



Otimização Estocástica do Custo Nivelado do Hidrogênio Verde com Usinas Renováveis Integradas com BESS

B.B.S.Carvalho^{1*}; E.A.Sodré¹; M.C.S.Silva¹; R.F.Dias Filho¹; M.H.N.Marinho¹

1. Universidade de Pernambuco - UPE

RESUMO

Este estudo avaliou e otimizou o custo nivelado (LCOH – Levelized Cost of Hydrogen) da produção de hidrogênio verde no Nordeste do Brasil, usando simulações de Monte Carlo para modelar a variabilidade da geração solar e eólica em base horária conjuntamente com a operação de um BESS (Battery Energy Storage System). Uma usina fotovoltaica hipotética de 100 MW e um parque eólico de 100 MW foram simulados, juntamente com um eletrolisador PEM de 60 MW. Foram analisados seis arranjos diferentes entre opções on-grid e off-grid. O BESS simulado no estudo foi de 20 MW / 40 MWh. Os Cenários off-grid apresentaram maior incerteza, com maior variância e distribuições assimétricas de LCOH. O cenário da usina híbrida on-grid demonstrou ter o menor LCOH. Os resultados da otimização indicaram a inviabilidade do BESS com os custos atuais. No entanto, a otimização com CAPEX variável revelou que reduções no custo podem tornar sua integração vantajosa em um futuro próximo.

Palavras-chave: LCOH; Energia Renovável; BESS; Monte Carlo; Otimização

ABSTRACT

This study evaluated and optimized the levelized cost of hydrogen (LCOH) for green hydrogen production in the Northeast region of Brazil. Monte Carlo simulations were employed to model the hourly variability of solar and wind power generation, integrated with the operation of a Battery Energy Storage System (BESS). A hypothetical 100 MW photovoltaic plant and a 100 MW wind farm were simulated, along with a 60 MW PEM electrolyzer. Six different configurations were analyzed, considering both on-grid and off-grid arrangements. The BESS modeled in this study had a capacity of 20 MW / 40 MWh. The off-grid scenarios exhibited greater uncertainty, presenting higher variance and asymmetric LCOH distributions. In contrast, the hybrid on-grid configuration demonstrated the lowest LCOH among all evaluated cases. Optimization results indicated that the incorporation of BESS is not economically viable under current cost conditions. However, optimization with variable CAPEX revealed that reductions in battery costs could make its integration advantageous in the near future.

Keywords: LCOH; Renewable Energy; BESS; Monte Carlo; Optimization

1. INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Historicamente, a produção de hidrogênio é baseada em hidrocarbonetos fósseis. A comunidade científica e a indústria classificam o hidrogênio em "cores" conforme a quantidade de dióxido de carbono (CO₂) emitida em sua produção (Jimena et al., 2023). Nesse contexto, o hidrogênio verde emerge como uma alternativa crucial no cenário global de descarbonização, obtido por um processo com taxa de emissão insignificante, o hidrogênio verde é produzido por fontes de energia renováveis. Ainda não





existe um consenso exato da classificação "verde" a nível mundial, mas alguns governos já usam critérios próprios. As diretrizes da União Europeia estabelecidas em 2023 através dos Delegated Acts 2023/1184 e 2023/1185 são um exemplo a ser seguido. Segundo as diretrizes da União Europeia (European Commission, 2023) para ser considerado um Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO), o hidrogênio deve ser produzido por eletricidade provinda diretamente de fontes renováveis ou por uma rede elétrica com pelo menos 90% de geração renovável em base anual, não podendo as fontes renováveis serem de origem biológica.

O principal obstáculo para a adoção generalizada do hidrogênio verde é o alto custo para a sua produção. Este desafio se deve à baixa escala de produção para suprir uma ainda baixa demanda (NREL, 2024) e deve-se também aos custos associados à geração de energia limpa necessária para o eletrolisador e pelo uso dos recursos hídricos (IRENA, 2022). Tais obstáculos fazem com que o custo da produção de hidrogênio verde chegue a ser até 6 vezes maior do que o hidrogênio cinza (IEA, 2024). Portanto a exploração de novas configurações de produção por eletrólise se torna importante pela possibilidade de identificar processos mais econômicos.

O objetivo deste trabalho é expandir a avaliação estocástica feita em (Carvalho, 2025) realizando uma otimização. Será feita uma modelagem estocástica para simular a geração de energia solar e eólica em cada hora do dia. Diferentemente da modelagem determinística, que assume valores fixos ou médias para a geração de energia, a abordagem estocástica utilizada, através da simulação de Monte Carlo, permite incluir na análise as características da variabilidade e intermitência das fontes renováveis. Será adicionado o sistema de armazenamento de energia por bateria (BESS) a fim de averiguar seu potencial no aumento da produção e na diminuição do LCOH. Em seguida é feita a otimização afim de se obter a melhor configuração de potências instaladas e capacidade do BESS.

1.2 Revisão da Literatura

Na recente literatura, o LCOH por eletrólise apresenta uma considerável gama de valores devida à diversidade de configurações e sistemas. (Touili et al., 2018) conduziu um estudo com diferentes tipos de instalações fotovoltaicas em diversas localidades no Marrocos obtendo um LCOH mínimo de 4.74 €/kgH₂. (Yates et al., 2020) criou um modelo para o cálculo do LCOH de uma usina fotovoltaica off-grid utilizando o método Monte Carlo, obtendo uma faixa de valores em média de 3.64 a 4.25 USD/kgH₂, também foi observado a redução do LCOH com o aumento da capacidade da usina e da irradiância solar. (Giampieri; Ling-Chin; Roskilly, 2023) estimaram um LCOH médio de 7,04 £/kgH₂ para a produção de hidrogênio a partir de uma usina eólica offshore de 500 MW. (Benalcazar; Komorowska, 2022) realizaram o cálculo do LCOH por simulações de Monte Carlo com base no potencial de geração renovável de diferentes regiões da Polônia, as simulações que apresentaram menores custos foram aquelas que dispõem de maiores fatores de capacidades das usinas.

No Brasil, (Lopes; Pereira; Furtado, 2023) realizaram uma análise de sensibilidade de uma planta PEM de baixa capacidade. A análise revelou que o custo da energia elétrica possui a maior influência no





LCOH, seguido pelo CAPEX e fator de utilização. (Gaspar, 2024) criou um modelo de otimização para averiguar o impacto que a implementação de um armazenamento de hidrogênio, e a flexibilidade da demanda com o uso da rede elétrica de origem renovável podem trazer para reduzir o LCOH. Os resultados apontam que o uso da rede como backup apresentou maior potencial se comparado a um caso de referência off-grid.

A utilização híbrida de energia fotovoltaica e eólica é uma das tecnologias mais promissoras entre as fontes de energia renováveis para atender à demanda de carga, devido aos perfis de geração complementares que permitem aumentar a taxa de utilização do eletrolisador, reduzindo o custo nivelado do hidrogênio (Roy et al., 2022). (Tang; Rehme; Cerin, 2021) obtiveram conclusões semelhantes ao verificar que a combinação eólica e solar apresenta melhor performance de custo em cenários off-grid para estações de reabastecimento de hidrogênio.

Pesquisas recentes sobre o impacto do BESS em sistemas de alta potência indicam seu potencial para reduzir o custo nivelado de energia (LCOE), o que pode ser estendido à redução do custo nivelado do hidrogênio (LCOH). (Keck et al., 2019) realizaram uma análise econômica na rede básica Australiana, avaliando o impacto da adição do BESS nas usinas eólicas e solares. Os resultados indicaram que é possível reduzir o LCOE, diminuir a capacidade instalada e reduzir o curtailment, especialmente em cenários com alta penetração de fontes renováveis. (Ibáñez-Rioja et al., 2023) verificaram que um sistema puramente eólico apresenta o menor custo e a inserção de uma usina fotovoltaica e BESS, embora aumentem consideravelmente a produção de hidrogênio, não oferecem benefícios econômicos.

A otimização de sistemas híbridos renováveis com tecnologias de hidrogênio é empregada com o objetivo de reduzir custos e aumentar a confiabilidade. Com uma predominância de algoritmos evolucionários e técnicas de inteligência artificial (Khan et al., 2022). Tezer (2024) propôs um sistema híbrido de energias renováveis composto por painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e produção contínua de hidrogênio verde, com armazenamento híbrido (baterias e tanques de hidrogênio). Os resultados obtidos com uma otimização por algoritmo genético demonstram redução no custo anual do sistema. Khan et al. (2026) desenvolveram um NSGA-II adaptativo para otimização multiobjetivo de um sistema híbrido residencial integrado a hidrogênio (PV, eólica, baterias, eletrolisador, tanques de H₂ e backup diesel) diminuindo o LCOE.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Modelagem Estocástica

Para a modelagem da usina fotovoltaica e eólica, foram utilizados dados reais de geração fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Por meio do Histórico da Geração Eólica e Fotovoltaica, disponível em (ONS, 2026), foram extraídos os dados de energia gerada durante o ano de 2022 pela usina fotovoltaica LUZIA localizada em Santa Luzia-PB e pelo conjunto de usinas eólicas São Clemente localizado nos municípios de Pedra, Capoeira, Caetés e Venturosa no estado de Pernambuco.





Para cada hora do dia foi criada uma Função de Massa de Probabilidade (Probability Mass Function ou PMF) totalizando 24 funções para cada tipo de usina (eólica e solar). A partir das variáveis probabilísticas é realizada a simulação da operação de 1 dia da usina. Este dia será usado como base para o cálculo da produção e custos ao longo da vida útil da usina. Em seguida é feita a simulação de Monte Carlo ao repetir tal procedimento 30000 vezes, possibilitando ser calculado o LCOH estocástico. O algoritmo foi desenvolvido na linguagem Python.

2.2 Eletrolisador

Atualmente, existem apenas duas tecnologias que possuem viabilidade econômica para produção de hidrogênio verde, o eletrolisador alcalino (AEL) e o eletrolisador de membrana de troca de prótons (PEM) (Buttler; Spliethoff, 2018). O eletrolisador alcalino é uma tecnologia mais desenvolvida e barata, no entanto o eletrolisador escolhido para esta análise é do tipo PEM devido a possibilidade de operação em baixa potência e tempo de start-up baixo (Hernández-Gómez; Ramirez; Guilbert, 2020) o que o torna ideal para fontes intermitentes de energia.

2.3 Configuração da Usina

Será considerado que o sistema deve produzir gás hidrogênio para satisfazer uma demanda constante de 500 kg/h, considerando uma eficiência média do eletrolisador PEM(ϵ) de 58 kWh/kgH₂ (U.S. DOE, 2023) ao longo de sua vida útil, a capacidade de consumo máxima do eletrolisador (C_{PEM}) será definida em 60MW. O eletrolisador irá funcionar com 100% do fator de utilização caso possível e não excederá sua potência máxima. Um compressor é adicionado para atender aos padrões de transporte ou armazenamento do hidrogênio, embora estes não serão inclusos nesta análise.

As usinas fotovoltaica e eólica possuem 100MW de potência instalada cada uma e o BESS 20MW/40MWh. Foram analisados 6 cenários combinando geração eólica e fotovoltaica, operando em modos on-grid (conectado à rede elétrica, com possibilidade de aquisição de energia externa para suplementação) ou off-grid. Os casos analisados são os seguintes: Caso 1 Usina eólica e fotovoltaica on-grid (E-F-ON); Caso 2 Usina eólica e fotovoltaica off-grid (E-F-OFF); Caso 3 Usina fotovoltaica on-grid (F-ON); Caso 4 Usina fotovoltaica off-grid (F-OFF); Caso 5 Usina eólica on-grid (E-ON); e Caso 6 Usina eólica off-grid (E-OFF). Adicionalmente os seis casos serão simulados com e sem BESS a fim de averiguar seu impacto no custo nivelado, totalizando 12 simulações.

2.4 Operação da Planta

A operação da usina é simulada em resolução horária e começa pelo cálculo do balanço de energia (BE) entre a geração e demanda do eletrolisador na Eq. (1).

$$BE_i = GS_i + GE_i - EL_i \quad (1)$$

onde GS_i é a geração solar para hora i ; GE_i a geração eólica para hora i ; e EL_i a demanda do eletrolisador para hora i .

Após feito o saldo entre geração e consumo é realizado o cálculo horário da carga e descarga da bateria (C_i). Quando o balanço de energia é positivo para uma determinada hora ($BE_i > 0$), indicando





excesso de geração, a bateria é carregada até o limite de sua potência máxima ou capacidade total. Em caso de balanço negativo ($BE_i < 0$), o BESS é descarregado para suprir a demanda, respeitando-se a potência máxima de descarga e garantindo que a energia armazenada não caia abaixo do SoC (State of Charge) mínimo do BESS de 10%. O balanço de energia após a inclusão do BESS é chamado de Balanço da Operação (BO_i) e contabiliza a sobra ou falta de energia Eq. (2) para suprir a demanda do eletrolisador e dos serviços auxiliares. Esse balanço indica a impossibilidade de armazenamento do excesso da geração ($BO_i > 0$) ou insuficiência da energia gerada e da armazenada no BESS ($BO_i < 0$) para cada hora i .

$$BO_i = BE_i - C_i \quad (2)$$

Nos cenários off-grid, quando há impossibilidade de armazenamento, a energia excedente deverá ser desperdiçada. Em caso de insuficiência de energia, a demanda do eletrolisador para hora i EL_i que deveria permanecer constante, será diminuída conforme a energia disponível. Para os casos on-grid o balanço de energia positivo indica a energia disponível para venda VE_i Eq. (3), e para valores negativos o BO_i indica a energia necessária que deve ser comprada para suprir toda a demanda do eletrolisador. Com esta demanda é possível calcular o custo da compra de energia CO_i Eq. (4). Será considerado um valor médio fixo do valor de um contrato de compra de energia renovável no Brasil C_{elet} para toda a vida útil da usina.

$$Se\ BO_i > 0; \quad VE_i = BO_i * C_{elet} \quad (3)$$

$$Se\ BO_i < 0; \quad CO_i = BO_i * C_{elet} \quad (4)$$

Para as configurações on-grid, caso haja sobra de energia o excedente será vendido pelo mesmo valor do contrato de compra. A produção de hidrogênio da usina $PH2_i$ em kg/h é dada por Eq. (5).

$$PH2_i = \frac{EL_i}{\varepsilon} \quad (5)$$

O custo da água consumido pelo eletrolisador (CA_i) em R\$ é obtido por Eq.(6):

$$CA_i = P_{agua} \cdot Cons_{agua}^i \cdot PH2_i \quad (6)$$

Em que P_{agua} é o preço da água em BRL/m³ e $Cons_{agua}$ é a quantidade de água usada na eletrólise para produzir hidrogênio em L/kgH₂.

2.5 LCOH

A partir das equações e dos valores de geração provenientes das PMF's (Probability Mass Function), é realizada a simulação operacional de um único dia. Com base nos valores de produção e custo totais da usina é realizado o cálculo do LCOH pela Eq.(7). Não são consideradas taxas de importação, impostos e financiamento.

$$LCOH = \frac{CAPEX_{total} + OPEX_{total}}{PH2_{total}} \quad (7)$$

onde $PH2_{total}$ é a produção total de hidrogênio da usina ao longo da sua vida útil. $CAPEX_{total}$ é a soma dos CAPEX's das usinas, eletrolisador, compressor de H₂ e o sistema BESS Eq. (8):





$$CAPEX_{total} = CAPEX_{fotovoltaica} + CAPEX_{eolica} + CAPEX_{BESS} + CAPEX_{eletrolisador} + CAPEX_{compressor} \quad (8)$$

$OPEX_{total}$ são os custos operacionais totais da usina ao longo da vida útil Eq. (9):

$$OPEX_{Total} = OPEX_{Eletrolisador} + OPEX_{Fotovoltaica} - VEi + OPEX_{Eólica} + OPEX_{BESS} + CA_{total} + CO_{total} + TUST_{Total} + OPEX_{Compressor} + OPEX_{auxiliares} \quad (9)$$

As variáveis técnicas e econômicas utilizadas no algoritmo estão exibidas na Tabela 1.

Tabela 1 – Variáveis técnicas e econômicas

Variável	Valor	Referência	Variável	Valor	Referência
Vida Útil	20 anos	autor	BESS-OPEX	50 USD/kW ano	NREL, 2023
Eletrolisador-CAPEX	1600 USD/kW	Lazard, 2024	Custo Eletricidade Renovável	0.20 R\$/kWh	Denergia, 2025
Eletrolisador-OPEX anual	1.5 % do Capex	Lazard, 2024	Água-Demanda	17.5 L/kg	IRENA, 2023
Eletrolisador-eficiência média (ϵ)	58 kWh/kg	U.S. DOE, 2023	Água-Custo	2.97 USD/m ³	CAERN, 2026
Usina Eólica-CAPEX	1300 USD/kW	IRENA, 2025	TUST de geração mensal	11.13 R\$/kW mês	ANEEL, 2025
Usina Eólica-OPEX anual	2 % do Capex	IRENA, 2025	TUST de carga mensal	5.45 R\$/kW mês	ANEEL, 2025
Usina Fotovoltaica-Capex	4000 R\$/kW	EPE, 2022	Compressor-CAPEX	5340 USD/kg/h	ANL, 2006
Usina Fotovoltaica-OPEX anual	1.25 % do Capex	EPE, 2022	Compressor-Demanda	1.49 kWh/kg	ANL, 2006
BESS-Capex	450 USD/kWh	NREL, 2023	Compressor-OPEX anual	4 % do Capex	ANL, 2006

Fonte: Autor

2.6 OTIMIZAÇÃO

A otimização foi realizada por meio de um algoritmo genético com três variáveis contínuas: potência instalada solar, potência instalada eólica e capacidade do BESS com potência equivalente a 4 horas de duração de carga/descarga. Utilizou-se uma população de 50 indivíduos evoluída ao longo de 30–50 gerações. A seleção foi realizada por torneio, o cruzamento pelo operador SBX, a mutação com





perturbação uniforme decrescente ao longo das gerações. Foi adotado elitismo e imigração de indivíduos aleatórios a cada geração.

3. RESULTADO

Os resultados indicam que o CAPEX das usinas eólica, fotovoltaica e do eletrolisador representam cerca de 63% dos custos totais. O BESS contribui com aproximadamente 8% do investimento total. A Tabela 2 apresenta os valores médios de LCOH para os seis cenários simulados

Tabela 2 - Resultados LCOH e fator de capacidade

Cenário	LCOH Sem BESS(R\$/kg)	LCOH Com BESS(R\$/kg)	Fator de capacidade do Eletrolisador sem BESS (%)	Fator de capacidade do Eletrolisador com BESS (%)
Caso 1 F-E-ON	13.92	14.94	-	-
Caso 2 F-E-OFF	16.86	16.93	83.51	90.12
Caso 3 F-ON	16.45	17.46	-	-
Caso 4 F-OFF	24.69	25.88	33.74	36.92
Caso 5 E-ON	15.00	16.02	-	-
Caso 6 E-OFF	17.22	17.48	66.13	72.05

Fonte: Autor

O menor LCOH observado foi o da usina híbrida on-grid (Caso 1), com uma média de R\$ 13.92/kg sem BESS e 14.94/kg com BESS, se destacando como o cenário economicamente mais favorável entre os analisados. Com exceção do Caso 4 (Usina fotovoltaica off-grid), que apresentou um LCOH médio mais alto (R\$ 25.88/kg com BESS), os valores médios de LCOH dos demais cenários se situam na faixa de R\$ 13.92 a R\$ 17.22/kg sem BESS e entre R\$14.94 a R\$17.84/kg com BESS. Essa constatação sugere que a implementação do BESS com os custos atuais e para o preço da energia considerado neste estudo, não apresenta redução do LCOH para o tamanho das potências instaladas consideradas neste estudo. A Tabela 2 apresenta o fator de capacidade médio do eletrolisador calculado nas simulações. Nos cenários que envolvem usinas fotovoltaicas ou eólicas (Casos 3 a 6), a configuração on-grid demonstrou desempenho superior em relação aos casos off-grid, com LCOH médios mais baixos (exemplo com BESS: R\$ 16.02/kg no Caso 5 com vs. R\$ 17.48/kg no Caso 6).

Essa vantagem é atribuída à energia proveniente da rede, que reduz a intermitência inerente às fontes renováveis, estabilizando a operação e otimizando o fator de capacidade do eletrolisador. Nas usinas híbridas, o Caso Base apresentou um aumento nos custos associados à tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), o que foi compensado pela venda de energia resultando em um LCOH menor que a configuração híbrida off-grid (Caso 2). Ao comparar-se o desempenho das usinas eólicas e solares,





verifica-se que a geração eólica apresenta um LCOH inferior, resultado de seu maior fator de capacidade. Essa diferença é particularmente evidente no Caso 4, que utiliza uma usina fotovoltaica de 100 MW com fator de capacidade de 23%, insuficiente para atender à demanda constante de 60 MW do eletrolisador mais os serviços auxiliares. Isto leva a uma considerável redução da potência transmitida ao eletrolisador e da produção de H₂, resultando em um LCOH elevado. Em contraste, as usinas eólicas (Casos 5 e 6) beneficiam-se de uma geração mais consistente, o que se reflete em custos mais competitivos.

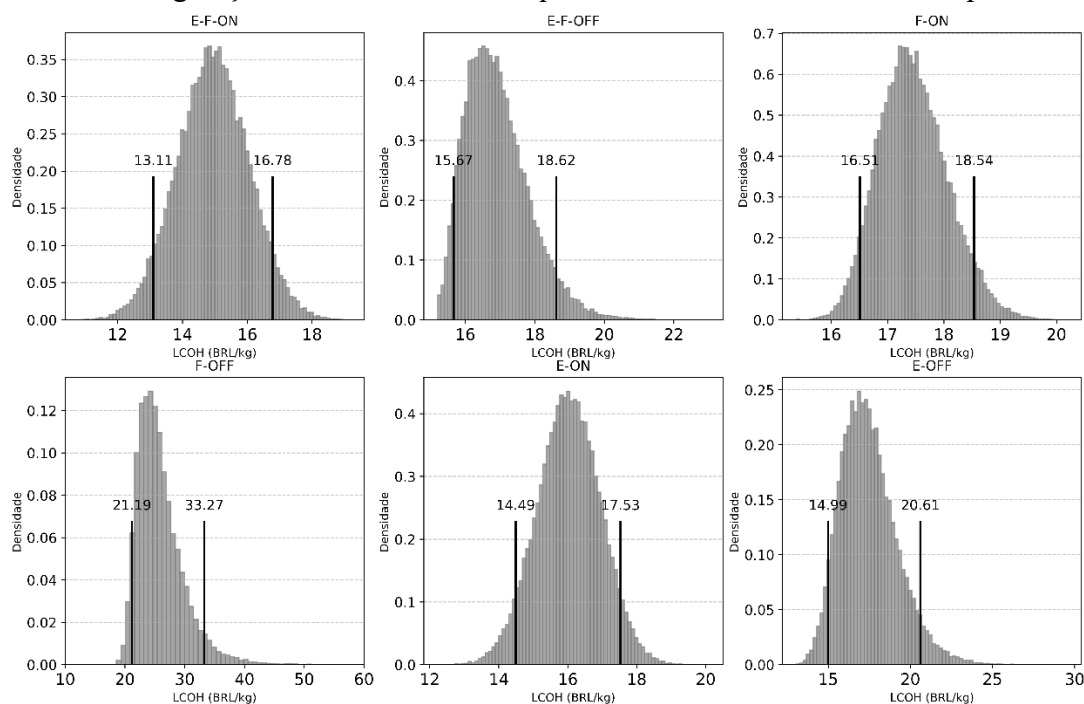


Figura 1 - Distribuições de LCOH por caso.

Fonte: autor

Os histogramas das distribuições dos 6 casos analisados com BESS estão disponíveis na Figura 1 com os percentis 5 e 95% indicados pelas linhas verticais. Os cenários que possuem configuração off-grid (Casos 2, 4 e 6) apresentam assimetria com uma cauda direita mais longa, indicando um maior risco de LCOH extremos, principalmente para a solar off-grid. Além disso as configurações off-grid das usinas solar e eólica apresentam uma maior variância o que indica a maior incerteza nas previsões de custos com relação a variabilidade das fontes renováveis. O oposto acontece com a usina híbrida devido a maior influência da venda de energia no LCOH. Os resultados indicam que o cenário mais competitivo economicamente é o da usina híbrida on-grid (Caso 1), com um LCOH médio de R\$ 13.92/kg (US\$ 2.44/kg), beneficiado pelo maior fator de capacidade da geração eólica, pela maior estabilidade proporcionada pela conexão à rede e pela considerável redução do custo pela venda de energia. Em geral, as configurações on-grid apresentaram LCOH mais baixos em comparação com as off-grid, devido à





possibilidade de complementar a geração renovável com energia da rede, reduzindo os impactos da intermitência. Contudo, essa relação depende do preço da energia comprada. Isso indica a necessidade de estudos adicionais para quantificar essa relação.

A usina fotovoltaica off-grid (Caso 4) apresentou o maior LCOH (R\$ 25.88/kg), refletindo a baixa capacidade de geração contínua e a insuficiência para atender à demanda constante do eletrolisador. Esse resultado reforça a importância de fontes com maior consistência, como a eólica, ou de sistemas híbridos com acesso à rede. As distribuições de LCOH obtidas revelaram maior incerteza nos cenários off-grid, com maior variância e assimetria, indicando riscos associados a custos elevados devido à intermitência das fontes renováveis, que resultam em curvas de geração desfavoráveis. Os valores de LCOH do hidrogênio verde obtidos indicam que, atualmente, ele não é competitivo frente ao hidrogênio cinza, cujo custo nivelado pode variar entre 1.0 e 2.0 USD/kgH₂ (Lewis et al., 2022).

A otimização para a configuração on-grid desconsiderando a venda de energia resultou em um LCOH de 15.35 R\$/kg com 30.6 MW de fotovoltaica, 70.71 de eólica e 0 MW de capacidade do BESS. Para as configurações off-grid, a configuração ótima obteve LCOH de 15.81 R\$/kg com 60.4 MW de fotovoltaica, 80.2 MW de eólica e 0 MW de BESS. Indicando a inviabilidade econômica do BESS para uma configuração ótima considerando os custos de CAPEX e OPEX definidos previamente em 450 USD/kWh e 50 USD/kW ano respectivamente.

Adicionalmente foi verificada a hipótese de existir um valor limiar de CAPEX do BESS a partir do qual sua inserção ocasionaria uma redução do LCOH. Portanto foram realizadas otimizações para diferentes valores de CAPEX, com resultados apresentados na figura 2.

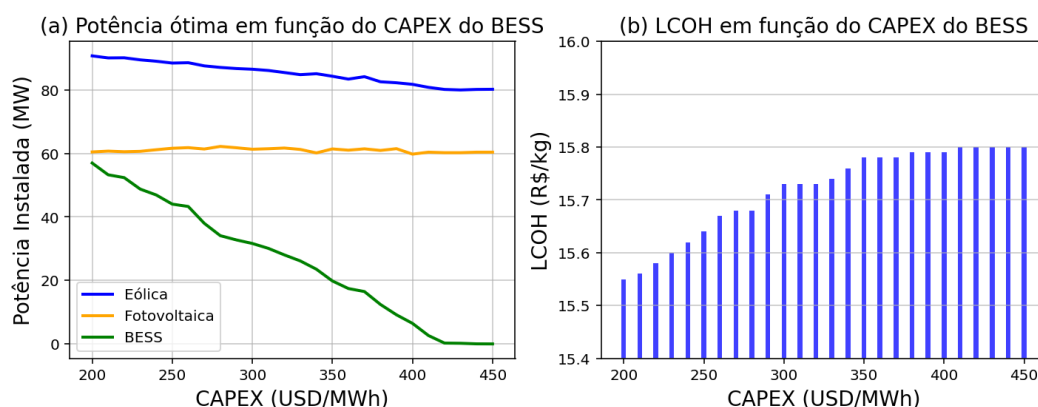


Figura 2 – (a) Potências otimizadas por CAPEX; (b) LCOH otimizado por BESS CAPEX

Fonte: autor

Ao se reduzir o CAPEX do BESS gradualmente, encontra-se um valor de 410 USD/MWh ao qual a solução ótima apresenta um LCOH menor do que a configuração otimizada sem BESS.





4. Conclusão

Este estudo avaliou e otimizou o LCOH da produção de hidrogênio verde por meio de usinas renováveis e BESS na região Nordeste do Brasil. Os resultados indicam que o cenário mais competitivo economicamente é o da usina híbrida on-grid. Ao comparar todas as configurações, é notável o melhor desempenho da usina híbrida se comparado as usinas eólicas e fotovoltaicas sozinhas.

O uso do BESS demonstra potencial para aumentar a capacidade de uso do eletrolisador e mitigar a variabilidade na produção. Com os atuais custos do BESS, e para as outras premissas utilizadas neste trabalho, não é adequado, caso o objetivo seja a minimização do LCOH. No entanto, a existência de um valor limiar de CAPEX a partir do qual a incorporação do BESS reduz o LCOH, implica em sua viabilidade em um futuro próximo considerando as projeções de redução de custos presentes na literatura. Adicionalmente, a análise de políticas públicas e incentivos fiscais específicos para o Brasil poderia influenciar na redução do LCOH, ajudando o país a implementar uma transição energética mais eficaz e transformar-se no futuro num grande exportador de H2 Verde.

A principal contribuição deste trabalho é o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para auxiliar no projeto básico de uma produção de hidrogênio verde utilizando fonte renováveis de geração de energia elétrica. Este trabalho também contribui ao integrar o BESS no cálculo do LCOH estocástico e demonstrar que a adoção de usinas híbridas on-grid resulta em um menor LCOH. Estudos futuros deverão incorporar modelagem mais detalhada do eletrolisador e do BESS, projeções dinâmicas de custos e uma análise técnico-econômica completa, incluindo o cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR) por meio de fluxo de caixa descontado estocástico. Também se destaca a necessidade de avaliar com maior clareza o impacto das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL (2025). **Tarifas e informações econômico-financeiras**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras> Acesso em: 19 Abr 2026.
- ARGONNE (2006). **Hydrogen delivery scenario analysis model (HDSAM)**. Disponível em: <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam>. Acesso em: 28 Maio 2026.
- BENALCAZAR, P.; KOMOROWSKA, A. (2022). Prospects of green hydrogen in Poland: A techno-economic analysis using a Monte Carlo approach. **International Journal of Hydrogen Energy**, 47(9), pp.5779–5796.
- BUTTLER, A.; SPLIETHOFF, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 82(3), pp.2440–2454.
- CAERN. (2026). **Home - CAERN**. Disponível em: <https://caern.com.br/%23/tarifas> Acesso em: 24 nov. 2025.





DENERGIA (2025). **Dashboard Dcide**. Disponível em: <https://dennergia.com.br/dashboard>. Acesso em: 28 Maio 2026.

CARVALHO, B. B. S. **Avaliação Estocástica do Custo Nivelado do Hidrogênio Verde com Usinas Renováveis Integradas com BESS**. Trabalho de Conclusão de Curso, Engenharia Eletrotécnica, Universidade de Pernambuco, Recife, PE, Brasil. 2025.

EPE (2022). **Plano decenal de expansão de energia 2031**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em: 28 maio 2026.

EUROPEAN COMMISSION. **Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184**. Official Journal of the European Union. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1184>. Acesso em: 28 maio 2026.

IEA (2024). **Global hydrogen review 2024**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>. Acesso em: 28 maio 2026.

IRENA (2022). **Accelerating hydrogen deployment in the g7**. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Nov/IRENA_Hydrogen_deployment_G7_2022.pdf. Acesso em: 28 maio 2026;

IRENA and Bluerisk (2023). **Water for hydrogen production**. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/Water-for-hydrogen-production>. Acesso em: 28 maio 2026

IRENA (2025). **Renewable power generation costs in 2024**. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>.

GASPAR, L. de S. (2024). **Optimal risk-averse design of green hydrogen projects in Brazil: a stochastic optimization approach**. Dissertação de Mestrado. PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil. 2024.

HERNÁNDEZ-GÓMEZ, Á.; RAMIREZ, V.; GUILBERT, D. (2020). Investigation of PEM electrolyzer modeling: Electrical domain, efficiency, and specific energy consumption. **International Journal of Hydrogen Energy**, 45(29), pp.14625–14639.

IBÁÑEZ-RIOJA, A. JÄRVINEN, L., PIETARI PURANEN. (2023). Off-grid solar PV–wind power–battery–water electrolyzer plant: Simultaneous optimization of component capacities and system control. **Applied Energy**, [S.L.], 345, pp.121277–121277.

JIMENA, I.; KORAYEM, A.; TSATSARONIS, G.; MOROSUK, T. (2023). ‘Colors’ of hydrogen: definitions and carbon intensity. **Energy Conversion and Management**, 291, pp.117294–117294.

KECK, F.; LENZEN, M.; VASSALLO, A. LI, M. (2019). The impact of battery energy storage for renewable energy power grids in Australia. **Energy**, 173, pp.647–657.

KHAN, T; YU, M; WASEEM, M. Review on recent optimization strategies for hybrid renewable energy system with hydrogen technologies: state of the art, trends and future directions. **International Journal Of Hydrogen Energy**, [S.L.], v. 47, n. 60, p. 25155-25201, 2022.





KHAN, W. A.; PAKSERESHT, A.; CHUA, C.; YAVARI, A. Multi-objective optimization of hydrogen-integrated hybrid renewable energy systems using an adaptive evolutionary framework. **International Journal Of Hydrogen Energy**, [S.L.], v. 232, p. 155001, 2026.

Lazard (2024). **LCOE+**. Disponível em: https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf. Acesso em: 28 maio 2026

LEWIS, E.J.; MCNAUL, S.; JAMIESON, M.; HENRIKSEN, M.; MATTHEWS, H.; WALSH, L.; GROVE, J.; SHULTZ, T.; STEVENS, R. (2022). **Comparison of Commercial, State-of-the-Art, Fossil-Based Hydrogen Production Technologies**. National Energy Technology Laboratory (NETL). Disponível em <https://doi.org/10.2172/1862910>. Acesso em: 28 maio 2026.

LOPES, F.C.; PEREIRA, M.G; FURTADO, J.G.M. (2023). Custo de produção H2 por eletrólise - perspectivas e desafios para o setor elétrico brasileiro. **XIX ERIAC décimo nono encontro regional ibero-americano do CIGRE**. Foz do Iguaçu. Maio 2023.

NREL (2024). **Updated manufactured cost analysis for proton exchange membrane water electrolyzers**. Disponível em: <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87625.pdf> Acesso em: 28 maio 2026

ONS (2026). **Histórico da geração eólica e fotovoltaica**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-de-geracao-eolica-e-solar>. Acesso em: 28 maio 2026

ROY, P.; HE, J.; ZHAO, T.; SINGH, Y.V. (2022). Recent advances of wind-solar hybrid renewable energy systems for power generation: A Review. **IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society**, 3, pp.81–104. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1109/ojies.2022.3144093>. Acesso em: 28 maio 2026.

TANG, O.; REHME, J.; CERIN, P. (2021). Levelized cost of hydrogen for refueling stations with solar PV and wind in Sweden: On-grid or off-grid? **Energy**, p.122906.

TEZER, T. Multi-objective optimization of hybrid renewable energy systems with green hydrogen integration and hybrid storage strategies. **International Journal Of Hydrogen Energy**, [S.L.], v. 142, p. 1249-1271, 2025.

TOULI, S.; ALAMI MERROUNI, A.; AZOUZOUTE, A.; EL HASSOUANI, Y.; AMRANI, A. (2018). A technical and economical assessment of hydrogen production potential from solar energy in Morocco. **International Journal of Hydrogen Energy**, 43(51), pp.22777–22796.

YATES, J.; DAIYAN, R.; PATTERSON, R.; EGAN, R.; AMAL, R.; HO-BAILLE, A.; CHANG, N.L. (2020). Techno-economic analysis of hydrogen electrolysis from off-grid stand-alone photovoltaics incorporating uncertainty analysis. **Cell Reports Physical Science**, 1(10), p.100209.

U.S. DOE (2023). **H2NEW: Hydrogen (H2) from Next-generation Electrolyzers of Water LTE Task 3c: system and technoeconomic analysis**. Disponível em: https://h2new.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/review23/p196d_badgett_2023_ppdf.pdf?sfvrsn=d456c369_0 Acesso em: 28 maio 2026

