}$ que ocorre às 12:59:15, tem-se um montante de $2,59 \text{ kW}$ de potência dissipada. No gráfico de eficiência térmica, no mesmo instante, a eficiência é de $91,49\%$ e $77,41\%$ para o HHV e LHV, respectivamente. A alta eficiência para o HHV é obtida devido a potência de alimentação ser inferior à potência nominal do eletrolisador.

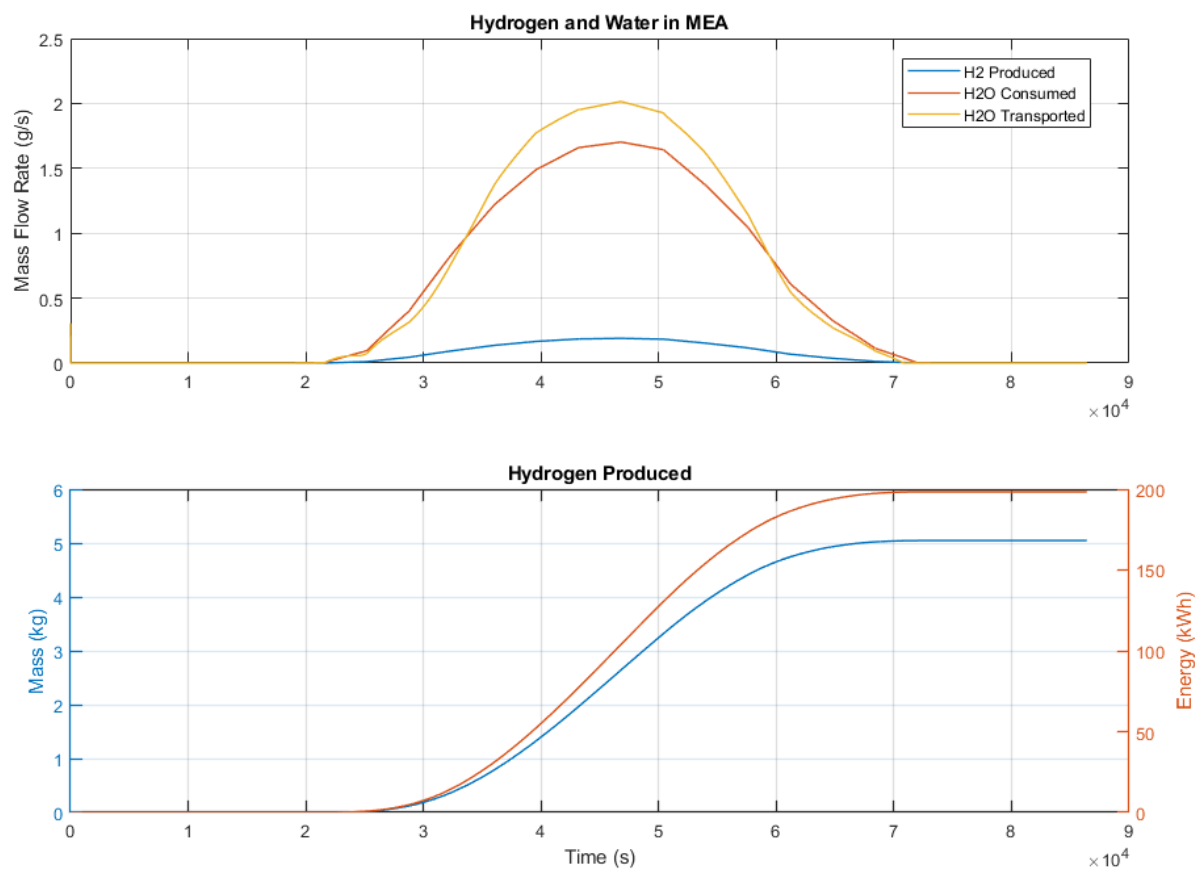
Figura 48 - Relação tensão e densidade de potência por célula para a potência fotovoltaica



Fonte: Elaboração própria (2024).

Na Figura 49 são apresentados, no gráfico superior, a taxa de fluxo de massa do hidrogênio produzido e da água transportada e consumida no MEA. Neste cenário, no instante 12:59:15, temos um fluxo de 2,01 g/s de H_2O transportado e 1,70 g/s de H_2O consumido, para produzir 0,19 g/s de hidrogênio. Na Figura 49, pode-se verificar a similaridade da curva do gráfico com a entrada de potência. No gráfico inferior desta Figura, é apresentado o montante de hidrogênio produzido ao longo do dia, onde o total é de 5,05 kg de H_2 . Caso o hidrogênio fosse utilizado para gerar energia elétrica, seria possível produzir o montante de 198,36 kWh.

Figura 49 - Hidrogênio produzido e fluxo de água no MEA para a potência fotovoltaica

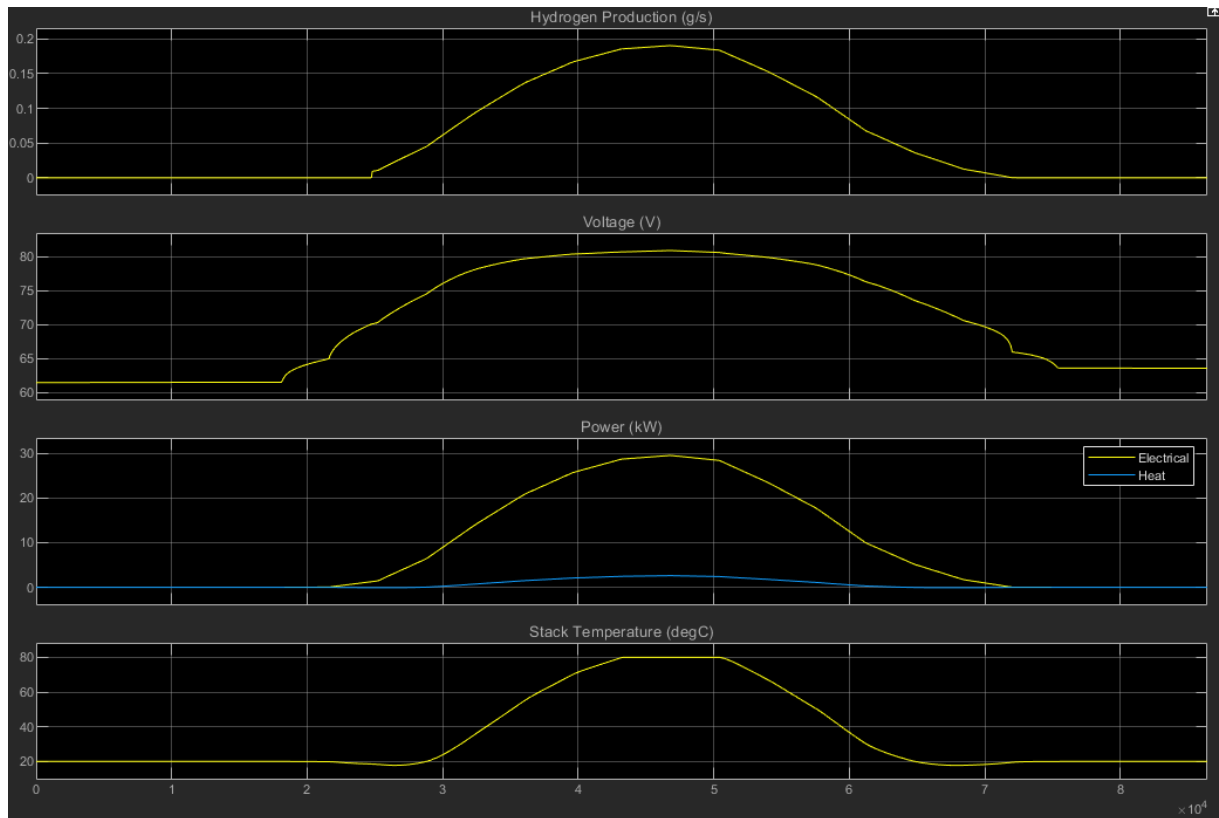


Fonte: Elaboração própria (2024).

Analisando a entrada de potência para este cenário, tem-se um total de 207,42 kW, que acarreta um consumo energético de 41,07 kWh/kg de hidrogênio. Aplicando esta entrada para os 20 eletrolisadores PEM, tem-se um montante total de 101,00 kg de hidrogênio verde produzidos ao longo do dia analisado.

Por fim, na Figura 50 são apresentados a produção de hidrogênio em g/s, a tensão em V para a pilha de células, a entrada de potência em kW e por fim, a temperatura da pilha em graus celsius. É possível observar que a temperatura máxima atingível é de 80 °C e que a tensão é de 80 V no pico da alimentação de potência.

Figura 50 - Saídas do eletrolisador para a entrada fotovoltaica

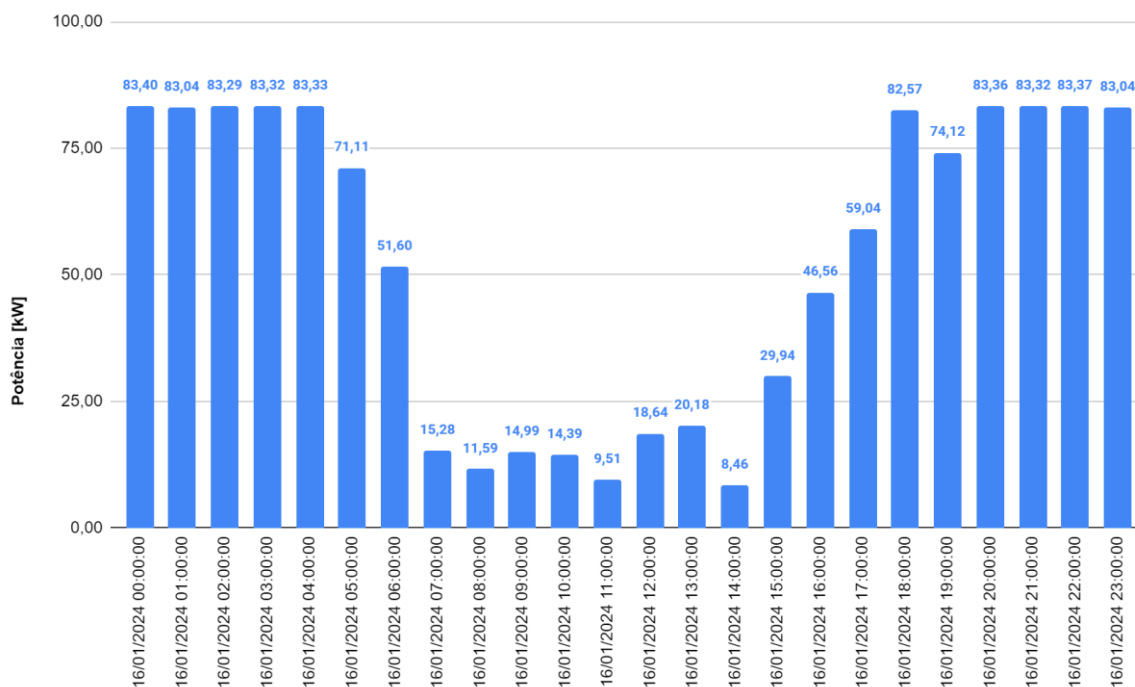


Fonte: Elaboração própria (2024).

4.2 Resultados para a entrada de potência eolioelétrica

Nesta seção são analisados os resultados obtidos através do simulador para o cenário em que apenas a potência eolioelétrica é utilizada para alimentar o eletrolisador. A entrada é discretizada em 24, a cada hora, onde temos valores próximos ao nominal de 83,40 kW entre os instantes de 00:00:00 a 04:00:00 e 18:00:00 até 00:00:00. Importante ressaltar que entre 07:00:00 e 15:00:00 existe a incidência de baixas velocidades de vento, que provocam uma baixa entrada de potência, violando o limite inferior. A Figura 51 apresenta a entrada de potência eolioelétrica discretizada em horas.

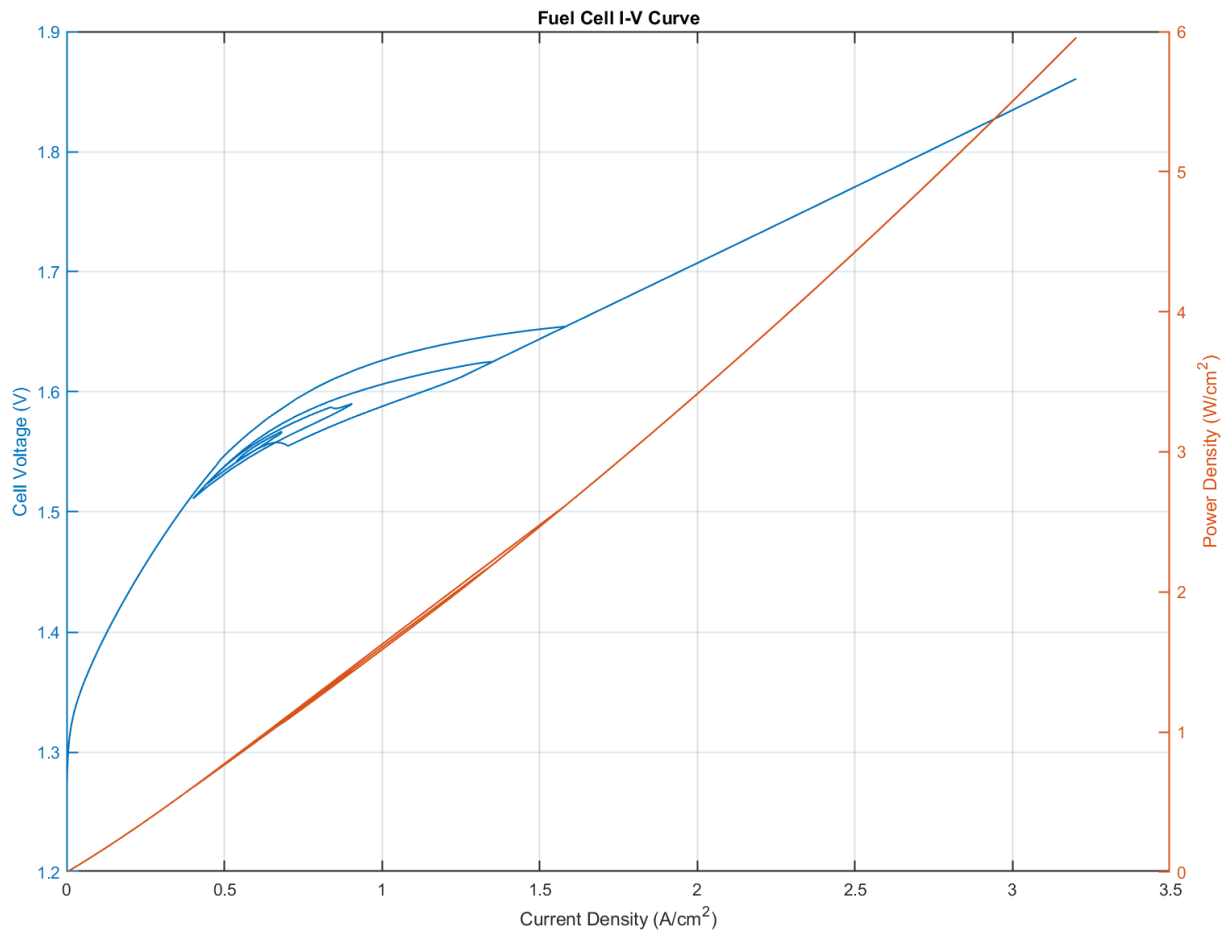
Figura 51 - Entrada de potência eolioelétrica por hora



Fonte: Elaboração própria (2024).

Com a alimentação eolioelétrica, a curva de tensão de célula obtida se comporta de forma similar ao cenário base, visto que em diversos momentos o eletrolisador é alimentado com energia próxima ao seu valor nominal. Para uma densidade de $1,997 \text{ A/cm}^2$, tem-se uma tensão de $1,707 \text{ V}$ e uma densidade de potência de $3,41 \text{ W/cm}^2$. O simulador, ao realizar o cálculo de tensão na célula, apresenta um erro no gráfico ao se aproximar do valor de $1,58 \text{ A/cm}^2$, apresentando oscilações momentâneas. A Figura 52 apresenta a relação de tensão e densidade de potência por célula para o fornecimento eolioelétrico.

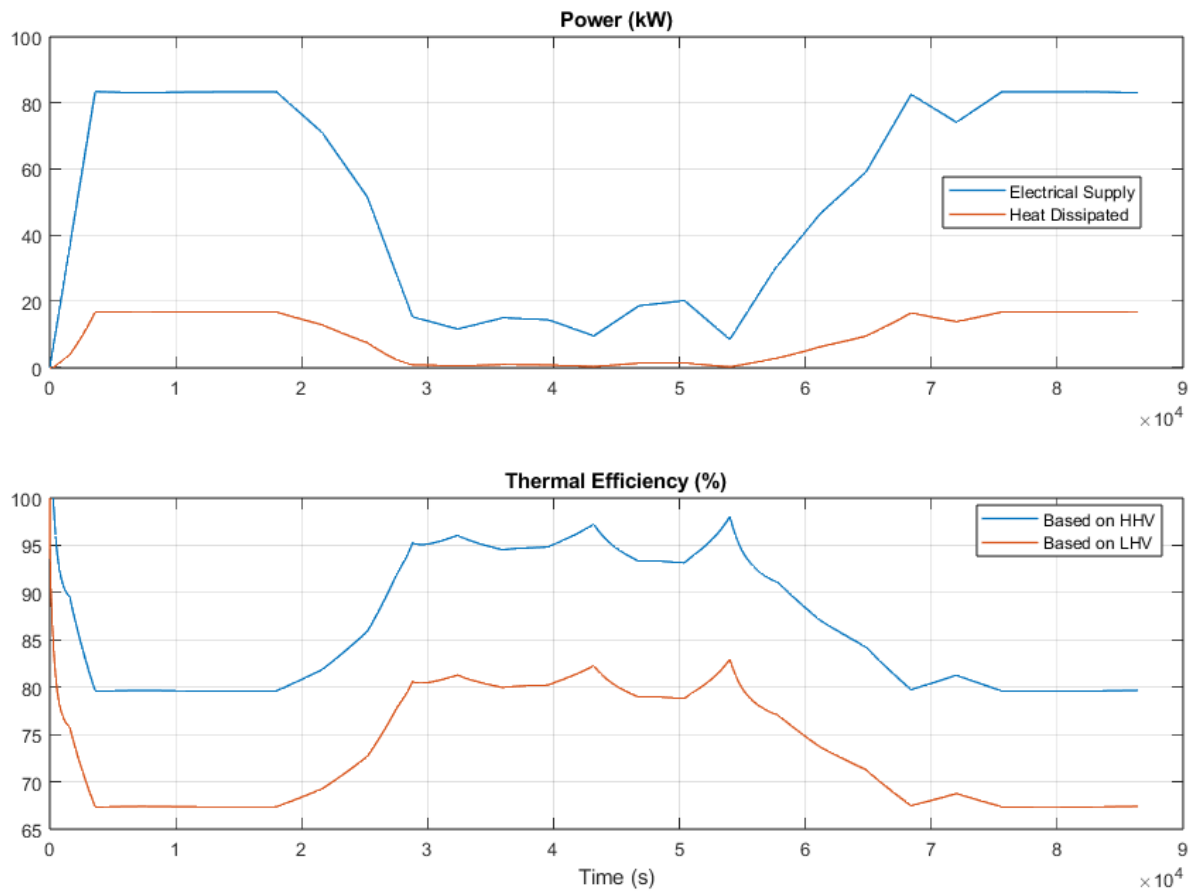
Figura 52 - Relação tensão e densidade de potência por célula para a potência eolioelétrica



Fonte: Elaboração própria (2024).

Na Figura 53, no gráfico superior, em azul, tem-se a potência eolioelétrica, que da mesma forma do resultado obtido para a potência fotovoltaica em 70%, se assemelha à Figura 51. Para a maior potência, que ocorre às 00:00:00 com um montante de 83,40 kW, tem-se 16,74 kW de potência dissipada e eficiências térmicas de 79,60% e 67,35% para o HHV e LHV, respectivamente. A eficiência se aproxima ao valor nominal do eletrolisador de 87% conforme a potência se aproxima de 100 kW. Este valor apresenta uma maior relação com valores encontrados na literatura em comparação com o gráfico obtido na Figura 47.

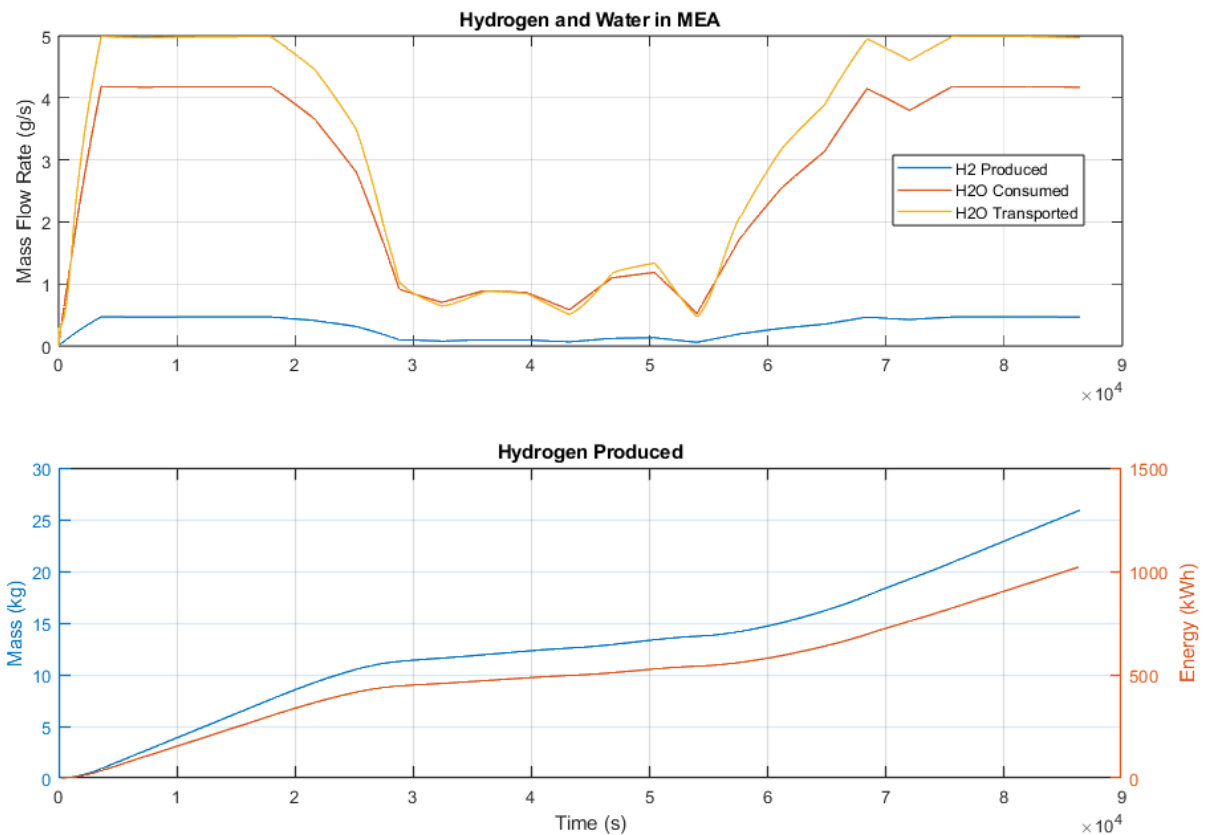
Figura 53 - Relação tensão e densidade de potência por eletrolisador para potência eólicoelétrica



Fonte: Elaboração própria (2024).

Finalmente, o hidrogênio produzido e o fluxo de água no MEA para a entrada de energia eólicoelétrica são apresentados na Figura 54. No instante da potência de 83,40 kW, há um fluxo de 4,98 g/s de H₂O transportado; 4,18 g/s de H₂O consumido; e 0,47 g/s de H₂ produzidos. Para o período com a menor entrada de potência, que acontece às 14:00:00, obtém-se 0,52 g/s de H₂O consumido; 0,47 g/s de H₂O transportado; e apenas 0,059 g/s de H₂ produzidos. No final do dia, há um montante de 25,91 kg de hidrogênio produzidos, que poderiam produzir o total de 1022,09 kWh em uma célula combustível.

Figura 54 - Hidrogênio produzido e fluxo de água no MEA para a potência eolioelétrica

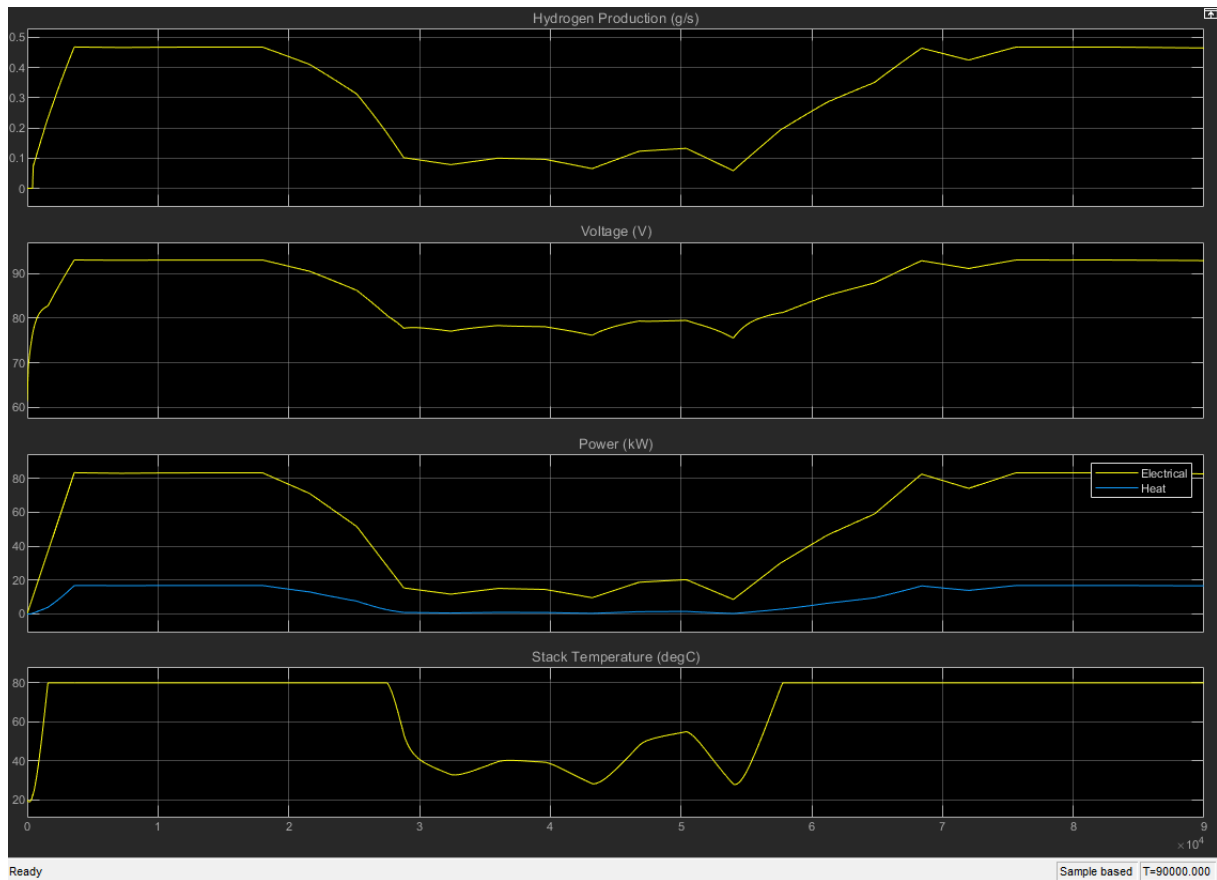


Fonte: Elaboração própria (2024).

Ao longo do dia, o eletrolisador é alimentado com um montante de 1277,45 kW, que acarreta um consumo energético de 49,30 kWh/kg de hidrogênio. Este consumo se assemelha com os valores encontrados na literatura, por se aproximar do valor nominal de operação do simulador do eletrolisador PEM. Ao longo do dia, para os 20 eletrolisadores PEM, tem-se um montante de 518,2 kg de hidrogênio verde produzidos.

Na Figura 55, tem-se as saídas do eletrolisador, onde são apresentados a produção do hidrogênio, que em seu pico aproxima-se de 0,5 g/s; a tensão da pilha de células, que atinge um valor próximo a de 95 V quando a energia está no limite superior; a curva da entrada de energia; e a temperatura da pilha de células, que se mantém em 80°C para os valores mais altos.

Figura 55 - Saídas do eletrolisador para a potência eolioelétrica



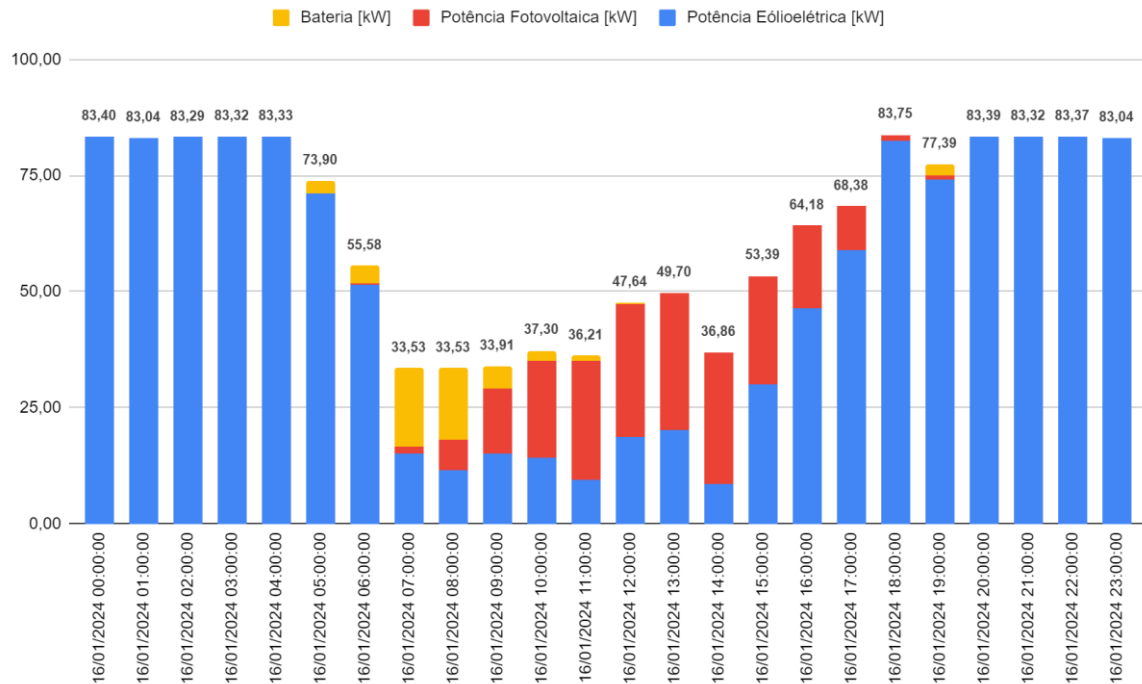
Fonte: Elaboração própria (2024).

4.3 Resultados para o sistema híbrido

Para a simulação com cenário híbrido composta pelo cenário de potência eolioelétrica com o complemento de 70% do perfil de potência fotovoltaica e do sistema de baterias, respeitando todos os limites impostos para o correto funcionamento do eletrolisador. Verifica-se ver que, o maior valor atingido foi o de 83,75 kW para o horário de 18:00:00 e o menor entre às 07:00:00 e 08:00:00, de 33,53 kW, sendo este, o mínimo aceitável de 40% da potência nominal. É importante ressaltar que, em virtude de a utilização das baterias ser realizada quando os dados de entrada de potência estavam descritos de 5 em 5 minutos, em momentos nos quais não seria necessária sua utilização caso fosse descrito de 1 em 1 hora, como às 05:00:00, há presença de potência proveniente do sistema de *backup* de baterias. Além desses horários, ela aparece no período entre 06:00:00 e 11:00:00 e depois brevemente às 19:00:00, onde há uma manobra de pitch que impede a geração de energia eolioelétrica durante alguns minutos, acionando as baterias. A Figura 56

apresenta a entrada de potência com os limites impostos respeitados para o dia analisado.

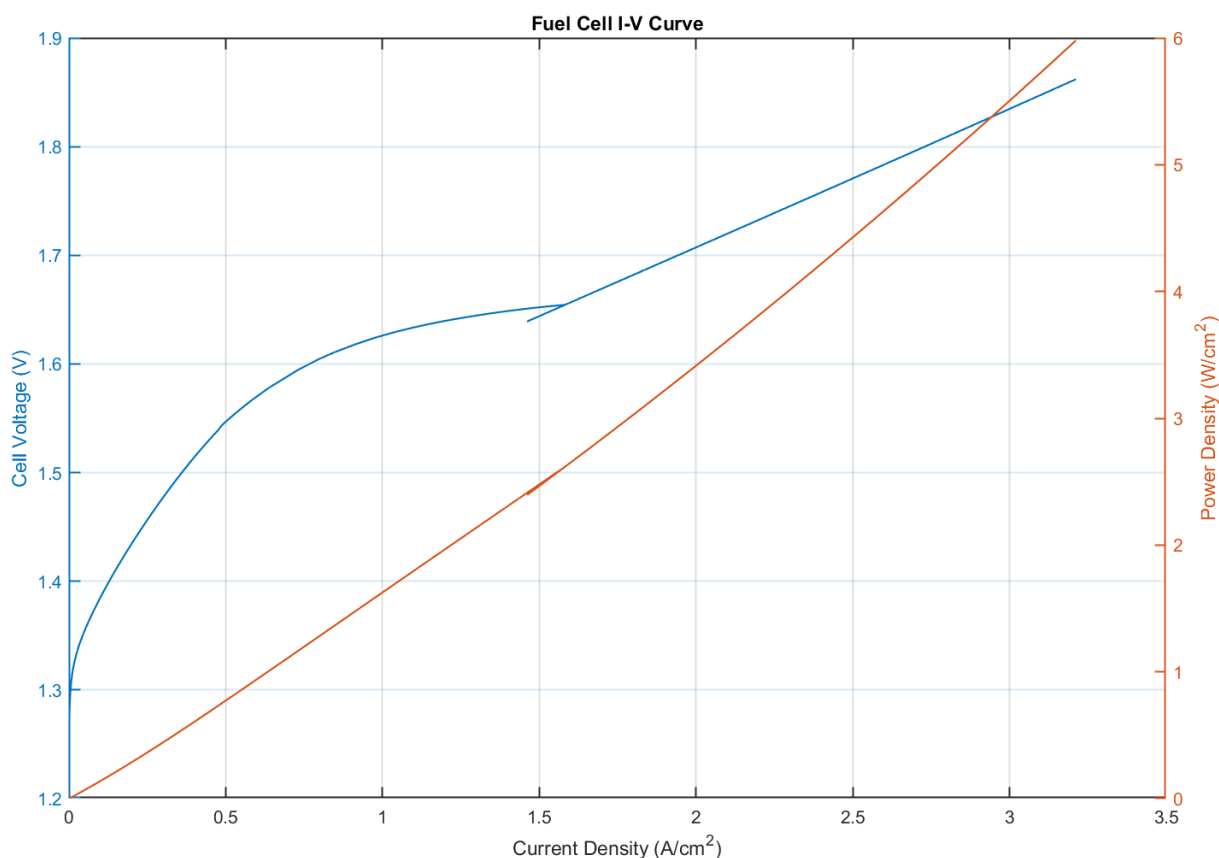
Figura 56 - Entrada de potência para o sistema híbrido por hora



Fonte: Elaboração própria (2024).

Através do fornecimento híbrido, a curva obtida na Figura 57 se comporta de maneira similar ao cenário base, atingindo uma tensão de célula de 1,707 V e uma densidade de potência de 3,42 W/cm² para uma densidade de corrente de 2 A/cm², valores que estão de acordo com a literatura. Já, para uma densidade de corrente de aproximadamente 3 A/cm², há uma tensão de célula de 1,83 V e uma densidade de potência de 5,5 W/cm².

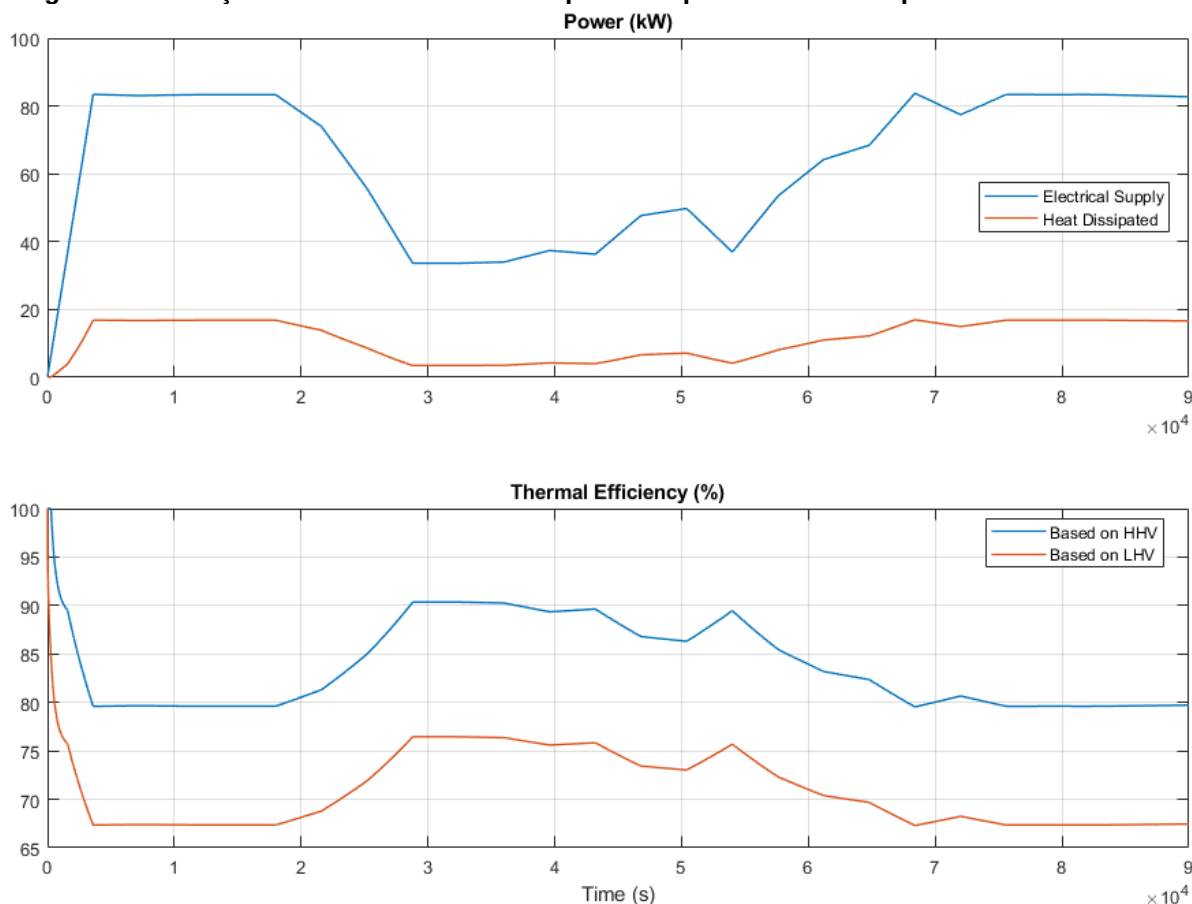
Figura 57 - Relação tensão e densidade de potência por eletrolisador para o sistema híbrido



Fonte: Elaboração própria (2024).

Para os gráficos apresentados na Figura 58, a curva de alimentação elétrica, em azul, é similar a curva discretizada obtida anteriormente na Figura 56. Para os momentos em que há alimentação próxima ao nominal, temos um calor dissipado de 16,63 kW e em momentos de alimentação mínima admissível, tem-se um calor dissipado de 3,34 kW. Para o gráfico inferior, no mesmo período de alimentação próxima ao nominal, há uma eficiência térmica de 79,66% e 67,40%, para o HHV e o LHV, respectivamente. Na alimentação mínima admissível, verifica-se uma eficiência de 90,36% para o HHV e 76,45% para o LHV.

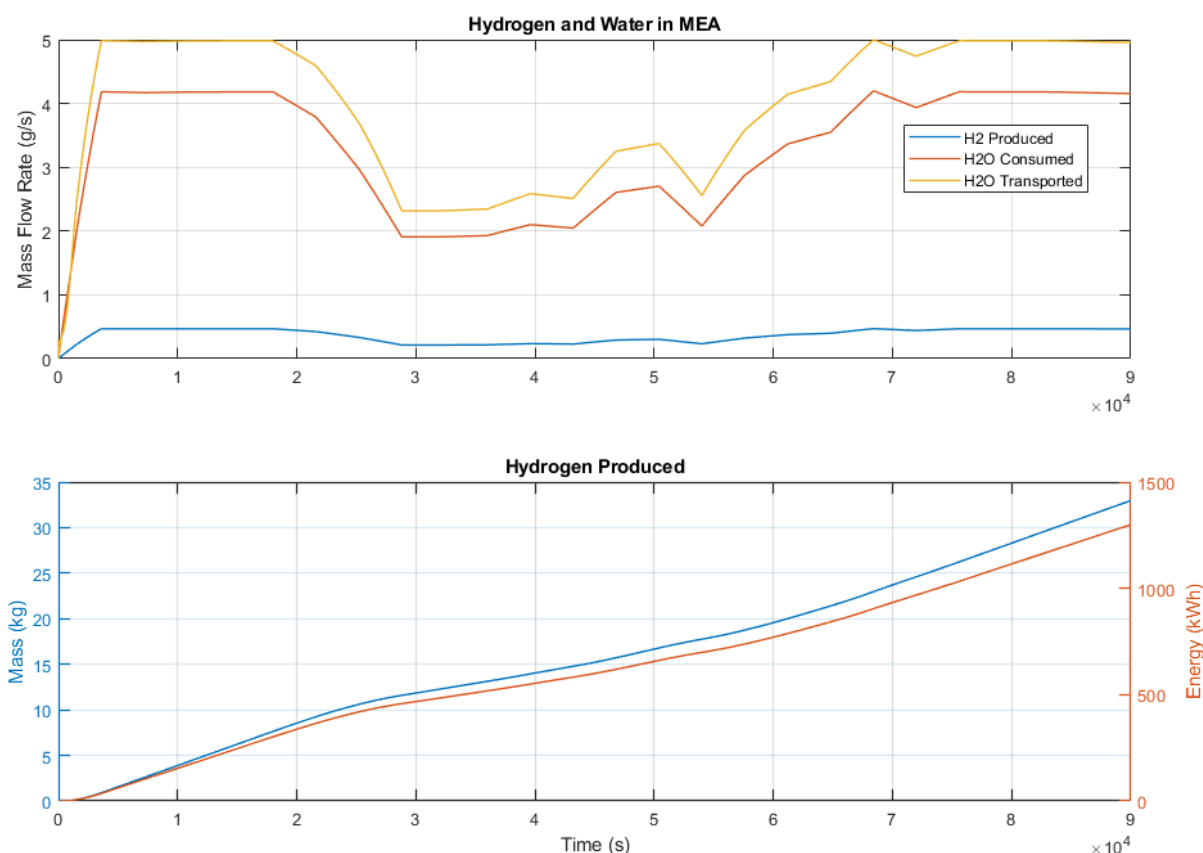
Os valores baseados no HHV encontrados nesta simulação final se apresentam próximos a eletrolisadores PEM reais, como o *PEM Electrolyzer ME450* da H-TEC Systems que possui uma eficiência de 75% baseado no HHV.

Figura 58 - Relação tensão e densidade de potência por eletrolisador para o sistema híbrido

Fonte: Elaboração própria (2024).

Na Figura 59, pode-se observar, no gráfico superior, a alimentação próxima ao nominal, tem-se os mesmos valores encontrados anteriormente para a alimentação eolioelétrica de aproximadamente 4,98 g/s de H_2O transportado; 4,18 g/s de H_2O consumido; e 0,47 g/s de H_2 produzidos. Para a alimentação mínima admissível de 33,53 kW, são obtidos 2,32 g/s de H_2O transportado; 1,91 g/s de H_2O consumido; e 0,21 g/s de H_2 produzidos. Em comparação ao resultado para apenas a potência eolioelétrica, a utilização conjunta da potência fotovoltaica e da bateria permitem que haja um aumento na produção de hidrogênio de 0,15 g/s nos instantes onde há fornecimento mínimo. No final do dia, temos um montante produzido de 32,97 kg de H_2 , que caso aplicados a uma célula combustível geraria 1299,49 kWh.

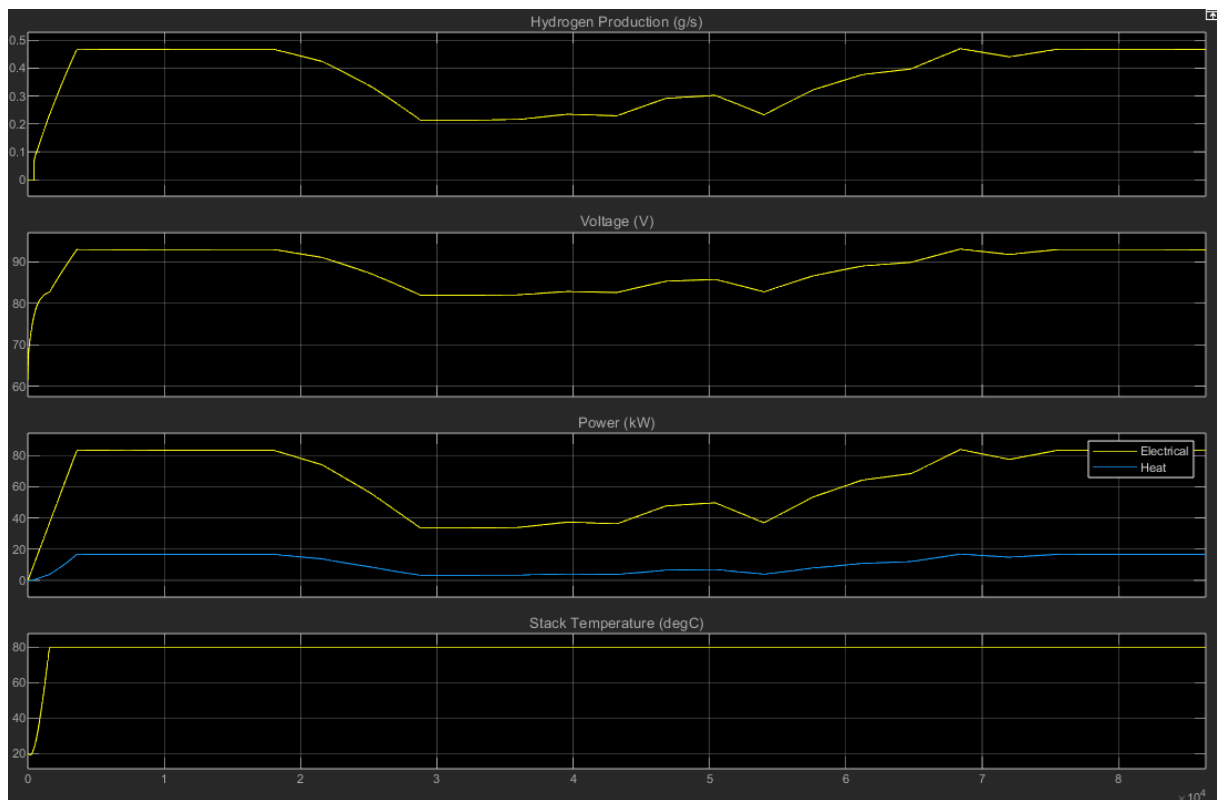
Figura 59 - Relação tensão e densidade de potência por célula para o sistema híbrido



Fonte: Elaboração própria (2024).

Por fim, para o dia analisado, o eletrolisador PEM, alimentado com um montante de 1534,74 kWh, possui um consumo energético final de 46,55 kWh/kg de hidrogênio, um valor melhor do que o obtido apenas através da alimentação eólicoelétrica, mostrando uma maior eficiência quando há uma menor variância de potência ao longo do dia. Para os 20 eletrolisadores PEM alimentados por um aerogerador e gerador fotovoltaico, é obtida produção total de 659,4 kg de hidrogênio verde. Para o parque eólicoelétrico analisado, através da utilização dos 57 aerogeradores com geradores fotovoltaicos, seria possível a produção de 37,58 toneladas de hidrogênio, apenas para o dia analisado.

Na Figura 60, é apresentada a produção de hidrogênio, onde para a entrada de potência máxima, temos uma produção de aproximadamente 0,47 g/s e para a entrada mínima de 0,22 g/s. A tensão se mantém próxima à 93 V na maior entrada de potência e 82 V na menor. A água recirculante é controlada para que se mantenha uma temperatura de 80 °C ao longo da simulação na pilha de células no eletrolisador.

Figura 60 - Saídas do eletrolisador para o sistema híbrido

Fonte: Elaboração própria (2024).

5 CONCLUSÃO

Este trabalho buscou analisar a simulação de uma planta de produção de hidrogênio através da alimentação de energia eólioelétrica e fotovoltaica para um parque híbrido eólico e solar no Brasil. Desta forma, foi necessário entender e analisar a necessidade da transição energética de uma matriz energética baseada em recursos energéticos primários de origens fósseis para uma matriz energética baseada em recursos energéticos primários não-esgotáveis, renováveis e sustentáveis, e como o Brasil se encontra posicionado nesta frente.

Verificou-se que, o hidrogênio produzido através de eletrolisadores do tipo PEM, alimentados por energia eólioelétrica e fotovoltaica, além de colaborar com a meta estabelecida previamente pelo Acordo de Paris, pode ser utilizado como um vetor energético, permitindo o armazenamento e o transporte de energia a partir de transformações de um recurso energético primário. O hidrogênio, que movimentou em 2019 um mercado com um montante entre 118 e 136 bilhões de dólares, pode ser utilizado para o refino, produção de amônia, indústria metalúrgica, química, entre outros, proporcionando uma descarbonização destes setores.

A partir de duas fontes reais de energia, foi possível realizar sua discretização para que possam ser aplicadas em conjunto no simulador de um eletrolisador do tipo PEM, que possui potência nominal de 100 kW. Verificou-se que os eletrolisadores PEM necessitam de uma alimentação constante de pelo menos 20% do valor nominal, para evitar danos e possíveis explosões, provenientes do fluxo de hidrogênio do cátodo para o ânodo. Em virtude da alta variabilidade solar e eólica, estudou-se a implementação de um sistema de baterias, alimentado com 30% da geração fotovoltaica e em casos de escassez energética, pelo SIN através de I-RECs, para que a demanda mínima de potência seja entregue ao eletrolisador.

Na sequência, foram realizadas simulações com três entradas de potência, sendo elas a fotovoltaica, a eólioelétrica e a híbrida, composta pela fotovoltaica, eólioelétrica e do sistema de baterias. Verificou-se que a alimentação fotovoltaica produziu 101,00 kg de hidrogênio, porém violando os limites inferiores em todos os horários do dia. Para a alimentação eólioelétrica, foi produzido o montante de 518,2 kg de hidrogênio, com diversas violações ao longo do dia, provenientes de baixas velocidades de vento e de manobras de pitch no aerogerador. Por fim, ao utilizar a

alimentação eolioelétrica e fotovoltaica com o *backup* do sistema de baterias, o sistema não apresentou valores inferiores ao limite de segurança de 40%, produzindo 659,4 kg para cada conjunto híbrido composto de aerogerador e painel fotovoltaico. Aplicando para todo o parque híbrido com 54 aerogeradores e painéis fotovoltaicos, seria possível a geração de 37,58 toneladas de hidrogênio para o dia analisado.

Através das abordagens e análises de cenário aplicadas neste trabalho, foram obtidos resultados satisfatórios e que estão de acordo com a literatura, propiciando um estudo de caso para a produção de hidrogênio de forma sustentável e renovável. O trabalho cumpriu com os objetivos definidos de analisar os dados de geração elétrica brasileira e sua utilização em um simulador de um eletrolisador do tipo PEM, respeitando os limites operacionais e proporcionando resultados para entradas reais.

REFERÊNCIAS

ABDIN, Z., ZAFARANLOO, A., RAFIEE, A., MÉRIDA, W., LIPÍŃSKI, W., KHALILPOUR, K. R. Hydrogen as an energy vector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** (Vol. 120), mar. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109620>. Acesso em: 30 mar. 2023.

ALOUI, F., VARUVEL, E. G., SONTALIA, A. Handbook of Thermal Management Systems. **Handbook of Thermal Management Systems**, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/c2022-0-00590-0>. Acesso em: 25 fev. 2024.

AGHAKHANI, A., HAQUE, N., SACCANI, C., PELLEGRINI, M., GUZZINI, A. Direct carbon footprint of hydrogen generation via PEM and alkaline electrolyzers using various electrical energy sources and considering cell characteristics. **International Journal of Hydrogen Energy**, 48(77), ago. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.083>. Acesso em: 02 nov. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Capacidade de Geração do Brasil, em **Sistema de Informações de Geração (SIGA)**.

BAYKARA, S. Z. Hydrogen: A brief overview on its sources, production and environmental impact. **International Journal of Hydrogen Energy**, 43(23), jun. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.02.022>. Acesso em: 29 mar. 2023.

BOXWELL, M. Solar Electricity Handbook. **2017 Edition**. A simple, practical guide to solar energy-designing and installing solar PV systems, 2017.

BREZAK, D., KOVAČ, A., FIRAK, M. . MATLAB/Simulink simulation of low-pressure PEM electrolyzer stack. **International Journal of Hydrogen Energy**, 48(16), jan 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.092>. Acesso em: 03/11/2023.

BUSQUET, S., HUBERT, C. E., LABBÉ, J., MAYER, D., METKEMEIJER, R. A new approach to empirical electrical modelling of a fuel cell, an electrolyser or a regenerative fuel cell. **Journal of Power Sources**, 134(1), jul. 2004. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.02.018>. Acesso em: 30 mar. 2023.

CARMO, M., FRITZ, D. L., MERGEL, J., STOLTEN, D. A comprehensive review on PEM water electrolysis. **International Journal of Hydrogen Energy** (Vol. 38, Issue 12), abr. 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>. Acesso em 29 mar. 2023.

DELOITTE. **Green hydrogen: Energizing the path to net-zero**. Disponível em: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ca/Documents/about-deloitte/ca-global-green-hydrogen-executive-summary-en-aoda.pdf?icid=ghes-en>. Acesso em 13 mai. 2024.

DOS SANTOS, DE S. G., DO B. MARINHO, C., SANTANA, L. O. S., BISPO, A. S., PESSOA, F. L. P., ALMEIDA, J. L. G., CALIXTO, E. E. S. Hydrogen production using renewable energy: solar PV and offshore wind power – An economic evaluation in Bahia. **Computer Aided Chemical Engineering** (Vol. 52), jan. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-15274-0.50469-8>. Acesso em 07 mai. 2024.

EARTH OBSERVATORY. **2020 Tied for Warmest Year on Record**. Disponível em: <https://earthobservatory.nasa.gov/images/147794/2020-tied-for-warmest-year-on-record>. Acesso em: 30 mar. 2023.

EL-SHAFIE, M. Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review. **Results in Engineering**, 20, set. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101426>. Acesso em: 14 mai. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Mudanças climáticas e Transição energética**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/clima-e-energia>. Acesso em: 29 mar. 2023a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional de 2023**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2023b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogenio_23Fev2021NT%20%282%29.pdf. Acesso em: 13 mai. 2024c.

ENEL GREEN POWER. **A transição energética**. Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/transicao-energetica>. Acesso em: 29 set. 2023.

FARRÀS, P., STRASSER, P., COWAN, A. J. Water electrolysis: Direct from the sea or not to be? **Joule**, 5(8). Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.07.014>. Acesso em: 14 mai. 2024.

FGV ENERGIA. **Hidrogênio de Baixo Carbono: A importância dos avanços em questões estruturantes**. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-fgv-energia-hidrogenio-de-baixo-carbono-importancia-dos-avancos-em-questoes>. Acesso em: 13 mai. 2024.

FOLGANES, V. N., SICA, E. T. A competitividade do hidrogênio como vetor energético para sistemas econômicos produtivos frente aos recursos energéticos distribuídos (REDs). **XXVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 2023.

GLOBAL WIND ATLAS. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/en>. Acesso em: 25 mai. 2024.

IRENA. **International trade and green hydrogen: Supporting the global transition to a low-carbon economy**. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/International-trade-and-green-hydrogen-Supporting-the-global-transition-to-a-low-carbon-economy>. Acesso em: 08 mai. 2024.

IRENA. **Water for hydrogen production**. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/Water-for-hydrogen-production>. Acesso em: 14 mai. 2024.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). **Panorama do Hidrogênio no Brasil**. Disponível em: https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/11291/1/td_2787_web.pdf. Acesso em: 13 mai. 2024.

HASSAN, Q., ALGBURI, S., SAMEEN, Z. A., SALMAN, M. H., JASZCZUR, M. Green hydrogen: A pathway to a sustainable energy future. **International Journal of Hydrogen Energy**, ago. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.321>. Acesso em: 31 out. 2023.

HREN, R., VUJANOVIĆ, A., VAN FAN, Y., KLEMEŠ, J. J., KRAJNC, D., & ČUČEK, L. (2023). Hydrogen production, storage and transport for renewable energy and chemicals: An environmental footprint assessment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 173, dez. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113113>. Acesso em: 26 jan. 2024.

H-TEC SYSTEMS. “PEM Electrolyzer ME450”, **ME450 PEM Electrolyzer**, Augsburg (Germany). Disponível em: <https://www.h-tec.com/en/products/detail/h-tec-pem-electrolyser-me450/me450/>. Acesso em: 27 jun. 2024.

JIANG, Y., HUANG, W., YANG, G. Electrolysis plant size optimization and benefit analysis of a far offshore wind-hydrogen system based on information gap decision theory and chance constraints programming. **International Journal of Hydrogen Energy**, 47(9), dez. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.211>. Acesso em: 01 nov. 2023.

KARACA, A. E., DINCER, I., NITEFOR, M. Development of an integrated solar and wind driven energy system for desalination and power generation. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, 52, mai 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102249>. Acesso em: 29 mar. 2023.

KHAN, M. J., IQBAL, M. T. Dynamic modeling and simulation of a small wind-fuel cell hybrid energy system. **Renewable Energy**, 30(3), mar. 2005. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.05.013>. Acesso em: 30 mar. 2023.

LISO, V., SAVOIA, G., ARAYA, S. S., CINTI, G., KÆR, S. K. Modelling and experimental analysis of a polymer electrolyte membrane water electrolysis cell at different operating temperatures. **Energies**, 11(12), nov. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en11123273>. Acesso em: 30 mar. 2023.

MARTÍNEZ-GORDÓN, R., GUSTAU, L., MORALES-ESPAÑA, G., SIJM, J., FAAJJ, A. (2022). Benefits of an integrated power and hydrogen offshore grid in a net-zero North Sea energy system. **Advances in Applied Energy**, 7, jun. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2022.100097>. Acesso em: 02 nov. 2023.

MARTINEZ LOPEZ, V. A., ZIAR, H., HAVERKORT, J. W., ZEMAN, M., ISABELLA, O. (2023). Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** (Vol. 182), ago. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113407>. Acesso em: 29 ago. 2024.

MATHWORKS. **PEM Electrolysis System**. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/simscape/uq/pem-electrolysis-system.html>. Acesso em: 29 mar. 2023a.

MAYA, J. C., CHEJNE, F., GÓMEZ, C. A., MONTOYA, J., CHAQUEA, H., PECHA, B. (2023). Analysis of the performance a PEM-type electrolyzer in variable energy supply conditions. **Chemical Engineering Research and Design**, 196, jul. 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2023.07.002>. Acesso em: 23 mai. 2024.

MO, J., KANG, Z., YANG, G., RETTERER, S. T., CULLEN, D. A., TOOPS, T. J., GREEN, J. B., ZHANG, F. Y. Thin liquid/gas diffusion layers for high-efficiency hydrogen production from water splitting. **Applied Energy**, 177, set. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.154>. Acesso em: 12 set. 2024.

MOSTAFAEIPOUR, A., REZAEI, M., MOFTAKHARZADEH, A., QOQLIPOUR, M., SALIMI, M. Evaluation of hydrogen production by wind energy for agricultural and industrial sectors. **International Journal of Hydrogen Energy**, 44(16), mar. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.047>. Acesso em: 03 nov. 2023.

NOOR AZAM, A. M. I., LI, N. K., ZULKEFLI, N. N., MASDAR, M. S., MAJLAN, E. H., BAHARUDDIN, N. A., MOHD ZAINOODIN, A., MOHAMAD YUNUS, R., SHAMSUL, N. S., HUSAINI, T., SHAFFEE, S. N. A. Parametric Study and Electrocatalyst of Polymer Electrolyte Membrane (PEM) Electrolysis Performance. **Polymers**, 15(3), jan. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/polym15030560>. Acesso em 30 mar. 2023.

NOUSSAN, M., RAIMONDI, P. P., SCITA, R., HAFNER, M. The role of green and blue hydrogen in the energy transition—a technological and geopolitical perspective. **Sustainability (Switzerland)** (Vol. 13, Issue 1), dez. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su13010298>. Acesso em: 30 mar. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **O Sistema em Números**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em 13 mai. 2024.

PÉREZ-VIGUERAS, M., SOTELO-BOYÁS, R., GONZÁLEZ-HUERTA, R. DE G., BAÑUELOS-RUEDAS, F. Feasibility analysis of green hydrogen production from oceanic energy. **Heliyon** (Vol. 9, Issue 9), set. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e20046>. Acesso em: 02 nov. 2023.

RINGSGWANDL, L. M., SCHAFFERT, J., BRÜCKEN, N., ALBUS, R., GÖRNER, K. Current Legislative Framework for Green Hydrogen Production by Electrolysis Plants in Germany. **Energies**, 15(5), fev. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en15051786>. Acesso em: 18 jun. 2024.

SCHLAPBACH, L., ZÜTTEL, A. Hydrogen-storage materials for mobile applications. **Nature** (Vol. 414, Issue 6861), mai. 2001. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/35104634>. Acesso em: 18 jun. 2024.

SHIVA KUMAR, S., HIMABINDU, V. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. **Materials Science for Energy Technologies** (Vol. 2, Issue 3), dez. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>. Acesso em: 29 mar. 2023.

SNIEDER, R., LARNER, K. **The Art of Being a Scientist: A Guide for Graduate Students and their Mentors**, Cambridge University Press, 2009.

SMIL, V. Energy Transitions: Global and National Perspectives. **Praeger**, 2017.

TH KÖLN – UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES. **Electrolysis Calculator**. Disponível em: <https://elektrolyserechner.web.th-koeln.de/#>. Acesso em: 14 mai. 2024.

TRASATTI, S. Water electrolysis: Who first? **Journal of Electroanalytical Chemistry**, 476(1), out. 1999. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0022-0728\(99\)00364-2](https://doi.org/10.1016/S0022-0728(99)00364-2). Acesso em: 30 mar. 2023.

VICENTE, V. H., SICA, E. T. Análise de métodos de decomposição estrutural energético-econômica para promover a economia do hidrogênio verde e incorporação ao planejamento integrado de recursos energéticos. **XIX ERIAC - Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ**, 2023.

WEF (WORLD ECONOMIC FORUM). **Grey, blue, green – why are there so many colours of hydrogen?**. Disponível em: <https://www.weforum.org/agenda/2021/07/clean-energy-green-hydrogen/>. Acesso em: 18 jun. 2024.

WWF. **Efeito Estufa e Mudanças Climáticas**. Disponível em: https://www.wwf.org.br/nossosconteudos/educacaoambiental/conceitos/efeitoestufa_e_mudancasclimaticas/. Acesso em: 29 mar. 2023a.

WWF. **Hidrogênio Verde**. Disponível em: https://www.wwf.org.br/nossosconteudos/educacaoambiental/conceitos/hidrogenio_verde/. Acesso em: 29 mar. 2023b.

XIANG, H., CH, P., NAWAZ, M. A., CHUPRADIT, S., FATIMA, A., SADIQ, M. Integration and economic viability of fueling the future with green hydrogen: An integration of its determinants from renewable economics. **International Journal of Hydrogen Energy**, 46(77), nov. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.067>. Acesso em: 02 nov. 2023.

XU, X., SUN, H., JIANG, S. P., SHAO, Z. Modulating metal–organic frameworks for catalyzing acidic oxygen evolution for proton exchange membrane water electrolysis. **SusMat**, 1(4), dez. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/sus2.34>. Acesso em: 30 mar. 2023.

ZÜTTEL, A., REMHOF, A., BORGSCHULTE, A., FRIEDRICHS, O. Hydrogen: The future energy carrier. **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences** (Vol. 368, Issue 1923), jul. 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1098/rsta.2010.0113>. Acesso em: 18 jun. 2024.