

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE DIFERENTES ARRANJOS DE PLANTAS PARA GERAÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

Larissa Fernanda Nunes Ildfonso – larissa_fernanda@hotmail.com

José Henrique Martins Neto

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Mecânica

Resumo. Devido aos impactos do aquecimento global, ocasionados pelo aumento do consumo de energia, torna-se necessário o investimento em sistemas de energia com recursos renováveis. Apesar da necessidade crescente de investimento em sistemas de energias renováveis, algumas fontes possuem a desvantagem de serem intermitentes e não despacháveis, logo menos confiáveis do que as fontes de combustíveis fósseis. Uma opção promissora para esta desvantagem é o hidrogênio verde, pois a produção de hidrogênio a partir da energia renovável permite que grandes quantidades de energia renovável sejam disponibilizadas do setor de energia para setores nos quais se torna difícil a descarbonização. Contudo, apesar do hidrogênio verde se apresentar como uma opção promissora, dúvidas são levantadas, principalmente em relação ao consumo de água potável na produção do hidrogênio e o impacto desse consumo na escassez hídrica. Assim, produzir hidrogênio utilizando água do mar poderia contribuir para a preservação da água doce, especialmente em áreas nas quais a sua disponibilidade é reduzida. Neste trabalho foram analisadas configurações utilizando as fontes de energias renováveis fotovoltaica, eólica e híbrida para a produção de hidrogênio verde via água dessalinizada proveniente da água do mar e via água doce. O principal objetivo do presente trabalho foi avaliar a viabilidade técnica das configurações, bem como determinar o LCOH (Custo nivelado do hidrogênio) e o LCOE (Custo Nivelado da Eletricidade). A metodologia consistiu na elaboração de modelos simplificados para as plantas solar fotovoltaica, eólica, eletrólise tipo PEM e dessalinização por osmose reversa. Os modelos foram implementados no software ESS. Os resultados mostraram que a configuração utilizando energia eólica apresentou a maior produção de hidrogênio, a configuração utilizando energia solar fotovoltaica apresentou o menor investimento inicial e o custo da planta de dessalinização mostrou-se insignificante quando comparado ao valor do investimento total.

Palavras-chave: Hidrogênio Verde, Energia Renovável, Dessalinização

1. INTRODUÇÃO

Com o aumento do consumo de energia e os impactos cada vez mais evidentes do aquecimento global, torna-se necessário o investimento imediato em sistemas de energia a partir de recursos renováveis. Para atingir as metas do Acordo de Paris, que tem como principal objetivo conter o aumento do aquecimento global e, para isso prevê metas para a redução da emissão de gases do efeito estufa, o sistema global de energia deve passar por uma grande transformação, saindo de um sistema amplamente baseado em combustíveis fósseis para um sistema de energia de baixo carbono, eficiente e renovável (IRENA, 2018).

No entanto, apesar da necessidade crescente de investimento em sistemas de energias renováveis, algumas fontes renováveis, tais como eólica e fotovoltaica, apresentam a desvantagem de serem intermitentes e não despacháveis, portanto, menos confiáveis do que a energia derivada de combustível fóssil. Em vista disso, uma possibilidade promissora que tem sido apresentada para essa desvantagem é a produção de hidrogênio renovável. Isso porque, o hidrogênio produzido a partir da energia renovável permite que grandes quantidades de energia renovável sejam canalizadas do setor de energia para setores para os quais a descarbonização se torna difícil, como transporte e indústria (IRENA, 2018). Além disso, a possibilidade de inserção de sistemas de armazenamento de energia em usinas renováveis, permite uma geração contínua de energia, o que implica confiabilidade e estabilidade para o sistema elétrico (ANDREWS, 2012).

Dessa forma, muitos estudiosos sugerem que a integração da eletrólise da água com sistemas baseados em energia renovável possa desempenhar papel importante na produção em larga escala de hidrogênio sustentável, de forma que uma “economia verde de hidrogênio” seja promovida tendo como aspecto inovador um futuro de baixo carbono, no qual o hidrogênio livre de emissões seja amplamente utilizado na vida cotidiana (BESWICK *et al.*, 2021).

Por outro lado, considerando a aposta de alguns cientistas na eletrólise da água para produção do hidrogênio à medida que uma redução nos preços da energia renovável e melhorias na eficiência dos eletrolisadores sejam alcançadas, outros críticos questionam se haverá água doce suficiente para sustentar essa economia voltada para o hidrogênio. Alguns cientistas argumentam que a resposta será negativa, em virtude da demanda significativa de água em todo o processo de produção desse combustível (Beswick *et al.*, 2021).

Portanto, há pouco consenso sobre o que o futuro do hidrogênio renovável implica, com alguns críticos excessivamente preocupados com a falta de demanda, o consumo de água, os altos custos de produção e a baixa

eficiência na conversão de eletricidade (KRIETH *et al.*, 2004). Por isso, apesar da economia do hidrogênio verde se apresentar como uma opção promissora, dúvidas ainda têm sido levantadas, sobretudo em relação ao consumo de água doce para realização da eletrólise e o impacto desse consumo na escassez hídrica.

A produção de hidrogênio utilizando água do mar, em vez da água potável, poderá reduzir o consumo de água doce, já escassa em todo o mundo, especialmente em áreas onde a sua disponibilidade é altamente limitada, como por exemplo zonas áridas, países costeiros e ilhas (Yu, 2019). Ressalta-se que a eletrólise utilizando água dessalinizada proveniente da água do mar não é apenas uma solução promissora para geração de hidrogênio, mas também uma alternativa que pode eliminar a forte pressão que ocorre devido à alta demanda por água doce e potável (Jamesh, 2020).

Este artigo apresenta e analisa dos pontos de vista técnico e econômico sistemas e estratégias referentes à produção de hidrogênio verde proveniente da água do mar dessalinizada utilizando a tecnologia “Osmose Reversa (OR)” e proveniente da água doce.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Cerca de 450 bilhões de m³ de hidrogênio são produzidos e consumidos no mundo como combustível e, principalmente, como matéria-prima para diversos produtos químicos (ABBASI, 2011). Segundo relatório do IRENA (2018), mais de 95% da produção atual de hidrogênio é baseada em combustíveis fósseis, sendo a tecnologia “reforma a vapor do-metano” (SMR) a mais utilizada para produção de hidrogênio.

Em vez da produção de hidrogênio via combustíveis fósseis e biocombustíveis, o hidrogênio pode ser produzido da água utilizando-se processos eletroquímicos (i.e; eletrólise, foto-redução e termólise) conforme (VERAS *et al.*, 2011). Contudo, segundo o IRENA (2016), de todo o hidrogênio produzido mundialmente, apenas cerca de 4% do suprimento global é produzido via eletrólise.

A eletrólise decompõe a água em hidrogênio e oxigênio usando um eletrólito ácido ou alcalino, porém a sua realização prática tem apresentado desvantagens, devido à sua eficiência relativamente baixa e ao alto custo de produção comparado ao processo de reforma de hidrocarbonetos (VERAS *et al.*, 2011). A eletrólise ocorre a partir de um eletrolisador, dispositivo que divide a água em hidrogênio e oxigênio nos respectivos eletrodos (HERLAMBANG, 2017). Os eletrolisadores do tipo membrana de troca de prótons (PEM), têm sido amplamente estudados, sendo previsto que no ano de 2025 esta tecnologia alcance preço inferior ao eletrolisador do tipo alcalino (IRENA, 2018).

A alta densidade de energia por unidade de massa do hidrogênio, peso leve e fácil conversão eletroquímica permitem que ele transporte energia através de dutos ou na forma de combustíveis líquidos, como a amônia, em navios de carga (AL-BREIKI, 2020). O hidrogênio pode ser utilizado em diversos setores, por exemplo, como matéria-prima química, como combustível para gerar calor, como reagente químico para produção de combustível sintético ou mesmo para eletricidade em células de combustível. Além disso, o hidrogênio pode ser armazenado em grandes tanques ou cavernas subterrâneas que possuem altas capacidades de armazenamento de energia por longos períodos, o que o promove a ser uma tecnologia verde capaz de armazenar energia ao longo das estações do ano (TARKOWSKI, 2019).

Posto isso, muitos cientistas e economistas sugerem um futuro em que hidrogênio será a principal solução capaz de contrabalançar os efeitos das mudanças climáticas. Alguns deles ainda acreditam que o hidrogênio será a principal tecnologia de armazenamento de energia, o melhor combustível para aquecimento e o principal combustível de transporte para carros, caminhões, aviões e muito mais (BESWICK *et al.*, 2021).

Em contrapartida, alguns críticos questionam o consumo de água doce para produção de hidrogênio, levantando dúvida sobre a existência suficiente de água para sustentar uma economia de hidrogênio, uma vez que o processo de produção do hidrogênio demanda quantidades expressivas de água que é utilizada como matéria-prima e como fluido de resfriamento de plantas termoeletricas. (BESWICK *et al.*, 2021). Outros oponentes da economia do hidrogênio baseada em água doce, tais como Krieth *et al.* (2004) e Shinnar (2003), ainda argumentam que a tecnologia de produção do hidrogênio verde pode perder importância como a tecnologia de energia futura devido aos seus altos custos de produção e ineficiências em sua conversão de eletricidade. Estes cientistas afirmam ainda que esforços devem se concentrar em investigações de armazenamento de energia elétrica renovável via baterias elétricas, eliminando o hidrogênio como meio intermediário de armazenamento (BESWICK *et al.*, 2021).

Uma das soluções mais promissoras para superar a deficiência de água doce seria a dessalinização da água do mar, definida como o processo de remoção de sais e minerais dissolvidos da água salina visando a produção de água potável. Apesar de ser uma das soluções mais apropriadas para resolver o problema do déficit de água doce, a dessalinização utilizando energia proveniente de combustível fóssil é um processo intensivamente energético, sendo necessário cerca de 10.000 toneladas de combustível fóssil por ano para a produção de 1.000 metros cúbicos de água por dia (Methnani, 2007). Por isso, a utilização de energias renováveis em plantas de dessalinização de água tem se tornado cada vez mais atrativa devido à crescente demanda por água doce, energia, e mitigação das emissões de carbono (Ahmed *et al.*, 2016).

Em relação aos vários tipos de hidrogênio produzidos, os mais consolidados e utilizados atualmente, são o hidrogênio cinza e o azul, ambos obtidos pelo processo denominado “reforma do gás natural” que envolve a reação endotérmica do metano (CH₄), contido no gás natural, com o vapor de água. Este processo ocorre em alta pressão e temperatura (em torno de 1000 °C) e consome muita energia, além de emitir grande quantidade de dióxido de carbono (Braga, 2002). O hidrogênio cinza é o mais conhecido, sendo produzido a partir de combustíveis fósseis, sem a captura e armazenamento de carbono (IRENA, 2020), não podendo, portanto, ser considerado como um hidrogênio renovável.

Em relação ao custo nivelado de produção do hidrogênio verde (LCOH) no Brasil, o relatório de Bloomberg NEF (2020), prevê um custo atual de US\$2/kg_{H2}, podendo alcançar US\$0,55/kg_{H2} no ano de 2050. Adicionalmente, em agosto deste ano, a Clean Energy Latin America (CELA), consultoria especializada em assessoria financeira e estratégica para empresas e investidores no setor de energia renovável na América Latina, apresentou seu primeiro índice do custo de produção do hidrogênio verde via água doce para o Brasil, denominado LCOH Brasil, sendo que o valor atual varia de US\$2,87/kg_{H2} à US\$3,56/kg_{H2}, dependendo do local de produção.

A Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2018) elaborou relatório que trata das perspectivas da utilização do hidrogênio verde para a transição energética. Neste estudo, foram identificadas as seguintes demandas potenciais para utilização deste hidrogênio: (i) distribuição para aplicação em aviação, indústrias (refinarias), transporte marítimo, bem como matéria-prima para produtos químicos (i.e.: amônia, produtos químicos a granel) (IRENA, 2018); (ii) injeção nas redes de gás natural existentes em proporções variáveis, para redução do consumo de gás natural e redução das emissões de dióxido de carbono pelos setores de uso final; (iii) utilização no transporte, especificamente em veículos elétricos com células combustíveis “Fuel Cell Electric Vehicles” (FCEVs), que seriam uma opção de mobilidade de baixo carbono complementando os veículos elétricos à bateria “Battery Electric Vehicles” (BEVs).

3. METODOLOGIA

A metodologia utilizada neste trabalho consistiu em elaborar modelos simplificados, sendo estes implementados no software ESS (Engineering Equation Solver), versão 10.561 Academic Professional do EES. Estes modelos permitiram realizar análises técnicas e econômicas das seguintes plantas: (i) solar fotovoltaica (FV); (ii) eólica (EOL), (iii) geração de hidrogênio verde via eletrólise da água e (iv) dessalinização da água do mar. Os parâmetros e variáveis de entrada dos modelos foram obtidos de trabalhos disponíveis na literatura após realização de ampla revisão bibliográfica.

Sistemas para produção de hidrogênio verde

A seguir são apresentados os sistemas analisados para a produção de hidrogênio verde a partir da geração de energia das plantas renováveis (i.e., solar fotovoltaica, eólica e híbrida solar fotovoltaica/eólica), que fornecerão energia elétrica para o funcionamento dos eletrolisadores e das plantas de dessalinização da água do mar.

Sistema A: Produção de hidrogênio verde via dessalinização da água do mar com geração de potência elétrica. Neste sistema, o hidrogênio produzido é vendido para atender demandas internas ou exportado, enquanto, a potência elétrica excedente gerada pela planta de potência e não utilizada para produção do hidrogênio e produção da água dessalinizada do mar, é injetada na rede elétrica e vendida. Conforme apresentado na Fig. 1, o este sistema é composto por uma planta renovável de potência, uma planta de dessalinização do tipo osmose reversa (OR) e uma planta de produção de hidrogênio verde utilizando eletrolisadores do tipo PEM.

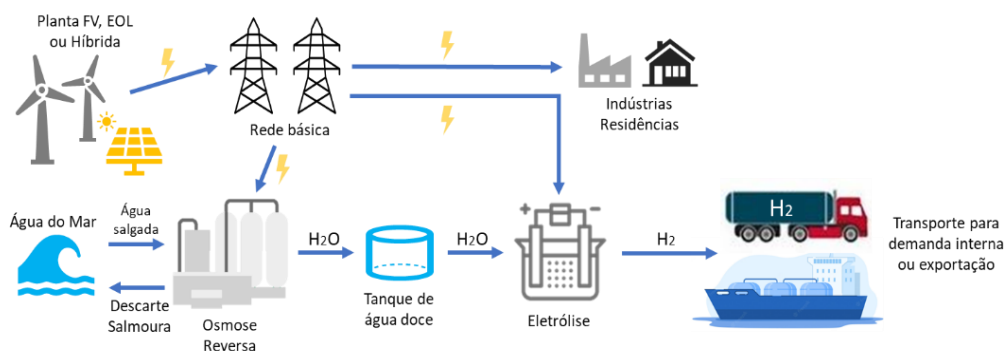


Figura 1 - Sistema A: Plantas de Potência Renovável + OR + Eletrólise.

Para este sistema, foi analisada a produção de hidrogênio verde proveniente de água dessalinizada do mar acoplada à geração simultânea de potência elétrica utilizando plantas do tipo solar fotovoltaica, eólica e híbrida (solar + eólica) sem que haja armazenamento de energia, conforme apresentado na Tab. 1. Diferentes produções simultâneas de hidrogênio e de potência elétrica foram analisadas introduzindo-se o parâmetro denominado “**fração da energia elétrica diária gerada destinada a produção de hidrogênio - $f_{d,H2}$** ”, definido como a fração da potência elétrica máxima gerada utilizada para a produção do hidrogênio, podendo este parâmetro variar de 0% a 100%. No limite inferior desta fração, toda a potência elétrica da planta de potência é injetada na rede elétrica sem nenhuma produção de hidrogênio, enquanto, no limite superior toda a potência elétrica é utilizada para produção de hidrogênio não havendo, portanto, nenhuma injeção de potência elétrica na rede elétrica. Para este parâmetro foram considerados incrementos de 10%, visando identificar o valor que promove a maior viabilidade técnica e econômica.

Tabela 1 - Configurações analisadas do sistema A, para produção de $H_{2,verde}$ via água dessalinizada.

CONFIGURAÇÃO	DESCRIÇÃO
1	Fotovoltaica + Eletrolise + Osmose Reversa (OR)
2	Eólica + Eletrolise + Osmose Reversa (OR)
3	Fotovoltaica + Eólica + Eletrolise + Osmose Reversa (OR)

Sistema B: Produção de hidrogênio verde via água doce com geração de potência elétrica. Este sistema é similar ao sistema “A”, exceto quanto ao insumo utilizado para a produção do hidrogênio, que neste sistema é a água doce.

Tabela 2 - Configurações analisadas do sistema B, para produção de $H_{2,verde}$ via água doce.

CONFIGURAÇÃO	DESCRIÇÃO
4	Fotovoltaica + Eletrolise de água doce
5	Eólica + Eletrolise de água doce
6	Fotovoltaica + Eólica + Eletrolise de água doce

Para este sistema, foi analisada a produção de hidrogênio verde proveniente de água doce acoplada à geração simultânea de potência elétrica utilizando plantas do tipo fotovoltaica, eólica e híbrida (solar + eólica) sem que haja armazenamento de energia, conforme apresentado na Tab. 2.

3.3 Parâmetros e variáveis de entrada do modelo

A potência elétrica total das plantas de potência foi definida pelos autores. Observa-se que para as configurações híbridas 3 e 6, a potência nominal de cada planta foi assumida igual à metade da potência elétrica total. Demais parâmetros e variáveis de entrada utilizados nos modelos dos sistemas “A” e “B” foram obtidos da literatura (i.e.; artigos científicos, relatórios técnicos publicados por associações internacionais de energia e catálogos atualizados de fabricantes) e estão apresentados nas Tabs. 3 e 4, respectivamente.

Tabela 3 – Descrição dos parâmetros e variáveis técnicas de entrada do modelo.

Parâmetros e variáveis	Descrição	Valores	Referências
$Consumo_{E,ele}$	Consumo específico de energia elétrica da planta de dessalinização (kWh/m^3)	5	Média dos valores de Gude <i>et al.</i> , 2010
Ef_{PEM}	Eficiência do Eletrolisador (kWh/kg_{H_2})	66,5	IRENA (2020)
FC_{EOL}	Fator de capacidade anual da planta eólica	0,415	ABBEolica (2022)
FC_{FV}	Fator de capacidade anual da planta fotovoltaica	0,192	Lima (2017)
f_{a,H_2}	fração de produção diária de hidrogênio	0% a 100% com incrementos de 10%	Autores
$P_{ele,planta}$	Potência elétrica máxima disponibilizada para a produção de hidrogênio (MWe)	100 MWe	Autores
Razão H_2O/H_2	litros de H_2O / Nm^3 de H_2	1	Braga (2015)
$TC_{\text{água,sal-água,doce}}$	Taxa de conversão da água salgada em água dessalinizada	0,4	Fritzmann (2007)

Tabela 4 - Descrição dos parâmetros e variáveis econômicas de entrada do modelo.

Parâmetros e Variáveis	Descrição	Valores			Referências
Investimento _{FV} , Investimento _{EOL} Investimento _{Hib}	Custo específico das plantas de potência (US\$/kW)	FV	EOL	Híbrida	IRENA (2022)
		857	1325	1091	
$Taxa_{O\&M,RO}$	Custo O&M da planta de dessalinização (%)	4% do Investimento da planta de dessalinização			Fosselard (1989)
$Taxa_{O\&M,PEM}$	Custo específico do eletrolisador “PEM” (US\$/kW)	1050			IRENA (2020)
i	Taxa de desconto anual	10% a.a.			Autores
$Taxa_{O\&M,j,M_t}$	Custo O&M (%) das plantas de potência	2% do Investimento			IRENA (2022)
n	Período da análise financeira	25 anos			Autores

3.4 Parâmetros e Variáveis de saída

Para o desenvolvimento da análise da viabilidade técnica e econômica das configurações dos sistemas “A” e “B”, as variáveis apresentadas na Tab. 5 e Tab. 6, foram comparadas considerando diferentes valores das “frações de produção diária de hidrogênio”.

Tabela 5 - Parâmetros e variáveis técnicas de saída do modelo.

Parâmetros e Variáveis	Descrição
H_2O_{dia}	Água doce ou dessalinizada necessária por dia (m^3/dia)
E_t	Energia anual produzida e disponibilizada para venda (MWhe/ano)
$E_{venda,EOL}$	Energia diária disponibilizada para venda pela planta EOL (MWhe)
$E_{venda,FV}$	Energia diária disponibilizada para venda pela planta FV (MWhe)
$E_{ele,RO,dia}$	Energia elétrica diária necessária para Osmose Reversa (kWh/dia)
FC_{EOL}	Fator de capacidade da planta de potência eólica (adm)
FC_{FV}	Fator de capacidade da planta de potência solar fotovoltaica (adm)
$H_{operação,EOL}$	Horas de operação da planta de energia eólica (horas/dia)
$H_{operação,FV}$	Horas de operação da planta de energia solar fotovoltaica (horas/dia)
$H_{operação,RO}$	Horas de operação da planta de dessalinização osmose reversa (horas/dia)
$P_{ele,RO}$	Potência elétrica disponibilizada para a planta de dessalinização (MWe)
$P_{ele,PEM}$	Potência elétrica disponibilizada para eletrólise (MWe)
P_{H_2}	Potência elétrica disponibilizada para produção de hidrogênio (MWe)
$P_{ele,venda}$	Potência elétrica disponibilizada para produção e venda de energia (MWe)
H_t	Produção de hidrogênio anual (kg_{H_2}/ano)
$Prod_{H_2,dia}(kg/dia)$	Produção mássica diária de hidrogênio (kg_{H_2}/dia)
$Prod_{H_2,dia}(Nm^3/dia)$	Produção volumétrica diária de hidrogênio (Nm^3/dia)

Tabela 6 - Parâmetros e variáveis econômicas de saída do modelo.

Parâmetros e Variáveis	Descrição
$CAPEX_{Elet}$	Custo total de investimento do eletrolisador (US\$)
$CAPEX_{RO}$	Custo total da planta de dessalinização Osmose Reversa (US\$)
$CAPEX_{planta,FV}$	Custo total da planta fotovoltaica (US\$)
$CAPEX_{planta,EOL}$	Custo total da planta de dessalinização eólica (US\$)
$CAPEX_{total,i}$	Custo total de investimento para as configurações de 1 a 6 (US\$)
$OPEX$	Custo de operação e manutenção (US\$)
$LCOE$	Custo Nivelado de Energia - Levelized Cost of Energy- (US\$/kWh)
FRC	Fator de Recuperação de Capital (adm)
$LCOH$	Custo Nivelado de Hidrogênio - Levelized Cost of Hydrogen- (US\$/ kg_{H_2})

3.5 Modelo para determinação das variáveis técnicas

Para determinar as variáveis técnicas de saída (Tab. 5), foi elaborado um modelo determinístico constituído pelas Eq. (1) a Eq. (14), apresentadas na Tab. 7 e implementadas na plataforma ESS.

A potência elétrica disponibilizada para produção de H_2 (P_{H_2}) é calculada pela Eq. (1) e o seu valor usado na Eq. (2) para determinar a potência elétrica disponível para a produção de energia para venda ($P_{ele,venda}$). Para calcular a quantidade de horas de operação das plantas fotovoltaica ($H_{operação,FV}$) e eólica ($H_{operação,EOL}$) foram utilizadas as Eqs. (3) e (4). As Eqs. (5) a (10) são resolvidas iterativamente para determinação das variáveis ($P_{ele,PEM}$), ($P_{ele,RO}$), ($Prod_{H_2,dia}(kg/dia)$), ($E_{ele,RO,dia}$), ($Prod_{H_2,dia}(Nm^3/dia)$) e (H_2O_{dia}). de água salgada ($H_2O_{salgada,dia}$) (Eq. (11)), a energia de diária disponibilizada para venda pela planta fotovoltaica ($E_{venda,FV}$) (Eq. (12)), a energia disponibilizada para venda pela planta eólica ($E_{venda,EOL}$) (Eq. (13)) e a produção de hidrogênio anual (H_t) (Eq. (14)) são calculadas explicitamente utilizando as variáveis determinadas anteriormente.

Uma análise paramétrica foi realizada considerando valores da fração da energia elétrica diária gerada que é destinada para a produção diária de hidrogênio (f_{d,H_2}) variando de 0% a 100% da potência elétrica máxima disponibilizada para a produção do hidrogênio ($P_{ele,planta}$) com incrementos de 10MWe, totalizando 10 intervalos de análise para cada um das 6 (seis) configurações apresentadas.

Tabela 7 - Equações do modelo com os parâmetros e variáveis técnicas de entrada e saída do modelo.

Parâmetros e variáveis de entrada	Parâmetros e variáveis de saída	Equações	
$P_{ele,planta}, f_{d,H_2}$	P_{H_2}	$P_{H_2} = f_{d,H_2} \cdot P_{ele,planta}$	(1)
$P_{ele,planta}$	$P_{ele,venda}$	$P_{ele,venda} = P_{ele,planta} - P_{H_2}$	(2)
FC_{FV}	$H_{operação,FV}$	$H_{operação,FV} = (8760 \cdot FC_{FV})/365$	(3)
FC_{EOL}	$H_{operação,EOL}$	$H_{operação,EOL} = (8760 \cdot FC_{EOL})/365$	(4)
P_{H_2}	$P_{ele,PEM}, P_{ele,RO}$	$P_{H_2} = P_{ele,PEM} + P_{ele,RO}$	(5)
$H_{operação}, Ef_{PEM}, P_{ele,PEM}$	$Prod_{H_2,dia}(kg/dia)$	$Prod_{H_2,dia}(kg/dia) = \frac{P_{ele,PEM} \cdot H_{operação} \cdot 1000}{Ef_{PEM}}$	(6)
$H_{operação,RO}$	$P_{ele,RO}, E_{ele,RO,dia}$	$P_{ele,RO} = \frac{E_{ele,RO,dia}}{H_{operação,RO} \cdot 1000}$	(7)
$Prod_{H_2,dia}(kg/dia)$	$Prod_{H_2,dia}(Nm^3/dia)$	$Prod_{H_2,dia}(Nm^3/dia) = Prod_{H_2,dia}(kg/dia) \cdot 11,123 Nm^3/kg$	(8)
$Razão_{H_2O/H_2}$	$H_2O_{dia}, Prod_{H_2,dia}$	$H_2O_{dia} = \frac{Prod_{H_2,dia}(Nm^3/dia) \cdot Razão_{H_2O/H_2}}{1000}$	(9)
$Consumo_{E,ele}$	$E_{ele,RO,dia}, H_2O_{dia}$	$E_{ele,RO,dia} = H_2O_{dia} \cdot Consumo_{E,ele}$	(10)
H_2O_{dia}	$H_2O_{salgada,dia}$	$H_2O_{salgada,dia} = \frac{H_2O_{dia}}{TC_{água,sal-água,doce}}$	(11)
$P_{ele,venda}, FC_{FV}$	$E_{venda,FV}$	$E_{venda,FV} = P_{ele,venda} \cdot FC_{FV} \cdot 365 \cdot 24$	(12)
$P_{ele,venda}, FC_{EOL}$	$E_{venda,EOL}$	$E_{venda,EOL} = P_{ele,venda} \cdot FC_{EOL} \cdot 365 \cdot 24$	(13)
$Prod_{H_2,dia}(kg/dia)$	H_t	$H_t = Prod_{H_2,dia}(kg/dia) \cdot 365$	(14)

3.6 Modelo para determinação dos parâmetros e variáveis econômicas.

Para determinar as variáveis econômicas de saída foi elaborado um modelo determinístico implementado no ESS, sendo o mesmo constituído pelas Eq. (15) a Eq. (28). As equações com seus respectivos parâmetros e variáveis de entrada e de saída, são apresentadas na Tab. 8.

Tabela 8 - Equações do modelo com os parâmetros e variáveis econômicas de entrada e saída do modelo.

Parâmetros e variáveis de entrada	Parâmetros e variáveis de saída	Equações	
$P_{H_2}; Investimento_{ELE}$	$CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{Elet} = P_{H_2} \cdot Investimento_{ELE} \cdot 1000$	(15)
H_2O_{dia}	$CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{RO} = 2.400.000 \cdot \left(\frac{H_2O_{dia}}{1500}\right)^{0,8}$	(16)
$P_{ele,planta}, Investimento_{FV}$	$CAPEX_{planta,FV}$	$CAPEX_{planta,FV} = P_{ele,planta} \cdot Investimento_{FV} \cdot 1000$	(17)
$P_{ele,planta}, Investimento_{EOL}$	$CAPEX_{planta,EOL}$	$CAPEX_{planta,EOL} = P_{ele,planta} \cdot Investimento_{EOL} \cdot 1000$	(18)
$CAPEX_{planta,FV}, CAPEX_{Elet}, CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{total,1}$	$CAPEX_{total,1} = CAPEX_{planta,FV} + CAPEX_{Elet} + CAPEX_{RO}$	(19)
$CAPEX_{planta,EOL}, CAPEX_{Elet}, CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{total,2}$	$CAPEX_{total,2} = CAPEX_{planta,EOL} + CAPEX_{Elet} + CAPEX_{RO}$	(20)
$CAPEX_{planta,FV}, CAPEX_{planta,EOL}, CAPEX_{Elet}, CAPEX_{RO}$	$CAPEX_{total,3}$	$CAPEX_{total,3} = CAPEX_{planta,FV} + CAPEX_{planta,EOL} + CAPEX_{Elet} + CAPEX_{RO}$	(21)
$CAPEX_{planta,FV}, CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{total,4}$	$CAPEX_{total,4} = CAPEX_{planta,FV} + CAPEX_{Elet}$	(22)
$CAPEX_{planta,EOL}, CAPEX_{Elet}$	$CAPEX_{total,5}$	$CAPEX_{total,5} = CAPEX_{planta,EOL} + CAPEX_{Elet}$	(23)
$CAPEX_{planta,FV}, CAPEX_{Elet}, CAPEX_{planta,EOL}$	$CAPEX_{total,6}$	$CAPEX_{total,6} = CAPEX_{planta,FV} + CAPEX_{planta,EOL} + CAPEX_{Elet}$	(24)
$Taxa_{O\&M}, CAPEX_{Total}$	$OPEX$	$OPEX = Taxa_{O\&M} \cdot CAPEX_{Total}$	(25)
FRC, j, E_t, I	$LCOE$	$LCOE = \frac{(FRC + j)}{E_t} \cdot I$	(26)
FRC, j, H_t, I	$LCOH$	$LCOH = \frac{(FRC + j)}{H_t} \cdot I$	(27)
i, n	FRC	$FRC = \left[\frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right]$	(28)

O custo total de investimento para a produção do H₂ (CAPEX_{total}) levou em conta os custos das plantas de eletrólise, de água dessalinizada (quando houver) e de energia renovável. Observa-se que para as configurações híbridas

utilizando água dessalinizada (Eq. (21)), e água doce (Eq. (24)), as potências elétricas das plantas solar fotovoltaica e eólica responderam por 50 MW cada, totalizando uma potência instalada de 100 MW. Os custos de operação e manutenção “OPEX” (Eq. (25)) das diferentes configurações analisadas neste trabalho investigativo levaram em conta as várias plantas que compõem as configurações sendo dados em termos percentuais “ j ” do investimento.

O custo nivelado de energia (LCOE), calculado pela Eq. (26), representa o custo em dólar por megawatt-hora, descontadas, da construção e operação de uma usina geradora durante todo seu ciclo de vida útil. Por outro lado, os custos nivelados de produção do hidrogênio (LCOH) das diferentes configurações analisadas neste trabalho investigativo foi determinado pela Eq. (27). O Custo nivelado de produção do hidrogênio verde (LCOH) é o custo unitário em dólar para a produção deste combustível por unidade de massa sendo o menor preço para fixação do preço de venda.

4. RESULTADOS

Ao realizar a análise paramétrica variando de 0% a 100% a fração de potência disponibilizada para a produção de hidrogênio, encontrou-se os resultados das análises técnicas e econômicas das diferentes configurações analisadas.

Produção diária de hidrogênio

As produções diárias de hidrogênio para as Configurações 1, 2 e 3, que consistem na geração de hidrogênio via dessalinização da água do mar por osmose reversa são apresentados no Fig. 2.

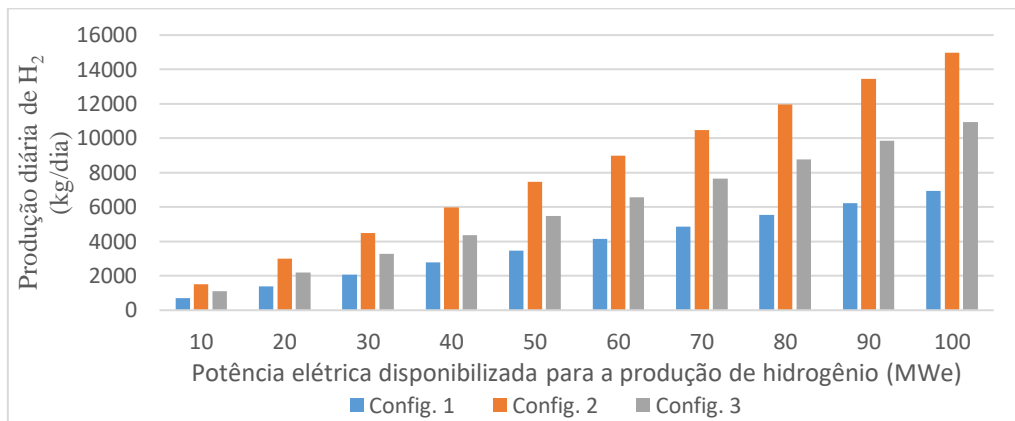


Figura 2 - Produção média diária de hidrogênio para as configurações 1, 2 e 3.

Ao avaliar a Fig. 2, observa-se que para as frações de potência disponibilizadas para produção de hidrogênio (P_{H_2}), a produção total de hidrogênio diária média anual foi maior para a configuração 2, que consiste na produção de hidrogênio via água dessalinizada proveniente da água do mar, a partir da energia eólica.

Cabe destacar que a produção de hidrogênio via água do mar (configurações 1, 2 e 3) é ligeiramente inferior a produção de hidrogênio pelas configurações que utilizam água doce (configurações 4, 5 e 6), uma vez que parte da energia gerada pelas usinas renováveis é disponibilizada para o funcionamento da planta de dessalinização via osmose reversa.

Portanto, para qualquer fração de potência disponibilizada para produção de hidrogênio, a maior produção será alcançada pela configuração 2. Desta forma, quando é disponibilizada uma potência máxima (100 MW) para produção de hidrogênio, serão produzidos 18.000 kg de H_2 por dia, o que representa 6.570 toneladas por ano de H_2 .

4.2. Consumo diário de água

Com base no modelo apresentado, foi determinado o consumo diário de água dessalinizada requerido pelo processo de eletrólise considerando frações de 0% a 100% da potência elétrica máxima disponibilizada para a produção do hidrogênio (P_{H_2}), conforme apresentado na Fig. 3.

Ao analisar a Fig. 3, observa-se que o consumo de água dessalinizada necessária para a produção de hidrogênio aumenta com a fração (P_{H_2}). Uma observação verificada nos cálculos revela que o consumo de água dessalinizada é minimamente inferior àquele quando se utiliza água doce. Isso ocorre porque nas configurações com água dessalinizada, parte da energia produzida pelas usinas renováveis é disponibilizada para a planta de osmose reversa.

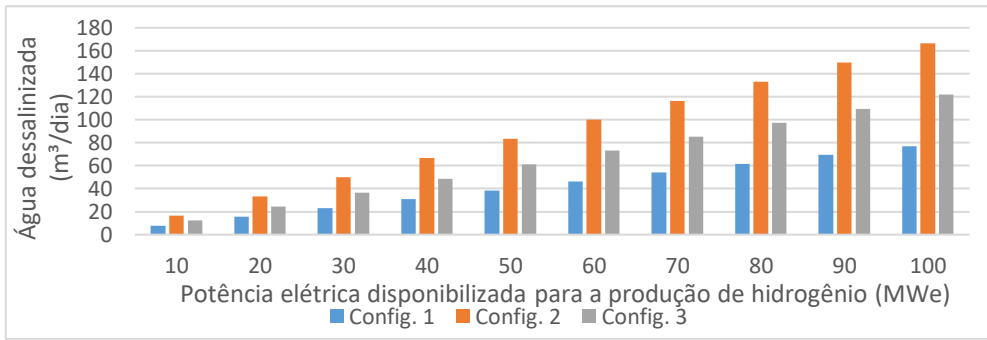


Figura 3 - Consumo diário de água dessalinizada requerido pelo processo de eletrólise

Contudo, destaca-se que a taxa de conversão da água salgada em água dessalinizada é de 40%. Portanto, para cada 1 m³ de água do mar se produz 0,4 m³ de água dessalinizada. Deste modo, avaliando a configuração 2, que apresentou maior consumo de água dessalinizada e, considerando o cenário de disponibilidade de potência máxima (100 MW) para produção de hidrogênio, serão necessários 200,6 m³ de água dessalinizada por dia, o que equivale 501,4 m³ de água salgada extraída do mar diariamente. Assim, anualmente, serão requeridos 183 mil m³, ou seja, 183 milhões de litros de água salgada por ano. Para as configurações que utilizam água doce, a configuração 5 apresenta o maior consumo de água, com 200,72 m³ de água necessária por dia, portanto, um consumo anual de 73,2 milhões de litros de água doce.

4.3. Custo total de Implantação (CAPEX)

Conforme modelo apresentado na subseção 3.6, foram calculados os custos totais de investimento (CAPEX) para a produção do hidrogênio verde para as configurações 1, 2 e 3 (Fig. 4).

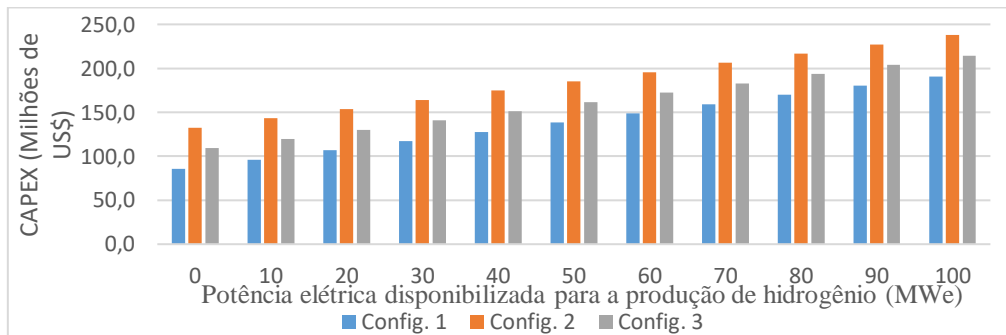


Figura 4 - Custo de investimento total (CAPEX) para as configurações 1,2 e 3.

Pela Fig. 4, observa-se que a configuração de menor custo é a configuração 1, que consiste na planta solar fotovoltaica. Dos cálculos realizados, observa-se que o custo da planta de OR é desprezível, representando cerca de 1% do custo total do investimento. Enquanto na configuração 1 o CAPEX é de 190,8 milhões de dólares, na configuração. 4 este custo é de 190,7 milhões de dólares, portanto uma diferença de 0,05%. Para as configurações 2 e 3 foram encontrados, respectivamente, os valores de 237,8 e 214,4 milhões de dólares. Por outro lado, as configurações 5 e 6 apresentam CAPEX de 237,5 e 214,1, respectivamente, correspondente a diferenças de aproximadamente 0,12% e 0,14%, respectivamente, o que confirma o custo desprezível da planta de OR em relação aos demais custos.

4.4. Custo nivelado do hidrogênio (LCOH)

Os custos nivelados de produção do hidrogênio (LCOH) das diferentes configurações analisadas neste trabalho investigativo estão apresentados na Fig. 5.

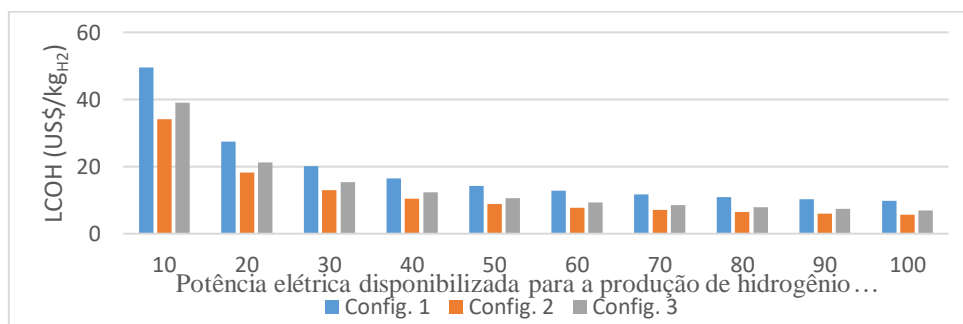


Figura 5 - Custo nivelado do hidrogênio (LCOH) para as configurações 1, 2 e 3

Verifica-se que: (i) o LCOH diminui com o aumento de (P_{H_2}) devido ao aumento da progressivo da produção anual de hidrogênio; (ii) a configuração 2 apresenta o menor LCOH, principalmente devido à sua maior produção anual de hidrogênio.

4.5. Custo nivelado da energia (LCOE)

Os custos nivelados de energia elétrica (LCOE) das diferentes configurações estão apresentados na Fig. 6.

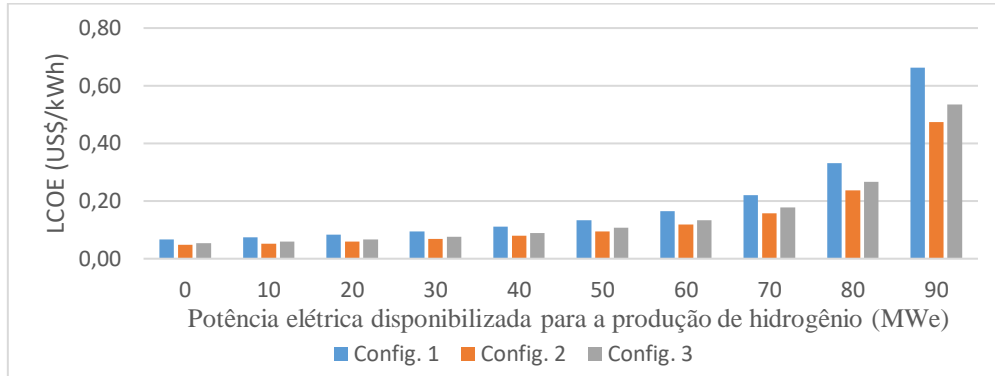


Figura 6 - Custo nivelado da energia elétrica (LCOE) para as configurações 1, 2 e 3.

Ao avaliar a Fig. 6, observa-se que a configuração 2 apresentou os menores custos da energia elétrica (LCOE). Apesar da configuração 1 (solar fotovoltaica) apresentar menores valores do CAPEX, o seu fator de capacidade é inferior ao da configuração 2 (eólica) o que implica uma produção de energia elétrica inferior àquela da configuração 2. Os custos nivelados de energia elétrica para as configurações utilizando tanto água dessalinizada como água doce apresentam valores iguais, uma vez que os custos das plantas de eletrólise e de dessalinização não foram contabilizados para cálculo LCOE.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta três arranjos de plantas renováveis (i.e.; solar, fotovoltaica, eólica, e híbrida 50% fotovoltaica + 50% eólica) para a produção de hidrogênio verde via eletrolisador do tipo “PEM” e geração de potência elétrica simultaneamente. As configurações 1, 2, e 3 utilizam como insumo para a produção do hidrogênio água dessalinizada proveniente de água do mar que é obtida por meio de uma planta de dessalinização do tipo “Osmose Reversa, enquanto, as configurações 4, 5 e 6 utilizam como insumo água doce proveniente de rios. A potência máxima instalada de todos os arranjos é 100 MWe. Um modelo simplificado foi elaborado e implementado no software EES permitindo a avaliação técnica e econômica de diferentes parâmetros e variáveis para diferentes frações de produção de hidrogênio que variaram de 0 a 100%, com intervalos de 10%. O modelo utiliza valores dos parâmetros e variáveis de entrada disponíveis na literatura. Os resultados mostram que as configurações 1, 2 e 3, são similares as configurações 4, 5 e 6 uma vez que os custos da planta de dessalinização são insignificantes comparados aos demais custos com utilização da água doce. A configuração 2 apresentou maior produção diária de hidrogênio, maior consumo de água salgada, e maior custo de investimento (CAPEX). Por outro lado, apesar da produção de hidrogênio ser maior na configuração 2, o maior LCOH e LCOE foram obtidos pela configuração 1, com geração de potência através da energia fotovoltaica. O resultado era esperado, uma vez que o LCOH diminui com o aumento da produção anual de hidrogênio.

REFERÊNCIAS

- Abbasi T., S.A. Abbasi, ‘Renewable’ hydrogen: Prospects and challenges, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 15, Issue 6, 2011, Pages 3034-3040, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.026>.
- ABEEólica (2022), Annual wind energy report, Brazilian Association of wind power and new technologies, Brazil
- Ahmed Alkaisia,b, Ruth Mossadb, Ahmad Sharifian-Barforousha,b., A review of the water desalination systems integrated with renewable energy, *Energy Procedia* 110 (2017), p. 268 – 274. 1st International Conference on Energy and Power, ICEP2016, 14-16 December 2016, RMIT University, Melbourne, Australia.
- Al-Breiki M., Bicer Y., Investigating the technical feasibility of various energy carriers for alternative and sustainable overseas energy transport scenarios. *Energy Convers Manag*, 2020, 209:112652 <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112652>.
- Andrews J., Shabani B., Dimensionless analysis of the global techno-economic feasibility of solar-hydrogen systems for constant year-round power supply, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 37, Issue 1, 2012, Pages 6-18, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.09.102>.

- Braga A., Guirardello R., Reforma do gás natural para produção de hidrogênio, X Congresso Interno de Iniciação Científica da UNICAMP, 2002, Faculdade de Engenharia Química – FEQ, UNICAMP.
- Beswick R. B., Oliveira A. M., Yan Y. Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem?. ACS Energy Letters, 2021, pp 3167-3169.
- CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>
- Fosselard G., Wangnick K., Comprehensive study on capital and operational expenditures for different types of seawater desalting plants (RO, MVC, ME, ME-TVC, MSF) rated between 200 m³/d and 3,000 m³/d. Desalination, volume 76, 1989, Pages 215-240.
- Fritzmann C., Lowenberg J., Wintgens T., Mwinlin T. State-of-the-art of reverse osmosis desalination. Desalination. 2007. v. 216, pp 1-76.
- Herlambang Y., Dewantoro, Shun-Ching Lee & Huan-Chi Hsu (2017) Numerical estimation of photovoltaic-electrolyzer system performance on the basis of a weather database, International Journal of Green Energy, 14:7, 575-586, DOI: 10.1080/15435075.2017.1307200
- IRENA (2018), Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- IRENA (2020), Green Hydrogen: A guide to policy making, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- Jamesh Mohammed-Ibrahim, Harb Moussab. Recent advances on hydrogen production through seawater electrolysis. Materials Science for Energy Technologies 3 (2020) 780–807
- Krieth F, West R, Fallacies of a hydrogen economy: a critical analysis of hydrogen production and utilization. J Energy Resour Technol 2004, 126:249-257.
- Lima L., Ferreira L., Morais F., Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil, Energy for Sustainable Development, Volume 37, 2017, Pages 79-85.
- Methnani M. Influence of fuel costs on seawater desalination options. Desalination. 2007; 205(1-3):332-9.
- Shinnar R, The hydrogen economy, fuel cells, and electric cars. Technol Soc 2003, volume 25, páginas 455-476 <https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2003.09.024>.
- Tarkowski R., Underground hydrogen storage: characteristics and prospects. Renew Sustain Energy Rev, 2019, 105:86-94 <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>.
- Veras T. da Silva, Mozer T. Simonato, Danielle da Costa Rubim Messeder dos Santos, Aldara da Silva César, Hydrogen: Trends, production and characterization of the main process worldwide, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 42, Issue 4, 2017, Pages 2018-2033, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.08.219>.
- Yu L., Zhu Q., Song B., McElhenny B., Wang D., Wu C., Qin Z., Bao J., Yu Y., Chen S., Ren Z., Nat. Commun. 10 (2019) 5106. MA Q, LU H. Wind energy technologies integrated with desalination systems: Review and state-of-the-art. Desalination. 2011; 277(1-3):274-80.

TECHNICAL AND ECONOMICAL EVALUATION OF DIFFERENT ARRAYS OF PLANTS FOR PRODUCTION OF GREEN HYDROGEN

Abstract. *Due to the impacts of global warming, caused by the increase in energy consumption, it is necessary to invest in energy systems with renewable resources. Despite the growing need for investment in renewable energy systems, some sources have the disadvantage of being intermittent and non-dispatchable, and therefore less reliable than fossil fuel sources. A promising option for this disadvantage is green hydrogen, as the production of hydrogen from renewable energy allows large amounts of renewable energy to be made available from the energy sector to sectors in which decarbonization becomes difficult. However, even though green hydrogen presents itself as a promising option, doubts have been raised, especially in relation to the consumption of drinking water in the production of hydrogen and the impact of this consumption on water scarcity. Thus, producing hydrogen using seawater could contribute to the preservation of freshwater, especially in areas where its availability is reduced. This work analyzed configurations using photovoltaic, wind and hybrid renewable energy sources to produce green hydrogen via desalinated water from seawater and freshwater. The main objective of the present work was to evaluate the technical feasibility of the configurations, as well as to determine the LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) and the LCOE (Levelized Cost of Electricity). The methodology consisted of the elaboration of simplified models for solar photovoltaic, wind, PEM electrolysis and reverse osmosis desalination plants. The models were implemented in the ESS software. The results showed that the configuration using wind energy had the highest hydrogen production, the configuration using solar photovoltaic energy presented the lowest initial investment and the cost of the desalination plant was insignificant when compared to the value of the total investment.*

Keywords: Green Hydrogen, Renewable Energy, Desalination