

Giải pháp sản xuất HYDROGEN XANH từ nước biển



Công ty Cổ phần Sáng tạo Xanh Việt Nam

Nghiên cứu đánh giá tiềm năng sản xuất và vai trò của hydrogen xanh từ nước biển của Việt Nam. Nghiên cứu cũng gợi mở định hướng phát triển nền kinh tế hydrogen nhằm hỗ trợ thực thi các chính sách về khí hậu và tăng trưởng xanh ở Việt Nam trong giai đoạn xanh hóa kinh tế.

ĐƠN VỊ THỰC HIỆN

CÔNG TY CỔ PHẦN SÁNG TẠO XANH VIỆT NAM (GREEN IN)

Thành lập năm 2018, hoạt động theo mô hình doanh nghiệp xã hội với sứ mệnh truyền cảm hứng và trở thành đối tác tin cậy, cung cấp giải pháp sáng tạo, đột phá cho doanh nghiệp, người lao động và cộng đồng địa phương nắm bắt cơ hội chuyển đổi sang nền kinh tế xanh hướng tới cuộc sống an lành cho mọi người.

TRƯỜNG ĐẠI HỌC CÔNG NGHỆ ĐỒNG NAI (DNTU)

Thành lập năm 2011 với sứ mệnh đào tạo nguồn nhân lực chất lượng dựa trên nền tảng công nghệ và trải nghiệm; nghiên cứu ứng dụng khoa học và chuyển giao tri thức đáp ứng nhu cầu xã hội, hội nhập quốc tế và phát triển bền vững.

TÁC GIẢ THỰC HIỆN NGHIÊN CỨU

Tiến sĩ Trần Thiện Khánh

Trưởng phòng khoa học công nghệ và hợp tác quốc tế trường Đại Học Công Nghệ Đồng Nai (DNTU) - Chuyên gia, Tổng thư ký hiệp hội nghiên cứu phát triển năng lượng Hydrogen tiên tiến trực thuộc APEC, phân hội tại Thành Phố Hồ Chí Minh (ACABT-HCM Chapter).

Nghiên cứu sinh Trần Gia Hồng

Nghiên cứu sinh khoa khoa học vật liệu và ứng dụng công nghệ cao trường Đại Học Phùng Giáp, Đài Trung, Đài Loan (FCU).

LỜI CẢM ƠN

Chúng tôi xin chân thành cảm ơn sự hỗ trợ chuyên môn quý báu của các chuyên gia tham gia góp ý, phản biện và hiệu chỉnh cho báo cáo này:

Tiến sĩ Hoàng Tuấn Dũng, Trường Hóa và Khoa học Sự sống, ĐHBK Hà Nội

Tiến sĩ Nguyễn Thị Mai Hương, Trường Đại Học Trung Ương Đài Loan (National Central University) – Tập đoàn GENTEX

Ông Trần Đình Sinh, Công Ty Cổ Phần Sáng Tạo Xanh, Green In.

MỤC LỤC

ĐẶT VẤN ĐỀ	1
CHƯƠNG I: VAI TRÒ CỦA HYDROGEN XANH TRONG PHÁT TRIỂN NGÀNH CÔNG NGHIỆP NĂNG LƯỢNG HIỆN ĐẠI	2
1.1. Nhu cầu sử dụng hydrogen xanh trên thế giới	2
1.2. Tổng hợp các phương pháp sản xuất hydrogen xanh	6
1.3. Những khó khăn thách thức của quá trình sản xuất hydrogen xanh quy mô công nghiệp	8
CHƯƠNG II: GIẢI PHÁP SẢN XUẤT HYDROGEN XANH TỪ NƯỚC BIỂN: CÔNG NGHỆ CÓ TÍNH BỀN VỮNG VÀ HƯỚNG TỚI TƯƠNG LAI	15
2.1. Nước biển – nguồn nguyên liệu cho quá trình sản xuất hydrogen: phân loại và các tính chất quan trọng	15
2.2. Công nghệ điện phân hydrogen từ nước biển	22
2.3. Ước tính tiềm năng xuất khẩu hydrogen xanh của Việt Nam	26
CHƯƠNG III: MÔ HÌNH PHÁT TRIỂN GIẢI PHÁP SẢN XUẤT HYDROGEN XANH TỪ NƯỚC BIỂN	30
3.1. Những công trình sản xuất hydrogen từ nước biển nổi bật	30
3.2. Ước tính tiềm năng sản xuất hydrogen xanh từ nước biển tại Việt Nam	33
CHƯƠNG IV: KẾT LUẬN	38
TÀI LIỆU THAM KHẢO	40

DANH MỤC HÌNH ẢNH

Hình 1. Sự phát triển nhu cầu hydrogen sạch theo ngành, 2030 đến 2050 (MtH₂eq)	5
Hình 2. Khối lượng khí thải nhà kính giảm thải theo từng ngành, từ 2030 đến 2050	6

<i>Hình 3. Biểu đồ thống kê và ước tính công suất lắp đặt các thiết bị NLTT tại khu vực châu Á</i>	<i>8</i>
<i>Hình 4. Biểu đồ thể hiện tổng chi phí lắp đặt, hệ số công suất vận hành và giá điện quốc gia năm 2021</i>	<i>9</i>
<i>Hình 5. Các biểu đồ dự đoán biên độ LCOE của các nhà máy NLTT kèm pin lưu trữ đại diện cho hệ thống lưu trữ có quy mô từ 25 % đến 100 % với nhà máy điện than và điện khí</i>	<i>10</i>
<i>Hình 6. Biểu đồ thống kê chi phí điện quy dân của các nhà máy điện mới tại Việt Nam vào năm 2022, 2030, 2050 theo công nghệ</i>	<i>11</i>
<i>Hình 7. Biểu đồ thống kê ảnh hưởng từ quá trình mở rộng hệ thống điện phân đến LCOH</i>	<i>12</i>
<i>Hình 8. Xu hướng LCOH dưới tác động của các yếu tố công nghệ</i>	<i>15</i>
<i>Hình 9. Thành phần nước biển (Thông tin chỉ mang tính tham khảo và thay đổi theo khu vực)</i>	<i>16</i>
<i>Hình 10. Những ảnh hưởng của nước biển đến hệ thống điện hóa</i>	<i>17</i>
<i>Hình 11. Biểu đồ thể hiện tổng (A) lượng khí clo sinh ra so với nồng độ clorua trong nước biển và (B) lượng khí hydrogen sinh ra so với tổng lượng khí clo</i>	<i>20</i>
<i>Hình 12. Bảng đồ phân bố độ mặn khu vực Đồng Bằng Sông Cửu Long</i>	<i>21</i>
<i>Hình 13. Nguyên lý thiết kế và vận hành của các thiết bị điện</i>	<i>22</i>
<i>Hình 14. Giá hydrogen xanh tại châu Âu, Mỹ và Australia trong điều kiện công nghệ và hệ thống điện năng lượng tái tạo năm 2022</i>	<i>26</i>
<i>Hình 15. Chi phí (A) sản xuất, (B) xuất khẩu tiềm năng hydrogen xanh tại các quốc gia</i>	<i>29</i>
<i>Hình 16. Quy trình mô phỏng ước tính tiềm năng sản xuất hydrogen xanh</i>	<i>33</i>
<i>Hình 17. Biểu đồ thống kê giá trị LCOE và LCOH từ các nguồn NLTT theo công suất</i>	<i>35</i>
<i>Hình 18. Ước tính tiềm năng GH2 từ năng lượng (A) mặt trời, (B) gió</i>	<i>36</i>
<i>Hình 19. LCOH cho hydrogen xanh từ quang điện mặt trời và từ gió trên bờ</i>	<i>37</i>

DANH MỤC BẢNG BIỂU

<i>Bảng 1. Phân loại quang phổ màu dựa vào sự riêng biệt về công nghệ tiếp cận cũng như nguồn nguyên liệu đầu vào cho quá trình chuyển hóa năng lượng hydrogen</i>	3
<i>Bảng 2. Nhu cầu sử dụng Hydrogen xanh theo từng khu vực, từ 2030 đến 2050 (MtH₂eq)</i>	4
<i>Bảng 3. Giá trị độ mặn của nước tại các điểm quan trắc</i>	19
<i>Bảng 4. Tổng mol khí sinh ra trên 200mL dung dịch điện phân tại các điểm quan trắc</i>	21
<i>Bảng 5. Tổng quan về các công nghệ điện phân chính hiện nay</i>	25
<i>Bảng 6. Các biến số chính cho khả năng cạnh tranh của hydrogen xanh của Việt Nam</i>	27
<i>Bảng 7. Bảng thống kê một số các dự án/công trình nổi bật</i>	30

CHỮ CÁI VIẾT TẮT

NLHT: Nhiên liệu hóa thạch

NLTT: Năng lượng tái tạo

IRENA: Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế

BNEF: Công ty nghiên cứu thị trường năng lượng quốc tế BloombergNEF

CCS: Công nghệ thu hồi và lưu trữ carbon

CCUS: Công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon

AEM: Thiết bị màng điện phân anion

PEM: Thiết bị màng điện phân polymer

SOE: Thiết bị điện phân tế bào oxide rắn




GH2: Hình thái Hydrogen xanh

LOCE: Chi phí sản xuất điện quy dẫn

LCOH: Chi phí quy dẫn của hydrogen

OER: Phản ứng tiến hóa oxygen

HER: Phản ứng tiến hóa hydrogen





SẢN XUẤT HYDROGEN XANH TỪ NƯỚC BIỂN: GIẢI PHÁP SẢN XUẤT HYDROGEN XANH BỀN VỮNG – TIỀM NĂNG, THÁCH THỨC VÀ NHỮNG GIẢI PHÁP.

Tiến sĩ TRẦN THIỆN KHÁNH

Trưởng phòng phát triển khoa học công nghệ và hợp tác quốc tế trường Đại Học Công Nghệ Đồng Nai (DNTU).

Tổng thư ký hiệp hội nghiên cứu phát triển năng lượng Hydrogen tiên tiến thuộc APEC, phân hội tại Thành Phố Hồ Chí Minh (ACABT-HCM Chapter).

Nghiên cứu sinh TRẦN GIA HỒNG

Nghiên cứu sinh khoa khoa học vật liệu và ứng dụng công nghệ cao trường Đại Học Phùng Giáp, Đà Trung, Đà Loan (FCU).

ĐẶT VẤN ĐỀ

Hydrogen xanh (Green hydrogen) được xem là sản phẩm chủ chốt trong chuỗi sản phẩm hydrogen nhờ vào những tính chất đặc thù vượt trội, giá trị kinh tế cao, và có thể áp dụng linh hoạt trong nhiều ngành sản xuất, phương hướng tiêu thụ. Hiện nay, phương pháp phân tách nước (electrolysis) bằng điện hóa để sản xuất hydrogen xanh là khả thi và được xem là hiệu quả nhất. Tuy nhiên, bên cạnh những khó khăn về công nghệ và chi phí sản xuất, việc thiếu hụt nguồn nước là nguyên liệu đầu vào cho quy trình phân tách tạo hydrogen được xem là yếu tố mấu chốt, cần được tháo gỡ một cách hợp lý. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả ghi nhận những vấn đề về thiếu hụt nguồn nước trên toàn thế giới, và tập trung vào phân tích công nghệ sản xuất hydrogen xanh từ nước biển thông qua phương pháp điện hóa phân tách nước. Những khó khăn và hạn chế về mặt khoa học kỹ thuật, trang thiết bị liên quan đến quá trình phân tách nước được nghiên cứu và giới thiệu trong nghiên cứu này; Những đặc thù, tính chất hóa-lý quan trọng của các mẫu nước biển tại các khu vực địa lý khác nhau cũng được phân tích trong bài viết này. Cuối cùng, những chính sách và định hướng phát triển hydrogen tại Việt Nam trong tương lai cũng được dẫn chứng, và đánh giá mức độ phù hợp trong việc phát triển công nghệ sản xuất hydrogen từ nước biển.

Trên tinh thần nắm bắt được xu hướng phát triển công nghệ phục vụ cho ngành công nghiệp sản xuất hydrogen vốn đang thu hút được nhiều sự quan tâm trên toàn thế giới, Công Ty Cổ Phần Sáng Tạo Xanh (Green In) phối hợp cùng Trường Đại Học Công Nghệ Đồng Nai (DNTU) thực hiện nghiên cứu về giải pháp sản xuất hydrogen xanh từ nước biển. Nghiên cứu được thực hiện



trên nền tảng phân tích và đánh giá những ưu nhược điểm về mặt công nghệ của giải pháp sản xuất hydrogen từ nguồn nước biển, từ đó xác định những lộ trình phù hợp cho việc ứng dụng giải pháp này một cách hiệu quả và bền vững. Cũng trong phạm vi nghiên cứu này, những gợi ý trong việc sử dụng công nghệ sản xuất hydrogen từ nước biển cũng được phân tích theo quan điểm đánh giá mức độ phù hợp và dự đoán tiềm năng ứng dụng tại Việt Nam trong tương lai.

Có thể nói, công nghệ sản xuất hydrogen từ nước biển hướng tới sự bền vững lâu dài của ngành công nghiệp hydrogen hiện đại, đặc biệt là đối với việc phát triển sản phẩm hydrogen xanh – thật vậy, công nghệ này góp phần quan trọng vào giải quyết vấn nạn nguồn nguyên liệu cho quá trình sản xuất hydrogen xanh bằng phương pháp điện hóa phân tách nước (electrolysis). Theo đó, giải pháp này cũng góp phần quan trọng trong quản lý nguồn tài nguyên nước một cách hiệu quả, góp phần xây dựng một nền công nghiệp hydrogen hiện đại với hai yếu tố nền tảng: sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên nước, và phát triển bền vững về mặt công nghệ.



CHƯƠNG I: VAI TRÒ CỦA HYDROGEN XANH TRONG PHÁT TRIỂN NGÀNH CÔNG NGHIỆP NĂNG LƯỢNG HIỆN ĐẠI

1.1. Nhu cầu sử dụng hydrogen xanh trên thế giới

Trong bối cảnh năng lượng toàn cầu đang trải qua một sự thay đổi đáng chú ý khi thế giới nỗ lực trong công cuộc làm giảm biến đổi khí hậu và tăng cường an ninh năng lượng bằng cách chuyển đổi sang các nguồn năng lượng sạch hơn, bền vững hơn. Theo đánh giá của Cơ Quan Năng lượng Quốc tế (IEA), cuộc khủng hoảng năng lượng đã tạo ra một bước ngoặt trong lịch sử, thúc đẩy các dạng năng lượng tái tạo nổi lên như một giải pháp xanh nhằm giải quyết tình trạng ô nhiễm môi trường, đặc biệt là khí thải nhà kính. Trong đó, năng lượng hydrogen với mức phát thải thấp hoặc không phát thải được xem như một “công cụ” quan trọng cho các quá trình khử carbon sâu trong các lĩnh vực khó giảm phát thải. Những sản phẩm hydrogen khác nhau về mức độ năng lượng, độ tinh khiết, và quy trình sản xuất, từ đó chúng được định danh theo màu sắc; Những loại sản phẩm này có thể được tạo cùng với sự phát thải carbon. Tên gọi hydrogen với nhiều màu khác nhau là cách sơ bộ phân biệt mức độ phát thải carbon hay công nghệ sản xuất hydrogen tương ứng được sử dụng [1, 2]. Cho đến nay, dựa vào các quy chuẩn công nghệ đang hiện hành, tất cả các hình thái sản phẩm hydrogen phổ biến đã được ghi nhận và liệt kê trong Bảng 1. Tuy nhiên, sự thay đổi về quá trình định danh là hoàn toàn có thể xảy ra trong tương lai nếu có sự xuất hiện của các công nghệ mới.

Bảng 1. Phân loại quang phổ màu dựa vào sự riêng biệt về công nghệ tiếp cận cũng như nguồn nguyên liệu đầu vào cho quá trình chuyển hóa năng lượng hydrogen [3 – 5]

Thuật ngữ	Công nghệ		Nguồn điện
Sản xuất bằng điện	Hydrogen xanh		Gió / mặt trời / nhiệt hóa / thủy điện
	Hydrogen hồng	Điện phân	Năng lượng hạt nhân
	Hydrogen vàng		Năng lượng hỗn hợp từ lưới điện
Sản xuất bằng nguyên liệu hóa thạch	Hydrogen xanh dương	Điều chế khí tự nhiên + CCUS Khí hóa + CCUS	Khí tự nhiên / than
	Hydrogen xanh ngọc	Nhiệt phân	Khí tự nhiên
	Hydrogen xám	Điều chế khí tự nhiên	
	Hydrogen nâu		Than non
	Hydrogen đen	Khí hóa	Than đen

*CCUS: Thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (Carbon Capture, Utilisation and Storage).



	Xanh	Hồng	Vàng	Xanh dương	Xanh ngọc	Xám	Nâu	Đen
Giá (a)	3.6 - 5.8	-	-	1.5 - 2.9	-	1 - 2.1	1.2 - 2.1	1.2 - 2.1
CO₂ phát thải (b)	0	-	0	9 - 12	-	16 - 18	19 - 25	24 - 28

*(a): \$/kgH₂, (b): kgCO₂/kgH₂

Hiện nay, so sánh ngang hàng trên giá thành sản phẩm, chi phí sản xuất hydrogen xanh (GH₂) vẫn đang duy trì ở mức cao, và cao hơn từ 3 đến 6 lần so với hydrogen xám (3-6 USD/kg so với 1-2 USD/kg), ngay cả ở những địa điểm sản xuất thuận lợi nhất [6]. Mặc dù công nghệ điện phân nước biển vẫn đang phải đối mặt với các rào cản công nghệ, nguồn lực, chính sách và kinh tế hạn hẹp nhưng GH₂ được đánh giá là nhiên liệu của tương lai vì sự sạch, có thể lưu trữ và có tính di động. Mật độ năng lượng cao của hydrogen (141.86 kJ/g) được đánh giá là lý tưởng cho quá trình cung cấp nhiên liệu cho các quy trình công nghiệp tiêu tốn nhiều năng lượng, và có thể được sử dụng làm nguyên liệu cho một số ứng dụng công nghiệp [7]. Là chất mang năng lượng sạch, GH₂ có thể được lưu trữ trong thời gian dài với tổn thất tối thiểu. So với điện tái tạo nối lưới, điện hydrogen có thể được vận chuyển linh hoạt hơn trên khoảng cách lớn đến các ứng dụng ở xa nguồn cung. Sau cùng, sản phẩm chính trong quá trình chuyển hóa năng lượng hydrogen thành các dạng năng lượng điện hoặc nhiệt chỉ tạo ra nước hoặc hơi nước [8]. Dựa vào những tính chất đặc thù vượt trội, các hoạt động khai thác, sản xuất và phát triển các quy trình sản phẩm GH₂ ngày càng được nhân rộng và phổ biến.

Nhu cầu sản xuất và sử dụng hydrogen xanh trên toàn cầu đang trở nên ngày càng trọng yếu. Hydrogen xanh, hay còn gọi là hydrogen sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo như năng lượng mặt trời, gió và thủy điện, đang là một phần quan trọng của cuộc cách mạng năng lượng sạch. Vai trò của hydrogen xanh không chỉ giới hạn trong việc thúc đẩy sự chuyển đổi từ các nguồn năng lượng gây ô nhiễm sang các nguồn tái tạo không phát thải, mà còn làm nổi bật sự phát triển của ngành công nghiệp năng lượng sạch. Việc sử dụng hydrogen xanh trong các ngành công nghiệp như sản xuất điện, sản xuất phân bón, sắt thép hoặc vận tải không chỉ giúp giảm lượng khí thải carbon mà còn tạo ra một chuỗi giá trị mới trong kinh tế. Hydrogen xanh cũng đóng vai trò quan trọng trong việc tạo ra cơ hội cho việc phát triển công nghiệp trong các khu vực có tiềm năng năng lượng tái tạo.

Việc đầu tư vào các dự án sản xuất hydrogen xanh không chỉ tạo ra việc làm và thu nhập cho cộng đồng mà còn thúc đẩy sự phát triển kinh tế và xã hội bền vững. Deloitte US ước tính và liệt kê nhu cầu sử dụng hydrogen xanh trên thế giới trong Bảng 2.

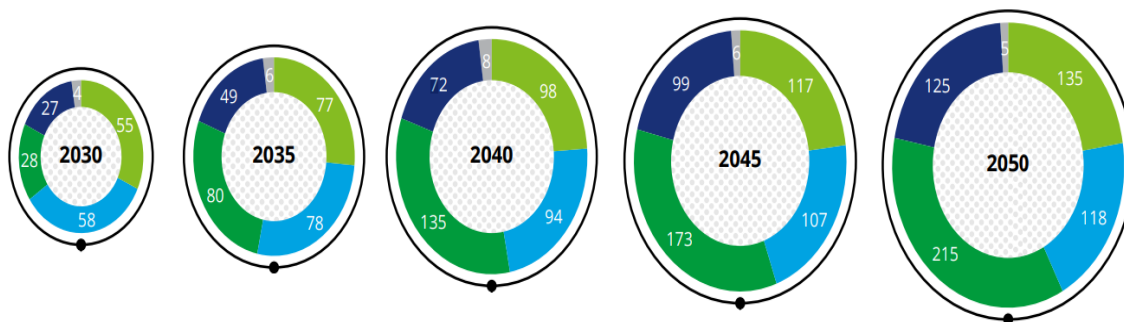


Bảng 2. Nhu cầu sử dụng Hydrogen xanh theo từng khu vực, từ 2030 đến 2050 (MtH₂eq) [9].

	Nhu cầu hydrogen xanh theo khu vực (MtH ₂ eq)				
	2030	2035	2040	2045	2050
Trung Quốc	46	75	102	123	195
Bắc Mỹ	30	53	74	91	104
Châu Âu	26	45	63	76	95
Ấn Độ	16	28	42	59	75
Trung Đông và Bắc Phi	14	24	35	45	54
Nhật và Hàn Quốc	9	15	21	25	35
Phần còn lại	30	50	69	85	175

Sự phân hóa về nhu cầu sử dụng hydrogen sạch trên thế giới được dự báo là có sự chuyển dịch rõ rệt theo từng năm và từng khu vực trong đó Trung Quốc, Ấn Độ, Nhật Bản, Hàn Quốc, Châu Âu và Bắc Mỹ sẽ chiếm 75% nhu cầu hydrogen toàn cầu. Hiện nay, Trung Quốc nổi lên là như một cường quốc năng lượng trong những năm trở lại đây. Với tư cách là quốc gia lớn nhất thế giới về nhu cầu sử dụng năng lượng, Trung Quốc được dự đoán trở thành quốc gia chiếm lĩnh thị trường hydrogen sạch vào năm 2050 với nhu cầu sử dụng lên đến 200 triệu tấn (MT) trên năm, tiếp theo là Châu Âu và Bắc Mỹ (100 MT hydrogen); Ấn Độ với 75 tấn; Nhật Bản và Hàn Quốc với 35 tấn. Phần còn lại của thế giới, bao gồm cả Mỹ Latinh, Trung Đông, Châu Đại Dương và Đông Nam Á, sẽ chiếm khoảng 175 tấn tổng sản lượng nhu cầu hydrogen vào năm 2050.

Trong tương lai gần, hydrogen sẽ trở thành một phần quan trọng trong thị trường năng lượng trên khắp các lục địa, cho phép một số quốc gia tận dụng lợi thế tự nhiên của họ như là một nguồn lực cạnh tranh trong quá trình sản xuất và giảm thiểu sự phụ thuộc vào việc nhập khẩu dầu khí. Hình 1 chỉ ra rằng, nguồn cung hydrogen sạch dự đoán được phân phối tập trung vào một số các ngành công nghiệp trọng điểm ở khía cạnh khó giải trừ carbon, mà trong đó ngành công nghiệp vận tải chiếm phần lớn (lên đến 36% trong tổng nhu cầu sử dụng), 21% cho các ngành công nghiệp năng lượng, 23% cho ngành công nghiệp sắt thép, 20% cho các ngành công nghiệp khác và phần còn lại cho khu dân cư vào năm 2050.

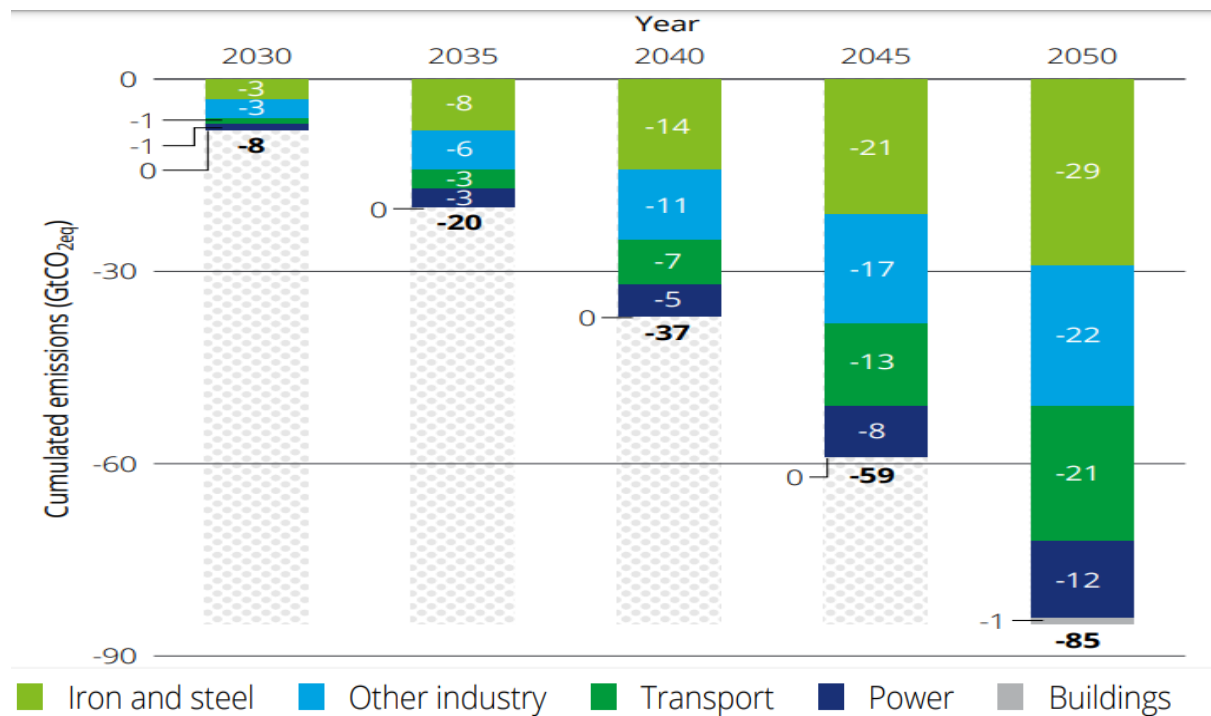




■ Iron and steel ■ Other industry ■ Transport ■ Power ■ Buildings

Hình 1. Sự phát triển nhu cầu hydrogen sạch theo ngành, 2030 đến 2050 (MtH_{2eq}) [9].

Việc áp dụng năng lượng hydrogen sạch vào mạng lưới phân phối và vận chuyển khí đốt tự nhiên đến các hoạt động sản xuất, vận tải, năng lượng, v...v, đem lại một bước tiến rõ rệt giúp làm giảm đáng kể lượng CO₂ trong chu trình cuối, được thể hiện qua số liệu trong Hình 2 [9].



Hình 2. Khối lượng khí thải nhà kính giảm thải theo từng ngành, từ 2030 đến 2050 [9].

Thấy rằng, câu chuyện chuyển dịch năng lượng đã trở nên phổ biến hơn bao giờ hết với những động thái tích cực ảnh hưởng trực tiếp đến môi trường và tương lai bền vững của hành tinh. Đến nay, rất nhiều các phương pháp sản xuất hydrogen sạch được áp dụng trong quá trình chuyển đổi từ các nguồn nguyên liệu tái tạo.

1.2. Tổng hợp các phương pháp sản xuất hydrogen xanh

Để đáp ứng được nhu cầu sử dụng hydrogen toàn cầu ngày càng tăng và đặc biệt là trong các công nghiệp lọc dầu và sản xuất hóa chất như ammonia, methanol, chất khử trong sản xuất sắt thép thì bên cạnh các công nghệ phổ biến dùng để xử lý nhiên liệu hóa thạch (NLHT - với hiệu suất rơi vào khoảng 60 – 85%) thì một vài các công nghệ tái tạo bao gồm các phương pháp sản xuất hydrogen từ các nguồn tài nguyên tái tạo, từ sinh khối hoặc nước được phát triển mạnh mẽ



trong những năm gần đây. Như đã đề cập trong Bảng 1, các công nghệ xử lý nhiên liệu hóa thạch bao gồm các phương pháp điều chế hydrogencarbon, nhiệt phân, và khí hóa. Đây là các phương pháp phát triển và được sử dụng phổ biến nhất để đáp ứng gần như toàn bộ nhu cầu hydrogen hiện tại. Trên thực tế, có đến 48% sản lượng hydrogen được sản xuất từ khí tự nhiên, 30% từ dầu nặng và naphtha, 18% từ than đá [10, 11]. Ba phương pháp điều chế hydrogencarbon chủ yếu là quá trình reforming bằng hơi nước (SR), quá trình oxy hóa 1 phần (POX) và quá trình reforming bằng hơi nước nhiệt tự động (ATR).

Đối với các phương pháp sử dụng sinh khối làm nguyên liệu có thể được phân thành 2 loại chung là quá trình nhiệt - hóa và sinh học. Công nghệ nhiệt - hóa chủ yếu là quá trình đốt cháy khí hóa nhiệt phân và hóa lỏng (có thể kết hợp với công nghệ CCUS). Quá trình sinh học là quá trình quang phân sinh học trực tiếp và gián tiếp lên men quang tối; lên men trong tối; lên men quang tuần tự thông qua các quá trình phân hủy vật liệu hữu cơ hoặc quang hợp tách nước trong quá trình sản sinh H_2 . Mặc dù vậy, ngoài hydrogen, các vi sinh vật trong điều kiện thuận lợi trong quá trình lên men cũng tạo ra một loạt các sản phẩm phụ không mong muốn. Ngoài các khó khăn về mặt cơ chế phản ứng, sự phù hợp về chủng loại sinh vật cho từng loại sinh khối cụ thể cũng là một vấn đề cần được nghiên cứu sâu. Và cuối cùng là do hiệu suất sản sinh H_2 được đánh giá là khá thấp, dao động vào khoảng 0.1 – 10% và được đánh giá là chưa phù hợp trong sản xuất công nghiệp.

Công nghệ quang – điện – hóa cũng là một trong các phương pháp đặc trưng cho quá trình phân tách nước nhưng ít khi được đề cập đến trong các tài liệu tham khảo trước đây vì vẫn còn trong giai đoạn nghiên cứu và thử nghiệm lâm sàng. Công nghệ sử dụng năng lượng mặt trời và 1 lớp vật liệu bán dẫn đặc biệt để phân ly nước trực tiếp. Những chất bán dẫn đặc biệt hấp thụ ánh sáng mặt trời và sử dụng năng lượng ánh sáng để tách hoàn toàn các phân tử nước thành H_2 và O_2 . Công nghệ quang - điện - hóa sản xuất hydrogen đòi hỏi vật liệu vừa bền, vừa có hiệu quả cao. Các nhà nghiên cứu đang tiếp tục tìm kiếm các vật liệu quang điện và lớp phủ có thể chuyển đổi hiệu quả 1 phổ ánh sáng rộng nhưng vẫn ổn định khi tiếp xúc với chất điện phân.

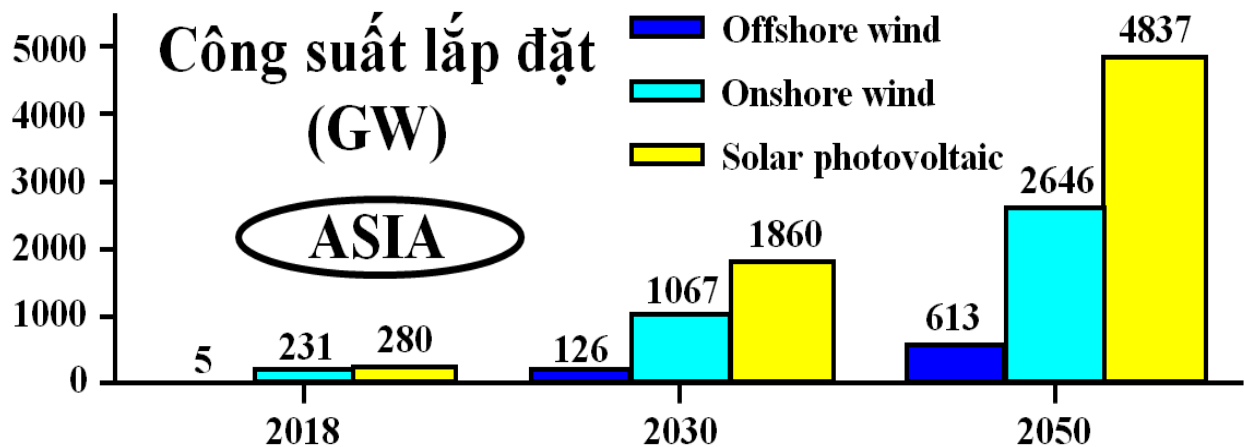
Cuối cùng, công nghệ sản xuất hydrogen xanh hiệu quả nhất tính tới thời điểm hiện tại chính là các quy trình điện phân tách nước (electrolysis). So với các phương pháp truyền thống, thì hiệu suất sản sinh hydrogen của công nghệ điện phân thấp hơn (rơi vào khoảng 40 – 60%) nhưng gần như không gây ô nhiễm/hình thành các sản phẩm phụ độc hại nếu được cung cấp năng lượng điện tái tạo (từ địa nhiệt, gió, năng lượng mặt trời). Trong quá trình này, nước được tách thành H_2 và O_2 . Điện phân cũng là công nghệ cốt lõi của các giải pháp chuyển điện thành X (power-to-X) trong đó X có thể là hydrogen, khí tổng hợp hoặc nhiên liệu tổng hợp [12 - 14]. Khi điện phân



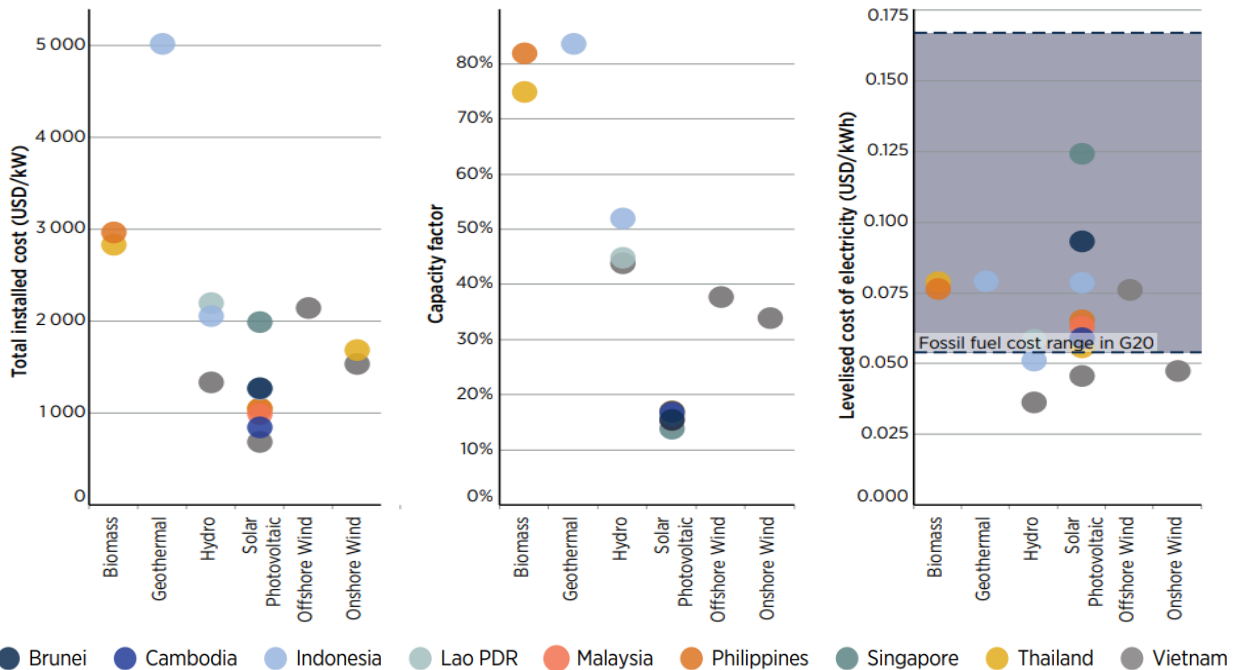
được kết hợp với điện từ năng lượng tái tạo, việc sản xuất nhiên liệu và hóa chất có thể không còn phụ thuộc vào tài nguyên hóa thạch, mở đường cho một hệ thống năng lượng 100% dựa trên năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, để sản xuất số lượng lớn hydrogen, cần phải có các cơ sở lắp đặt quy mô công nghiệp tiêu thụ lượng điện lớn và hoạt động với các hiệu suất khác nhau.

1.3. Những khó khăn thách thức của quá trình sản xuất hydrogen xanh quy mô công nghiệp

Một trong các yếu tố chi phí chính ảnh hưởng đến giá thành sản phẩm cuối là điện tái tạo cần thiết để cung cấp năng lượng cho máy điện phân. GH2 được sản xuất ở những địa điểm có nguồn tài nguyên tái tạo dồi dào có thể nâng cao khả năng cạnh tranh về chi phí. Việc nén (hạ) chi phí của công nghệ quang điện mặt trời (PV) và gió bằng việc tăng công suất lắp đặt (Hình 3) cũng sẽ góp phần giảm chi phí liên quan đến quá trình sản xuất GH2. Một ưu tiên khác là giảm chi phí của máy điện phân, điều này có khả năng giúp giảm 80% chi phí đầu tư trong dài hạn. Trong số những biện pháp khác, điều này có thể được thực hiện bằng cách tăng quy mô của các nhà máy điện phân để đạt được hiệu quả kinh tế theo quy mô; tự động hóa sản xuất để nâng cao hiệu quả; tối ưu hóa nguồn nguyên liệu để giảm sự phụ thuộc vào các nguyên liệu khan hiếm như iridium và bạch kim; tăng cường độ bền; nâng cao hiệu quả hoạt động và tính linh hoạt; tùy chỉnh hệ thống điện phân cho các mục đích sử dụng công nghiệp cụ thể và tận dụng tốc độ phát triển để giảm chi phí.



Hình 3. Biểu đồ thống kê và ước tính công suất lắp đặt các thiết bị NLTT tại khu vực châu Á [Energy Profile, 2023 and IRENA Database].



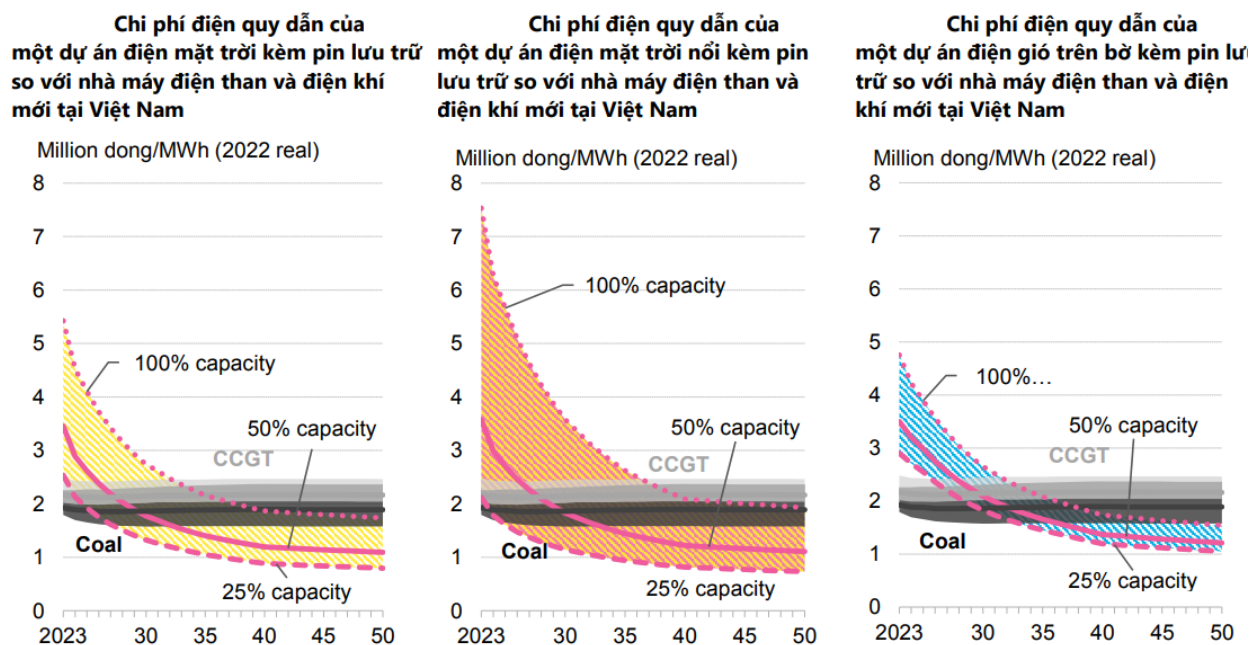
Hình 4. Biểu đồ thể hiện tổng chi phí lắp đặt, hệ số công suất vận hành và giá điện quốc gia, năm 2021 [IRENA Renewable Cost Database].

Việc thúc đẩy lắp đặt và khai thác năng lượng mặt trời, năng lượng gió khối lượng lớn trong những năm 2019, 2020 là một bước đệm quan trọng trong quá trình hạ giá thành sản phẩm hydrogen xanh. Các số liệu thống kê từ Hình 4 chỉ ra rằng, chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE) cho một nhà máy năng lượng mặt trời quy mô lớn mới hiện ở mức 53-105 USD/MWh (giá thực tế năm 2021). Ngoài ra, một dự án điện gió trên bờ có chi phí thấp nhất hiện nay ở mức 65 USD/MWh.

Đối với hệ thống điện gió ngoài khơi, hiện nay Việt Nam vẫn chưa có bất kỳ nhà máy nào được đưa vào vận hành. Tuy nhiên, chính phủ và các chủ đầu tư đều rất quan tâm đến lĩnh vực này. Theo BNEF (New Energy Finance Limited - New York) ước tính, LCOE của một dự án điện gió ngoài khơi tại Việt Nam hiện nay dao động trong khoảng 121-218 USD/MWh. Dự kiến các nguồn năng lượng tái tạo ở Việt Nam có nhiều khả năng sẽ ngày càng tiết kiệm chi phí hơn nhờ chi phí thiết bị giảm, công nghệ cải tiến và sự gia tăng quy mô kinh tế. Các nhà máy nhiệt điện hầu như sẽ không giảm được chi phí do công nghệ đã hoàn thiện. Ước tính LCOE của nhà máy điện mặt trời và điện gió trên bờ mới tại Việt Nam sẽ giảm tương ứng 46 % và 33 % kể từ nay đến năm 2030. Cũng theo BNEF cho biết, đến năm 2050, tất cả các công nghệ năng lượng tái tạo tại Việt Nam, bao gồm cả điện gió ngoài khơi, sẽ là những nguồn cung cấp điện có chi phí thấp

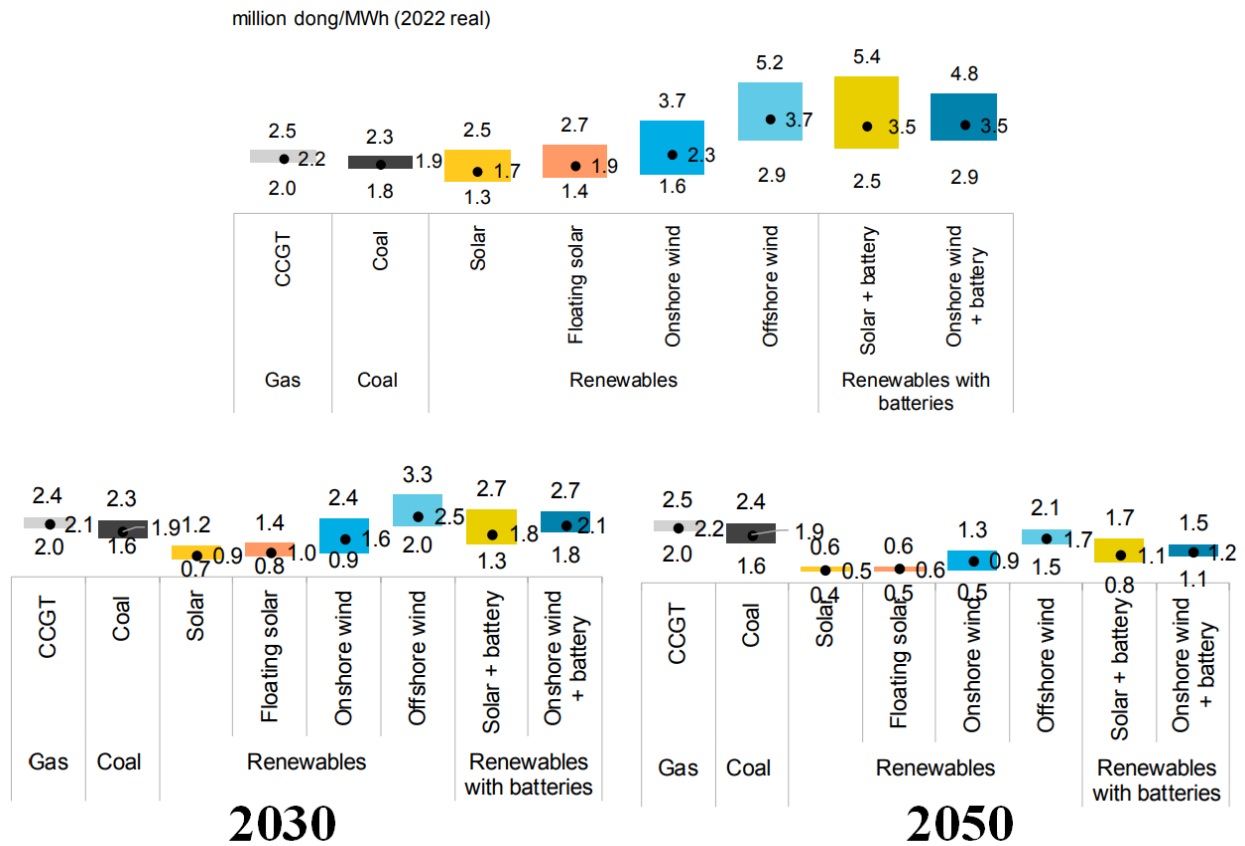


hơn so với các nhà máy nhiệt điện mới. Hình 5 cung cấp thông tin liên quan đến sự biến chuyển chi phí sản xuất điện quy dẫn của các nhà máy NLTT; Cụ thể, vào năm 2050, ước tính năng lượng mặt trời sẽ có LCOE thấp hơn 27 % so với nhà máy điện than mới. LCOE của dự án điện gió ngoài khơi giảm 32 % trong khoảng từ năm 2030 đến năm 2050 và sẽ có chi phí thấp hơn nhà máy điện than mới vào năm 2039. Cũng chính vì sự tăng trưởng mạnh mẽ và ổn định của các hệ thống NLTT, bao gồm của hệ thống điện gió ngoài khơi dẫn đến LCOE của các dự án NLTT giảm mạnh và thấp hơn so với các nhà máy điện than mới.



Hình 5. Các biểu đồ dự đoán biên độ LCOE của các nhà máy NLTT kèm pin lưu trữ đại diện cho hệ thống lưu trữ có quy mô từ 25 % đến 100 % với nhà máy điện than và điện khí [15].

Cụ thể, với giá thành vào năm 2022, LCOE của các nhà máy điện tại Việt Nam có sự chênh lệch rõ rệt với ưu thế thuộc về nhà máy điện than với mức chi phí duy trì ổn định trong khoảng 77 USD/MWh so với các nhà máy điện NLTT. Như đã nhận định, vì đã hoàn thiện về mặt công nghệ cũng như chịu sự ảnh hưởng từ cam kết COP26 nên LCOE của các nhà máy nhiệt điện than sẽ không thay đổi từ thời điểm hiện tại đến năm 2050. Trong khi tại các nhà máy NLTT, giá trị LCOE có xu hướng giảm mạnh từ 53-105 USD/MWh xuống còn 30-81 USD/MWh, 65 USD/MWh xuống còn 36 USD/MWh, và 150 USD/MWh xuống còn 70 USD/MWh vào năm 2050 cho các nhà máy năng lượng mặt trời, năng lượng gió trên bờ và năng lượng gió ngoài khơi, tương ứng và được thể hiện qua các biểu đồ Hình 6. Theo đó, có thể dựa vào sự thay đổi tích cực của LCOE từ các nhà máy điện NLTT mới, chi phí quy dẫn của hydrogen (LCOH) được dự đoán sẽ có những thay đổi đáng kể trong tương lai.



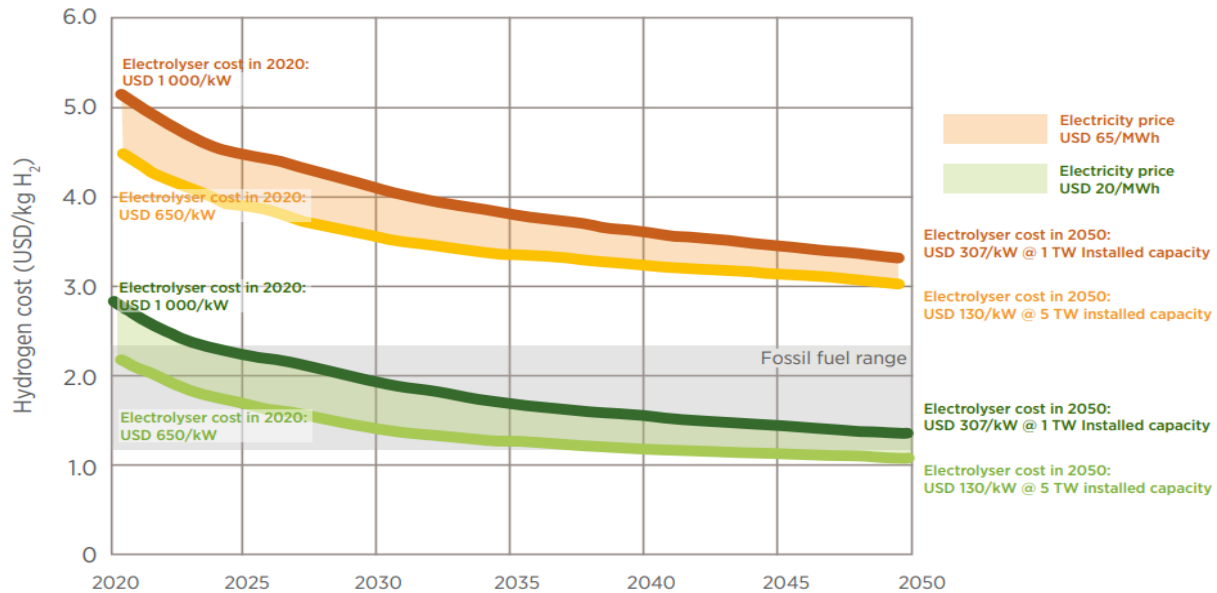
Hình 6. Biểu đồ thống kê chi phí điện quy dân của các nhà máy điện mới tại Việt Nam vào năm 2022, 2030, 2050 theo công nghệ [15].

Hiện tại, giá thành của 1 kg hydrogen xanh có giá trị dao động trong khoảng 3 – 6 USD và cao gấp 2 – 3 lần giá trị của một 1 kg hydrogen xám. Như đã nêu trên, động lực chi phí lớn nhất trong việc hạ thành giá thành sản phẩm hydrogen xanh đó là hạ giá thành điện tái tạo, được dự đoán vốn ngày càng có xu hướng giảm dần theo từng năm. Ngoài ra, mở rộng quy mô hệ thống và cải tiến các công nghệ điện phân cũng như các thiết bị chuyên biệt là một phần giúp cho chi phí hydrogen xanh trở nên cạnh tranh so với các loại nhiên liệu truyền thống.

Theo phân tích mới nhất của IRENA cho thấy chi phí sản xuất đã giảm 60% kể từ năm 2010, có thể giảm thêm 40% trong ngắn hạn và 80% trong dài hạn. Việc đạt được mức giảm này phụ thuộc vào sự đổi mới để cải thiện hiệu suất của máy điện phân, mở rộng năng lực sản xuất, tiêu chuẩn hóa và tăng tính kinh tế theo quy mô. Nếu như các kế hoạch phát triển đúng theo các mô hình đã đề ra, điều này có thể đưa chi phí hydrogen xanh xuống dưới mốc 2 USD/kg – một cột



mốc quan trọng về khả năng cạnh tranh về chi phí trước năm 2050, và được thể hiện trực quan qua các biểu đồ giá trị trong Hình 7.



Hình 7. Biểu đồ thống kê ảnh hưởng từ quá trình mở rộng hệ thống điện phân đến LCOH [16].

Tiếp theo là về mặt công nghệ và các ảnh hưởng của chúng đến giá thành sản phẩm hydrogen ra sao sẽ được đề cập trong phần sau. Như các ngành công nghiệp khác, việc mở rộng quy mô và cải thiện công nghệ nhằm hạ giá thành sản phẩm là một trong các mấu chốt quan trọng trong việc đảm bảo sự phát triển bền vững và thúc đẩy tính cạnh tranh.

Các chiến lược chính trong việc giảm chi phí của một hệ thống điện phân từ thiết kế cơ bản của hệ thống điện phân đến các bộ phận trên toàn hệ thống, bao gồm: thiết kế và thi công, quy mô hệ thống, vật liệu ứng dụng, công suất hoạt động và tuổi thọ thiết bị.

- **Thiết kế và thi công:** việc tăng kích thước mô-đun cũng như đổi mới chất lượng và số lượng điện cực có tác động đáng kể đến chi phí vận hành. Việc tăng công suất của nhà máy từ 1 megawatt (MW) (điển hình hiện nay) lên 20MW có thể giảm hơn 1/3 chi phí. Tuy nhiên, quy mô nhà máy không phải là yếu tố duy nhất ảnh hưởng đến chi phí, vì mỗi công nghệ có thiết kế riêng, thiết kế này cũng khác nhau giữa các nhà sản xuất. Thiết kế hệ thống tối ưu cũng phụ thuộc vào ứng dụng thúc đẩy hiệu suất hệ thống ở các khía cạnh như hiệu quả và tính linh hoạt.
- **Quy mô hệ thống:** tăng cường sản xuất các hệ thống ở mức độ gigawatt cũng là một trong các tác nhân giúp làm giảm chi phí sản xuất. Ở quy mô nhỏ, chi phí sản xuất dự trữ chiếm khoảng 40 %, trong khi chi phí này có thể giảm xuống 30 % nếu gia tăng năng lực



sản xuất. Ví dụ, đối với thiết bị điện phân màng kiềm (PEM), điểm tới hạn trong việc sản xuất hệ thống điện phân chỉ đạt đến 1000 đơn vị trên năm cho loại 1 MW (101 USD/đơn vị). Nếu mở rộng quy mô sẽ cho phép giảm gần 50 % trong chi phí sản xuất các tế bào điện cực từ đó làm giảm giá thành vận hành và giá thành hydrogen.

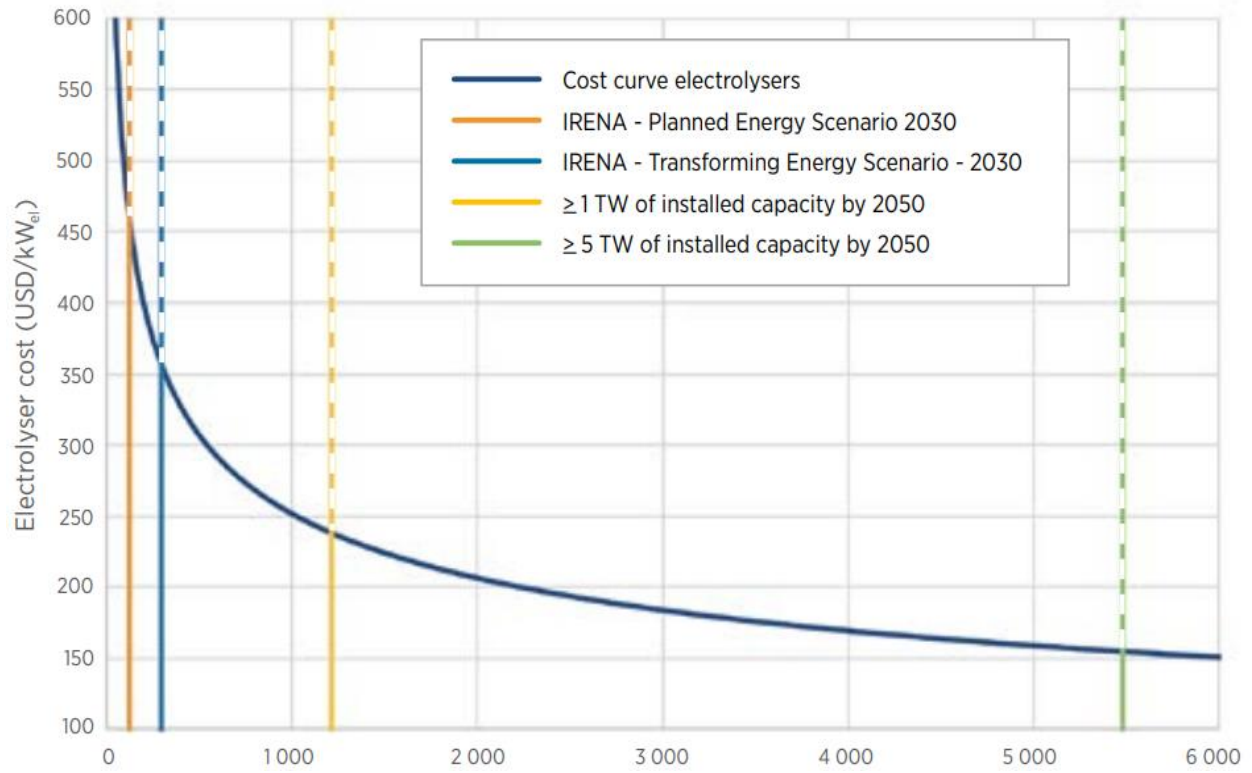
- **Vật liệu ứng dụng:** nguyên liệu khan hiếm cũng có thể là rào cản đối với chi phí điện phân và mở rộng quy mô. Việc sản xuất iridium và bạch kim hiện tại cho máy điện phân PEM sẽ chỉ hỗ trợ công suất sản xuất hàng năm ước tính khoảng 3 gigawatt (GW) đến 7,5 GW, so với nhu cầu sản xuất hàng năm ước tính khoảng 100 GW vào năm 2030. Các giải pháp nghiên cứu các vật liệu mới với giá thành thấp hơn đang được nghiên cứu và thực hiện bởi các nhà sản xuất máy điện phân kiềm hàng đầu để giảm chi phí sản xuất đối với các máy điện phân PEM. Những vật liệu được sử dụng phục vụ cho việc thiết kế, chế tạo các thành phần của hệ thống sản xuất hydrogen đòi hỏi những tiêu chuẩn nhất định, đặc biệt là với các hệ thống điện phân tách nước biển – vốn có đặc thù sẽ làm giảm tuổi thọ và nhanh chóng phá hủy các thiết bị.
- **Công suất hoạt động:** Công suất điện phân trung bình để sản xuất hydrogen đã tăng lên trong vài năm qua, nhưng tốc độ đã chậm lại vào năm 2022 với khoảng 130 MW công suất khi đi vào hoạt động, và đã giảm 45% so với năm trước. Tuy nhiên, công suất sản xuất máy điện phân đã tăng hơn 25% kể từ năm ngoái, đạt gần 11 GW mỗi năm vào năm 2022. Việc hiện thực hóa tất cả các dự án đang trong quá trình triển khai có thể giúp nâng công suất lắp đặt máy điện phân lên 170-365 GW vào năm 2030. Ngoài ra, tùy thuộc vào từng loại công nghệ điện phân sẽ có những thay đổi nhất định.

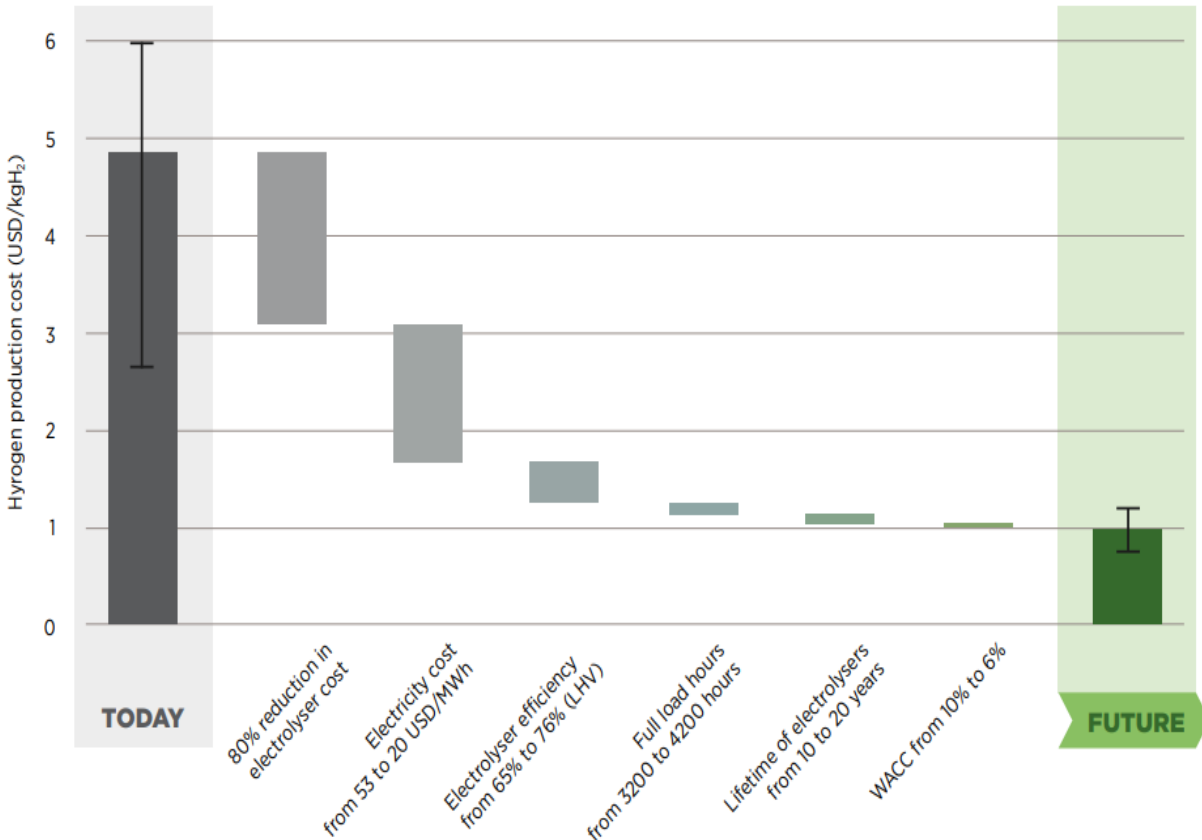
Theo IRENA giả định rằng, hydrogen xanh có thể được sản xuất với chi phí cạnh tranh với mức chi phí từ hydrogen xanh dương hiện nay. Điều này có thể thực hiện được bằng cách sử dụng điện tái tạo chi phí thấp, tức là khoảng 20 USD mỗi megawatt giờ (MWh). Hình 8 cho thấy rằng, tiềm năng giảm chi phí hydrogen xanh ở các mức độ khác nhau trong khoảng thời gian từ 2020 đến 2050, tùy thuộc vào chi phí điện phân, mức độ triển khai và các yếu tố ảnh hưởng liên quan. Có thể đạt được mức giảm chi phí 60% vào năm 2030 thông qua sự kết hợp giữa quy mô sản xuất, tốc độ cập nhật thông tin, cải tiến công nghệ và tăng kích thước mô-đun.

Kết hợp với chi phí điện thấp, lộ trình triển khai máy điện phân phù hợp có thể làm cho hydrogen xanh rẻ hơn so với các chất thay thế carbon thấp (tức là <1 USD/kg), tại các thị trường có chi phí điện phân thấp, trước năm 2050 như một số dự đoán đã được đề cập trong phần trên. Như vậy, chi phí cho các hệ thống điện phân cũng được dự đoán là có xu hướng giảm mạnh khi mở rộng



quy mô lắp đặt và vận hành. Trong đó, máy điện phân kiềm và PEM là những loại máy điện phân tiên tiến nhất và đã được thương mại hóa với các lợi thế ưu điểm cạnh tranh riêng biệt. Máy điện phân kiềm có chi phí lắp đặt thấp nhất, trong khi máy điện phân PEM có diện tích nhỏ hơn nhiều, kết hợp với tốc độ sản xuất và áp suất đầu ra cao. Nhưng thông thường, các con số về chi phí hệ thống không chỉ bao gồm số lượng ngăn xếp tế bào điện phân mà còn bao gồm phần cân bằng của bộ chỉnh lưu nhà máy điện, hệ thống lọc hydrogen, cung cấp và lọc nước, làm mát và vận hành - chưa bao gồm vận chuyển, công trình dân dụng và chuẩn bị mặt bằng/cơ sở hạ tầng. Dựa vào các yếu tố ảnh hưởng đến giá thành sản xuất hydrogen xanh, 3 mô hình sơ bộ cho các trường hợp điện phân có thể xảy ra tại Việt Nam sẽ được đề cập trong phần sau.





Hình 8. Xu hướng LCOH dưới tác động của các yếu tố công nghệ [15].

CHƯƠNG II: GIẢI PHÁP SẢN XUẤT HYDROGEN XANH TỪ NƯỚC BIỂN: CÔNG NGHỆ CÓ TÍNH BỀN VỮNG VÀ HƯỚNG TỚI TƯƠNG LAI

2.1. Nước biển – nguồn nguyên liệu cho quá trình sản xuất hydrogen: phân loại và các tính chất quan trọng.

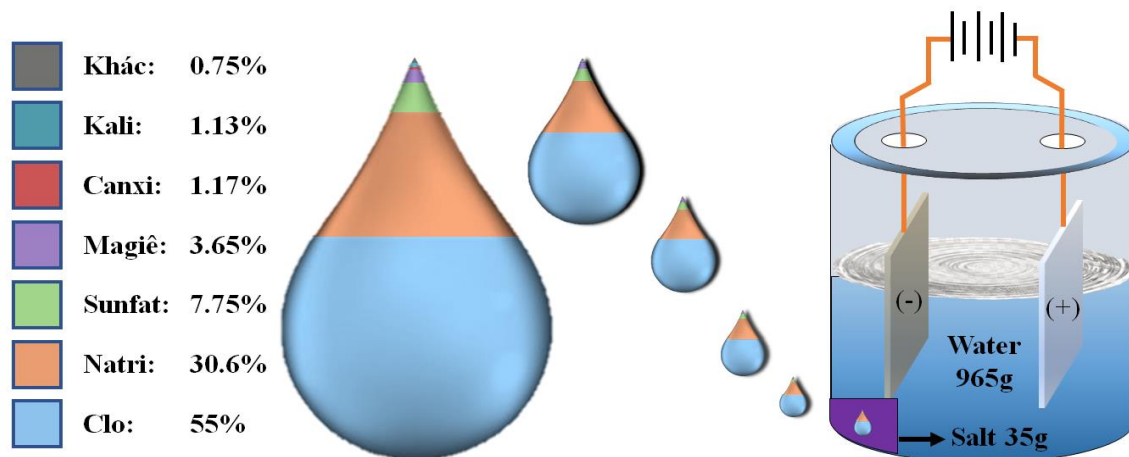
Trước thách thức của quá trình thúc đẩy tăng trưởng bền vững, năng lượng hydrogen trở thành một phương án hứa hẹn với ưu điểm vượt trội trong công nghệ điện phân. Một hệ thống điện phân xanh cơ bản có thể được xem là hoạt động thì ngoài nguồn điện một chiều được cấp từ các nguồn năng lượng tái tạo thì yếu tố then chốt đó là nguồn nước. Theo tính toán của các chuyên gia từ Hội Đồng Hydrogen [17] và IRENA [18], để tạo ra 1 tấn hydrogen thông qua phương pháp điện phân cần tối thiểu trung bình 9 tấn nước. Nhưng để có được lượng nước này, việc bơm nước từ các nguồn sông/hồ gần nhất là không đủ và bất khả thi. Hơn nữa, quá trình điện phân đòi hỏi nước cần được xử lý với độ tinh khiết cực kỳ cao, vì máy điện phân đòi hỏi chất lượng nước tinh khiết để đảm bảo hiệu suất và ổn định của quá trình. Nước tự nhiên phải trải qua quá trình lọc, và



các hệ thống lọc nước hiện đại cũng tiêu tốn đến 2 tấn nước tự nhiên để tạo ra 1 tấn nước tinh khiết. Tóm lại, sản xuất 1 tấn hydrogen thực sự đòi hỏi không phải chỉ 9 mà có thể lên đến 18 tấn nước. Khi tính đến tổn thất, tỷ lệ này lên tới 20 tấn nước/tấn hydrogen.

Ngày nay, khoảng 2,2 tỷ m³ nước ngọt được sử dụng để sản xuất hydrogen toàn cầu mỗi năm; con số này chiếm 0,6% tổng lượng nước ngọt tiêu thụ của ngành năng lượng. Quá trình sản xuất hydrogen xám chiếm khoảng 59% lượng nước ngọt toàn cầu sử dụng để sản xuất hydrogen, hydrogen nâu 40% và phần còn lại là từ hydrogen xanh lục và xanh lam. Việc sử dụng nước ngọt để sản xuất hydrogen toàn cầu có thể tăng hơn gấp ba lần vào năm 2040 và tăng gấp sáu lần vào năm 2050 so với hiện nay. Được thúc đẩy bởi sự gia tăng đáng kể nhu cầu hydrogen toàn cầu, tổng lượng nước ngọt cần thiết cho sản xuất hydrogen toàn cầu được dự đoán là khoảng 7,3 tỷ m³ vào năm 2040 và 12,1 tỷ m³ vào năm 2050, bao gồm cả những tiến bộ công nghệ. Tỷ lệ sản xuất hydrogen trong tổng lượng nước ngọt được sử dụng cho ngành năng lượng có thể tăng từ 0,6% hiện nay lên 2,4% vào năm 2040. Để làm giảm áp lực lên các nguồn tài nguyên có hạn, nước biển trở thành đối tượng chính trong giải pháp xanh hóa vì lý do an toàn và giảm thiểu sự thiếu hụt các nguồn nước ngọt quan trọng.

Với hơn 70% bề mặt Trái Đất được phủ sóng bởi nước biển, đây không chỉ là một nguồn tài nguyên vô giá về sinh quyển mà còn là một nguồn nguyên liệu tiềm năng cho các hoạt động khai thác và chuyển đổi năng lượng, bao gồm cả hydrogen xanh. Sử dụng nước biển như nguồn nguyên liệu chính trong quá trình chuyển hóa hydrogen cũng giúp tiết kiệm lượng lớn nước sạch, nguồn tài nguyên có hạn. Thành phần hóa học và đặc tính của nước biển được mô tả trong Hình 9. Thành phần muối và các ion trong nước biển đem lại hiệu ứng điện hóa vượt trội, làm tăng mạnh số vòng oxy hóa và khử nước biển từ đó sản xuất ra được lượng hydrogen nhiều hơn nhưng cũng làm ảnh hưởng hệ thống điện hóa một cách tiêu cực.

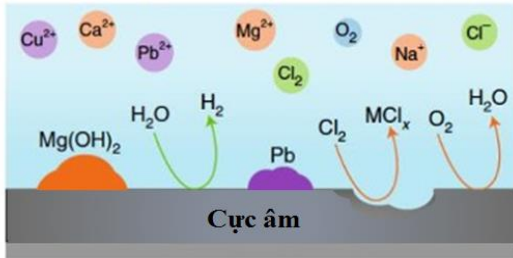


Hình 9. Thành phần nước biển (Thông tin chỉ mang tính tham khảo và thay đổi theo khu vực).

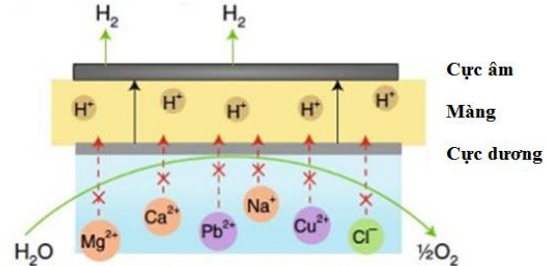
Trong quá trình điện phân nước biển, một số các vấn đề cần được xem xét kỹ lưỡng để có thể vừa làm tăng hiệu suất phản ứng vừa nhằm làm giảm ảnh hưởng của dung dịch điện phân đến hệ thống điện hóa, cụ thể là trực tiếp lên trên bề mặt điện cực. Theo các miêu tả trong Hình 10 chỉ ra rằng, sự oxy hóa mạnh của nước biển dẫn tới sự phá hủy các điện cực hoạt động và cả hệ thống điện hóa trong nghiên cứu của Wenming Tong. Trong nghiên cứu của mình, tác giả Wenming Tong và các cộng sự đã chỉ ra sự ảnh hưởng của các ion và muối có trong nước biển đã ảnh hưởng như thế nào đến điện cực trong hệ thống điện hóa sản xuất hydrogen từ nước biển thông qua 4 trường hợp [19]. Với góc nhìn phân tử, lớp kích hoạt trên bề mặt điện cực, sự phân tách có tính chọn lọc của lớp phủ thấm thấu và lớp màng ngăn cách đã thể hiện rõ vai trò của mình trong việc duy trì độ bền cho hệ thống điện phân. Vì vậy, những giải pháp cải tiến độ bền điện cực hoặc tiền xử lý nước biển đang được quan tâm rộng rãi và tiến hành nghiên cứu một cách có lộ trình.



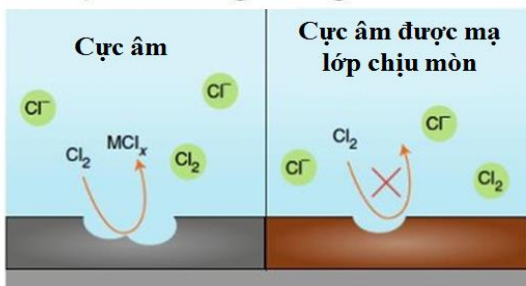
A) Các vấn đề trong cơ chế sinh khí



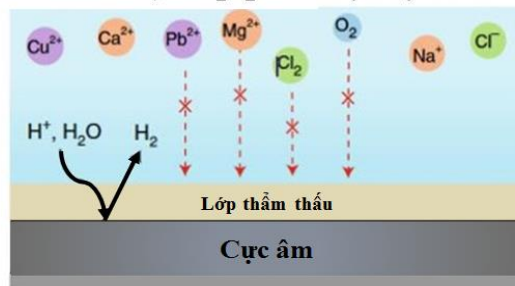
B) Cơ chế phân tách của lớp xúc tác



C) Khả năng chống ăn mòn



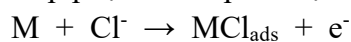
D) Lớp phủ chọn lọc



Hình 10. Những ảnh hưởng của nước biển đến hệ thống điện hóa sản sinh Hydrogen. Trong trường hợp (a), sự hiện diện của các hạt bẩn, muối và các chất lơ lửng gây ra những ảnh hưởng tiêu cực trong quá trình phản ứng tại khu vực catốt. Trong trường hợp (b), việc loại bỏ muối từ nguồn nước biển tạo ra các khó khăn cho hiệu suất điện hóa và làm giảm công suất sản xuất hydro. Trường hợp (c) liên quan đến việc giới thiệu một loại xúc tác có khả năng giảm tối đa sự ăn mòn của các điện cực. Cuối cùng, trường hợp (d) đề cập đến việc áp dụng một giải pháp bằng cách tăng cường lớp chống ăn mòn trên bề mặt điện cực trước khi tiến hành quá trình điện hóa [19]."

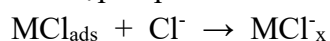
Sử dụng nước biển trong quá trình sản xuất hydrogen là một hướng đi tiên bộ và có triển vọng, giúp làm giảm nguy cơ gây thiếu hụt các nguồn nước ngọt khi sử dụng với quy mô lớn. Nhưng những thách thức nghiêm trọng nhất trong quá trình tách nước biển được đặt ra bởi các anion clorua trong nước biển. Ngay cả với chất xúc tác có hoạt tính cao có mặt trong dung dịch điện phân, các anion clorua trong nước biển vẫn có thể ăn mòn rất mạnh các chất nền và điện cực thông qua cơ chế hình thành clorua-hydrogenxide kim loại theo các phương trình sau:

Hấp phụ Cl⁻ bởi phân cực bề mặt:



(1)

Kết hợp tiếp với Cl⁻:



(2)



Chuyển hóa từ chlorid về hydrogenxide:



Mặc dù việc ứng dụng kỹ thuật điện hóa nước biển trong thực tế vẫn đối mặt với những khó khăn nhất định đặc biệt là trong công tác làm giảm quá trình ăn mòn điện cực, nhưng mọi việc vẫn đang tiến triển đáng kể trong việc hoàn thiện công nghệ này với một tốc độ nhanh chóng. Nhiều dự án thử nghiệm trên khắp thế giới đã thành công trong việc giải quyết những thách thức đặc thù của nước biển đối với hệ thống điện hóa. Các phương pháp hiệu quả đã được phát triển, bao gồm việc tiến hành quá trình loại bỏ muối trước khi thực hiện phản ứng điện hóa, cũng như sử dụng hệ thống điện hóa được trang bị màng trao đổi ion (cả proton và anion). Tuy nhiên, không thể không nhắc đến sự đa dạng về tính chất của nước biển ở các khu vực địa lý khác nhau, và điều này tạo ra những thách thức đặc biệt trong việc xây dựng và điều chỉnh hệ thống sản xuất hydrogen phù hợp cho từng nơi [20, 21]. Điển hình như tại Việt Nam, đã có những nghiên cứu và đánh giá về giá trị độ mặn của nước tại một số các khu vực phía Nam như: Vũng Tàu, Bến Tre, Cần Thơ, Hậu Giang, và Sóc Trăng. Dựa vào các số liệu độ mặn được thu thập trong Bảng 3, ta có thể tính toán được nồng độ ion clorua có mặt và từ đó dự đoán được hiệu suất sinh khí hydrogen từ quá trình điện phân. Sử dụng công thức sau đây để chuyển đổi giữa đơn vị độ mặn và nồng độ ion clorua có mặt trong dung dịch [22]:

$$\text{Nồng độ } Cl^- \text{ (mg/L)} = [\text{Độ mặn (mg/L)} * 0.565] \quad (4)$$

Bảng 3. Giá trị độ mặn của nước tại các điểm quan trắc [23].

	Điểm quan trắc	Độ mặn (mg/L)
Vũng Tàu	Huyện Đất Đỏ	7.6 – 1628.7
	Bến Tre	Mỏ Cà
Cần thơ	Cảng Cái Cui	12 – 350
	Thị trấn Cây Dương	22 – 680
	Áp Ranh Hạt	26 – 1,305
	Hậu Giang	Mang Cá
	Chợ Nổi	18 – 535
	Cầu Cái Tư	14 – 13,826
	Thuận Hưng	19 – 210
	Thạnh Thới Thuận	388 – 8,912
	Trần Đề	1,772 – 13,340
Sóc Trăng	Long Phú	167 – 10,517
	Thạnh Phú	45 – 6,643
	An Lạc Tây	36 – 3,820
	Đại Ngãi	111 – 6,643

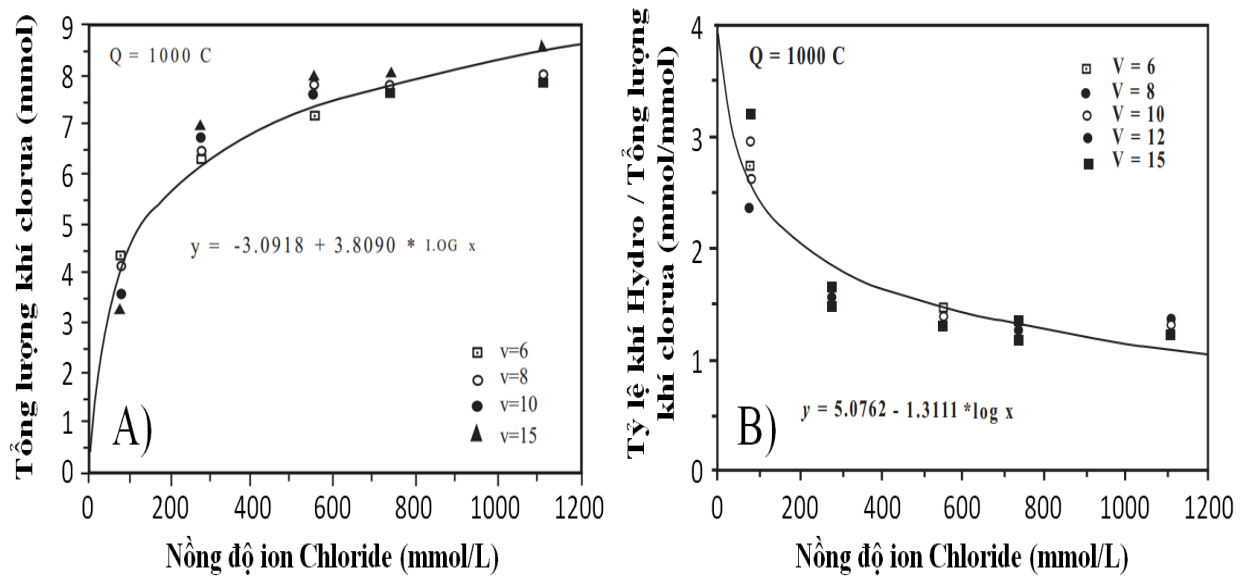


	Ngã Năm		54 – 12,344
	Độ mặn trung bình (mg/L)	Nồng độ ion Clorua TB (mg/L)	Nồng độ ion Clorua TB (mmol/L)
Vũng Tàu	1628	919.82	25.9
Bến Tre	19124	10805.06	304
Cần Thơ	350	197.75	5.57
Hậu Giang	2974	1680.31	47.33
Sóc Trăng	8888	5021.72	141.59

Với các hệ thống điện phân hiện nay, độ mặn của nước biển được duy trì trong khoảng 200 mg/L đến 35 g/L tùy thuộc vào các loại nước biển được sử dụng trong hệ thống điện phân để duy trì hiệu suất dòng clorua rơi vào khoảng 75 % đến 97 %. Theo Abdel-Aal miêu tả trong Hình 11 cho thấy rằng, việc có sự chênh lệch nồng độ ion clorua trong dung dịch điện phân ảnh hưởng trực tiếp đến tỷ lệ sản sinh hydrogen trong quá điện phân. Ở nồng độ nhỏ hơn 600 mmol/L, hiệu suất sinh khí gia tăng đáng kể và đạt ngưỡng khi giá trị trung gian của dòng điện truyền qua lên đến 1000 Coulomb. Trong khi giá trị nồng độ lớn hơn 600 mmol/L, thì giá trị tỷ lệ sinh khí thay đổi không đáng kể vì tại các giá trị này nồng độ ion Clo có thể ảnh hưởng đến cả cực dương và cực âm.

Ở phía cực âm, các ion clorua có thể ức chế đến phản ứng giải phóng hydrogen (hydrogen evolution reaction - HER) bằng cách chặn trung tâm hoạt động của chất xúc tác và, điện cực từ đó làm giảm hiệu suất điện phân của chất xúc tác và điện cực âm trong phản ứng [24]. Ở phía cực dương, một lượng đáng kể clo hoặc hypochlorite có thể được tạo ra, vì các ion clorua có thể trải qua các phản ứng khử cạnh tranh với phản ứng giải phóng oxy (Oxygen evolution reaction – OER) [25] dẫn đến sự hao hụt (ăn mòn) trong quá trình vận hành và tăng cao chi phí bảo dưỡng thiết bị.

Dựa vào các dữ liệu thu thập được, giá trị nồng độ ion clorua trung bình (mmol/L) tại các khu vực miền Nam, Việt Nam được áp vào biểu đồ Hình 11 để đưa ra các dữ liệu thống kê sơ bộ về tính khả thi trong quá trình sinh khí hydrogen. Theo đó, các số liệu sau quá trình tính toán sơ bộ được thống kê và tổng hợp trong Bảng 4. Các dữ liệu công nghệ và chi tiết về cách bố trí thí nghiệm được đưa ra trong tài liệu tham khảo [27].



Hình 11. Biểu đồ thể hiện tổng (A) lượng khí clo sinh ra so với nồng độ clorua trong nước biển và (B) lượng khí hydrogen sinh ra so với tổng lượng khí clo [26].

Trong đó, một hệ thống điện phân 200 mL được bố trí sắp xếp cơ bản bao gồm một cặp điện cực bạch kim (độ dày 1,90 x 0,40 x 0,01 cm) được sử dụng và giữ ở đầu dưới của ống thu khí bằng nút cao su vừa khít với đầu dưới hình côn của ống. Khí hydrogen sinh ra được thu lại bằng túi khí Teflon và hỗn hợp khí Cl₂/O₂ tại cực dương được thu lại bằng phương pháp chuyển dịch nước muối. Tương tự, Oxy tinh khiết sau quá trình tách khí cũng được thu lại trực tiếp trong túi khí Teflon chuyên dụng.

Bảng 4. Tổng mol khí sinh ra trên 200 mL dung dịch điện phân tại các điểm quan trắc.

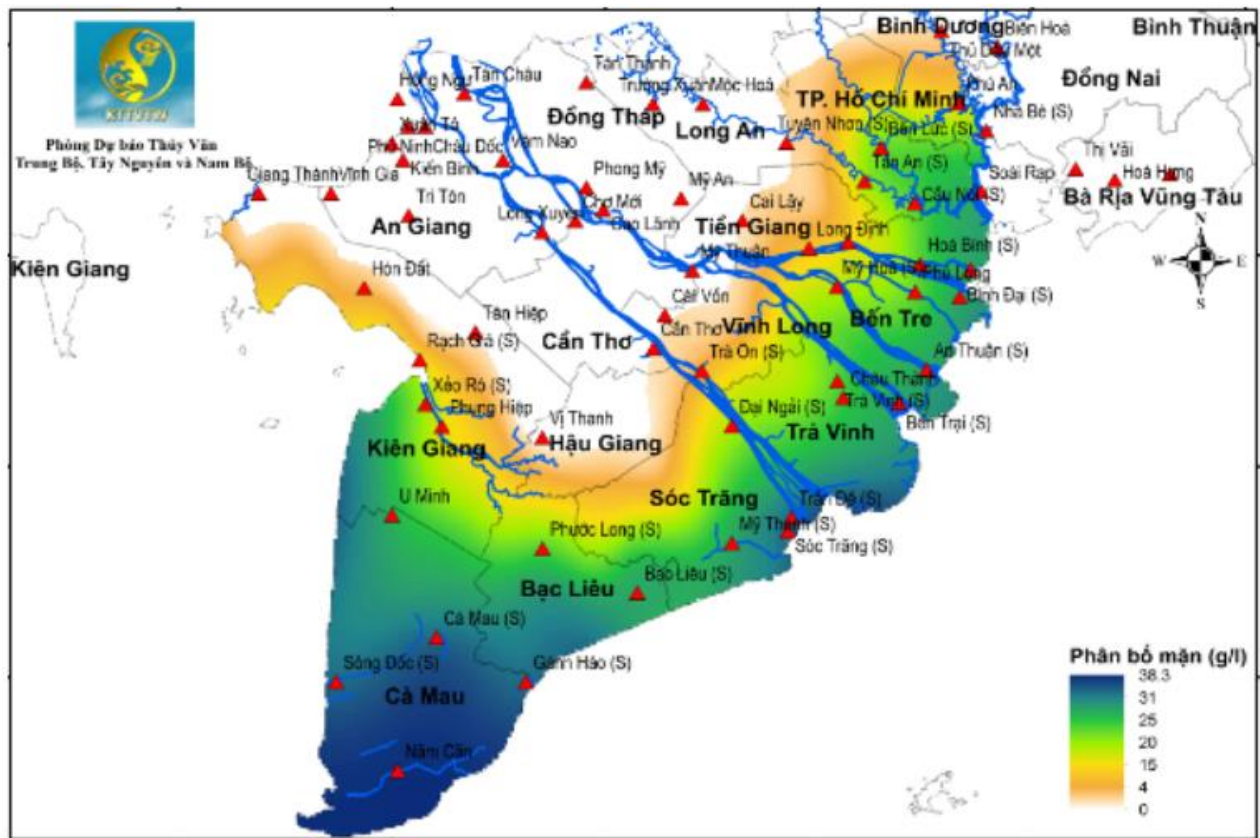
	Clorua (mmol)	Hydrogen (mmol)
Vũng Tàu	2.291	7.385
Bến Tre	6.365	11.590
Cần Thơ	0.250	1.028
Hậu Giang	3.288	9.471
Sóc Trăng	5.101	11.508

Sau quá trình tính toán mô phỏng, có thể thấy rằng hai tỉnh Bến Tre và Sóc Trăng đạt được giá trị sinh khí cao nhất trong 5 trường hợp được xét. Nhận thấy rằng, Bến Tre và Sóc Trăng là 2 tỉnh với độ mặn trung bình lần lượt rơi vào khoảng 19124 mg/L, 8888 mg/L cho ra các kết quả



khả quan nhất trong quá trình điện phân sử dụng hệ thống điện phân quy mô nhỏ (200 mL) được trang bị cấp điện cực Pt.

Mặc dù các giá trị trên dựa vào biểu đồ tỷ lệ mô phỏng giả lập nhưng cũng cho thấy sự khả thi trong việc sử dụng các nguồn nước mặn tại các điểm quan trắc trên trong quá trình điện phân sinh khí.

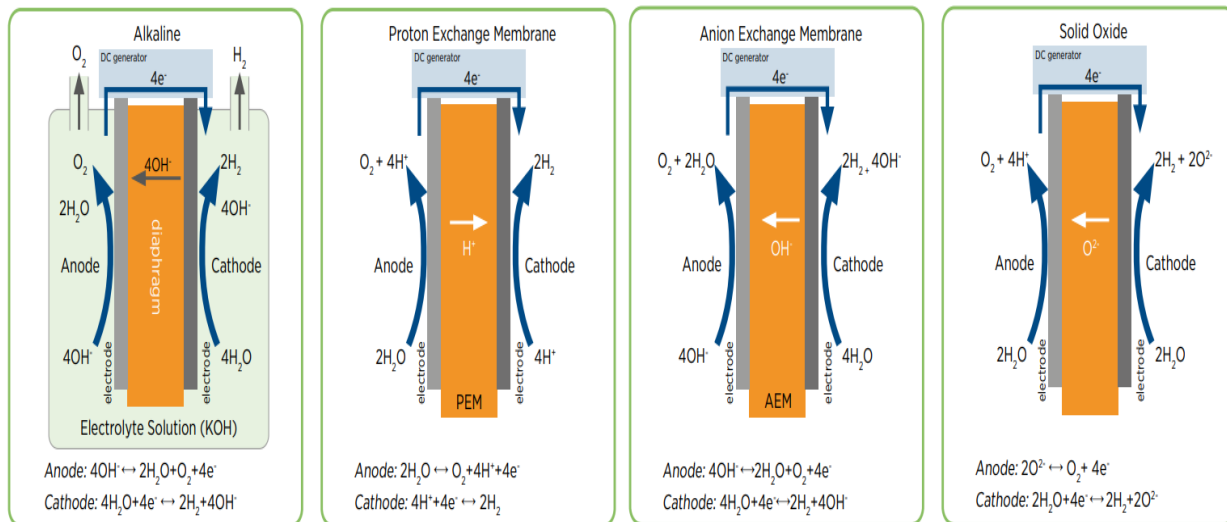


Hình 12. Bảng đồ phân bố độ mặn khu vực Đồng Bằng Sông Cửu Long [VIET NAM DROUGHT AND SALTWATER INTRUSION]

Hơn thế nữa, việc kết hợp với các số liệu quan trắc trên, bảng đồ phân bố độ mặn trong Hình 12 tại các khu vực Đồng Bằng Sông Cửu Long cho thấy rằng mức độ độ mặn đa số nằm trong khoảng cao hơn 20g/L, phù hợp cho việc sản xuất hydrogen từ quá trình điện phân nước biển. Thấy rằng, Việt Nam với lợi thế về địa lý, các khu vực giáp biển có tiềm năng rất lớn để trở thành một trong các địa điểm phù hợp cho việc lựa chọn và xây dựng các hệ thống điện phân tích hợp với các nguồn NLTT nếu tính riêng về mức độ mặn phù hợp.



2.2. Công nghệ điện phân hydrogen từ nước biển



Hình 13. Nguyên lý thiết kế và vận hành của các thiết bị điện [28].

Điện phân nước biển để tạo ra hydrogen là công nghệ sản xuất năng lượng tái tạo hấp dẫn. Tuy nhiên, quá trình điện phân nước ngọt quy mô lớn sẽ gây thiếu hụt các nguồn nước quan trọng. Nước biển trở thành một trong những lựa chọn hàng đầu như là một nguồn nguyên liệu thay thế nhằm tránh lãng phí các nguồn tài nguyên có hạn. Tùy thuộc vào chi phí lắp đặt, mục đích và nhu cầu sử dụng, các thiết bị điện phân được chia ra làm nhiều loại với các cơ chế phản ứng và thiết kế khác nhau. Trong số các thiết bị điện phân, Hình 13 đề cập đến 4 công nghệ phổ biến hiện nay đó là thiết bị điện phân kiềm, thiết bị điện phân màng trao đổi ion (Proton exchange membrane – PEM), thiết bị màng trao đổi anion (Anion exchange membrane – AEM), và thiết bị điện phân oxide rắn (Solid oxide electrolyzer - SOE) với những ưu điểm và đặc tính riêng biệt. Công nghệ điện phân hoàn thiện nhất hiện nay là thiết bị điện phân kiềm, đã được triển khai thành công trong các dự án quy mô lớn và được công bố rộng rãi. Điện phân kiềm sử dụng dung dịch nước có chứa khoảng 25-35% khối lượng KOH, được thực hiện ở nhiệt độ 80-90°C và áp suất từ thường đến cao, có thể lên đến 200 bar. Để đối mặt với những điều kiện khắc nghiệt này, chỉ những vật liệu có khả năng chịu áp tốt mới được lựa chọn. Màng chắn điện cực thường được làm từ thép, amiăng-NiO hoặc ZrO₂, trong khi vật liệu polymer chống thấm KOH được sử dụng



dùng làm khung và/hoặc miếng đệm. Điều này đảm bảo hiệu suất và ổn định của hệ thống điện phân kiềm trong quá trình vận hành.

Khác với máy điện phân kiềm, máy điện phân PEM thể hiện tính linh hoạt cao hơn nhờ khả năng thích ứng nhanh chóng với biến động của nguồn điện đầu vào, điều này làm cho nó trở nên tương thích hơn với các ứng dụng sử dụng nguồn điện tái tạo không ổn định. Máy điện phân loại PEM sử dụng màng acid perfluorosulfonic và ionomer để tạo điều kiện có tính acid; với hiệu điện thế cao ở phía cực dương (trong quá trình tiến hóa oxygen), sự kết hợp của kim loại quý gốc như iridium (Ir), bạch kim Pt và các thành phần gốc titanium là không thể tránh khỏi. Điểm đáng lưu ý là xúc tác là một rào cản lớn đối với công nghệ PEM. Sự sử dụng của thiết bị điện phân PEM đòi hỏi lượng lớn bạch kim và iridium, với mỗi GW cần khoảng 300 kg bạch kim và 700 kg iridium. Vì vậy, nếu công nghệ PEM chiếm toàn bộ sản lượng điện vào năm 2030 trong một mô hình không phát thải CO₂, nhu cầu về iridium dự kiến sẽ tăng đột ngột lên 63.000 tấn, gấp 9 lần so với sản lượng toàn cầu hiện tại [29].

Máy điện phân AEM, một công nghệ mới nổi, sử dụng màng trao đổi anion rắn và hứa hẹn sẽ khắc phục được một số hạn chế của cả công nghệ kiềm và PEM. Chúng có khả năng mở rộng quy mô hiệu quả về mặt chi phí và phù hợp cho nhiều ứng dụng khác nhau, mặc dù chúng phải đối mặt với những thách thức liên quan đến độ ổn định của màng, của điện cực và hiệu suất vận chuyển ion trong quá trình phản ứng xảy ra. Sự lựa chọn giữa các loại máy điện phân này phụ thuộc vào nhu cầu ứng dụng cụ thể, quy mô và cân nhắc chi phí, với điện phân kiềm thì phù hợp trong sử dụng công nghiệp quy mô lớn, PEM vượt trội về độ nén và hiệu quả cho các hoạt động vừa và nhỏ, và AEM là cầu nối giữa hai loại này các công nghệ đã được xác lập.

Cuối cùng là công nghệ điện phân tế bào oxide rắn, đã thu hút được nhiều sự chú ý thời gian gần đây với hiệu suất chuyển đổi đáng kể, dao động từ 79% đến 84%, là kết quả của sự kết hợp tốt giữa quá trình nhiệt động học và động học thuận lợi ở nhiệt độ hoạt động cao hơn. Thiết bị điện phân oxide rắn SOE đòi hỏi sử dụng các kim loại như nickel (150-200 tấn/GW), zirconium (40 tấn/GW), lanthanum (20 tấn/GW) và yttrium (5 tấn/GW). Trong tương lai gần, tiến bộ trong thiết kế dự kiến giúp làm giảm 1/2 lượng các kim loại này, và có thể giảm lượng nickel xuống dưới 10 tấn/GW [29].

Một hệ thống điện phân đơn giản thường bao gồm một lò phản ứng điện hóa chính, là trái tim của cả quá trình vận hành, được trang bị các loại điện cực hoạt động cùng với màng ngăn phù hợp với từng loại thiết bị. Cặp điện cực hoạt động thường được lắp đặt song song để tạo điều



kiện thuận lợi và tối ưu cho quá trình điện phân nước. Ngoài ra, hệ thống thường được trang bị các đầu dò cảm ứng nhiệt độ và lưu lượng khí để theo dõi và kiểm soát các yếu tố vận hành. Thông qua các thông số này, hiệu suất chuyển hóa nước có thể được xác định và theo dõi. Điều quan trọng trong quá trình này là hệ thống điện phân được vận hành bằng một dòng điện một chiều ổn định. Điều này là cơ sở quan trọng để đảm bảo rằng quá trình điện phân diễn ra một cách hiệu quả và có tính dự đoán.

Ngoài hiệu suất vận hành, vật liệu vận hành, cụ thể là hai điện cực hoạt động cũng là một trong các vấn đề cần được quan tâm. Việc phát triển và nâng cấp các tấm điện cực sử dụng trong hệ thống điện phân luôn là một đề tài nóng, và thu hút được sự quan tâm rộng rãi của giới khoa học trên khắp thế giới. Các vật liệu với độ bền cơ học cao, mật độ diện tích bề mặt lớn, có khả năng chống ăn mòn và chịu nhiệt là các chỉ số cơ bản mà một vật liệu cần có để đáp ứng được quy trình điện phân nước biển. Việc lựa chọn công nghệ phù hợp sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu suất sản xuất, khả năng tùy chỉnh sản phẩm và yêu cầu kỹ thuật, đóng vai trò quan trọng trong việc cải thiện khả năng cạnh tranh kinh tế, thúc đẩy sự phát triển của ngành công nghiệp sản xuất năng lượng xanh tại Việt Nam. Các thông số dữ liệu tổng quan cho từng loại công nghệ điện phân phổ biến hiện nay được thống kê và tổng hợp trong Bảng 5.

Từ quan điểm công nghệ, sự phát triển của các thiết bị điện phân đã có sự thay đổi rõ rệt từ “non trẻ đến trưởng thành”. Trong số các loại công nghệ hiện có, chỉ có máy điện phân kiềm và axit đã được thương mại hóa. Trong khi điện phân kiềm đã được sử dụng trong hơn một thế kỷ, thì điện phân acid chỉ vừa mới trở nên phổ biến kể từ nửa sau thế kỷ XX. Máy điện phân PEM (có tính axit) hiện là lựa chọn phù hợp nhất hiện có để tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo không liên tục vào quy trình chuyển đổi năng lượng thành hydrogen vì tính linh hoạt cao, có khả năng thích ứng nhanh với nguồn điện được cung cấp. Tuy nhiên, giá thành cao – do sử dụng chất xúc tác nhóm bạch kim cũng như chi phí sản xuất màng – vẫn là vấn đề thách thức các nhà sản xuất thiết bị điện phân trong những năm tới.

Bảng 5. Tổng quan về các công nghệ điện phân chính hiện nay [30, 31].

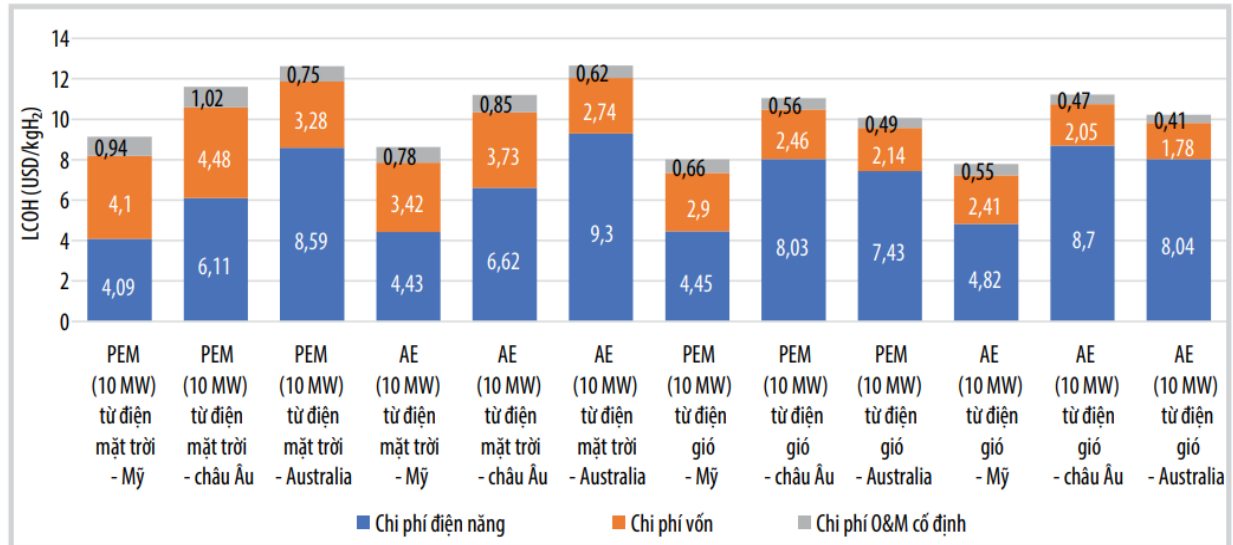
Đặc tính	Đơn vị	Kiềm	AEM	PEM	SOE
<i>Độ phổ biến</i>		Thương mại hóa	R&D	Thương mại hóa	R&D
<i>Loại màng</i>		Màng kiềm	Màng anion	Màng proton	Màng oxit
<i>Nhiệt độ của tế bào điện phân</i>	°C	60 – 80	50 – 70	50 – 80	650 – 1000



<i>Áp suất của tế bào điện phân</i>	bar	> 30	< 35	< 70	< 10
<i>Mật độ dòng</i>	A/cm ²	< 0,45	0.2 - 1	1 - 2	0.3 - 1
<i>Điện thế của tế bào điện phân</i>	V	1.8 - 2.2	2.0 - 2.4	1.8 - 2.2	0.7 - 1.2
<i>Hiệu suất điện hóa</i>	%	60 - 80	50 - 80	70 - 80	76 - 90
<i>Năng lượng tiêu thụ riêng</i>	kWhN/m ³	4.2 - 4.8	2.5 - 4	4,2 - 5,1	2,5 - 3,5
<i>Diện tích của tế bào điện phân</i>	m ²	3 - 3,6	n/a	< 0,13	< 0,06
<i>Sản lượng hydrogen mỗi ngăn</i>	Nm ³ /giờ	< 760	n/a	< 400	< 10
<i>Độ bền của các ngăn</i>	Nghìn giờ	55 - 120	~ 30	60 - 100	20 - 90
<i>Độ bền của hệ điện phân</i>	Năm	20 - 30	10 - 20	10 - 20	10 - 20
<i>Độ tinh khiết của hydrogen</i>	%	< 99,8	99,999	99,999	99,999
<i>Thời gian khởi động</i>	Phút	15	n/a	< 15	> 60
<i>Vốn đầu tư</i>	USD/kW	800 - 1500	n/a	1400 2100	- > 2.000

Mặt khác, với quy mô hệ thống lớn hơn (mặc dù chúng được hưởng lợi từ các chất xúc tác chi phí thấp), các máy điện phân kiềm có tải tối thiểu tương đối cao, khiến chúng ít phù hợp hơn cho việc sử dụng điện được tạo ra từ các nguồn năng lượng tái tạo thay đổi, vì nó phụ thuộc vào các điều kiện hoạt động ổn định.

Ở thời điểm hiện tại, quy mô điện phân sản xuất hydrogen xanh còn rất nhỏ, công suất lớn nhất chỉ đạt được 10 MW, tương đương với sản lượng 900 tấn hydrogen/năm. Hình 14 cho thấy rằng chi phí quy dẫn hydrogen (LCOH) thấp nhất tại Mỹ, dao động trong khoảng 7,78 - 9,13 USD/kg, trong khi đó tại châu Âu và Australia lần lượt là 11,05 - 11,61 USD/kg và 10,06 - 12,66 USD/kg. Các phương pháp sản xuất hydrogen truyền thống từ nguyên liệu hóa thạch (gọi là hydrogen xám) thì giá hydrogen LCOH khoảng 1 - 2 USD/kg và dự báo mức giá này sẽ không thay đổi ít nhất đến năm 2030 [33].



Hình 14. Giá hydrogen xanh tại châu Âu, Mỹ và Australia trong điều kiện công nghệ và hệ thống điện năng lượng tái tạo năm 2022 [32].

Để hydrogen xanh có thể trở thành yếu tố trung tâm trong nền kinh tế khử carbon, quy mô sản xuất hydrogen phải tăng mạnh trong vòng 30 năm tới. Bên cạnh tăng cường phát triển năng lượng tái tạo, tăng quy mô hệ thống điện phân và cải tiến công nghệ điện phân cũng có tác động đáng kể đến chi phí hydrogen. Xét về mặt quy mô nhà máy điện phân, tăng quy mô nhà máy từ 1 MW lên 20 MW có thể giảm chi phí hơn 1/3 [34].

2.3. Ước tính tiềm năng xuất khẩu hydrogen xanh của Việt Nam

Đầu tư vào sản xuất hydrogen xanh đang là xu hướng và có dấu hiệu tăng nhanh trên toàn thế giới. Ngày càng có nhiều khu vực pháp lý bắt đầu áp dụng các kế hoạch để đảm bảo rằng cơ sở hạ tầng khí đốt tự nhiên “sẵn sàng sử dụng hydrogen” như là một nguồn nhiên liệu đốt sạch trong khi hàng chục cơ sở sản xuất hydrogen đang nổi lên ở Châu Âu, Trung Đông, Ấn Độ, Mỹ và Canada. Trong khuôn khổ Liên minh Hydrogen sạch mới ra mắt gần đây của EU, tổng cộng 600 dự án dự kiến sẽ được triển khai trên khắp EU vào năm 2025. Cho đến nay, phần lớn các cơ sở sản xuất hydrogen này đã được triển khai như một phần của các dự án thí điểm nhằm kiểm tra tính khả thi và chi phí sản xuất hydrogen xanh và bao gồm các dự án ở các giai đoạn quy hoạch và phát triển khác nhau. Một vài các thị trường chính hiện đang nổi lên với tư cách là nhà xuất khẩu hydrogen xanh trong thời gian ngắn được xem xét trong nghiên cứu này là Chile, Maroc, Nam Phi và Úc.

Để xem xét tiềm năng cạnh tranh của Việt Nam về khả năng sản xuất hydrogen xanh so với các quốc gia khác trên thế giới, năm biến số chính được thể hiện trong Bảng 6 sẽ làm nổi bật lên các



điểm mạnh/yếu cũng như đưa ra các khuyến nghị phù hợp cho sự chuẩn bị và phát triển của Việt Nam trong những năm đến.

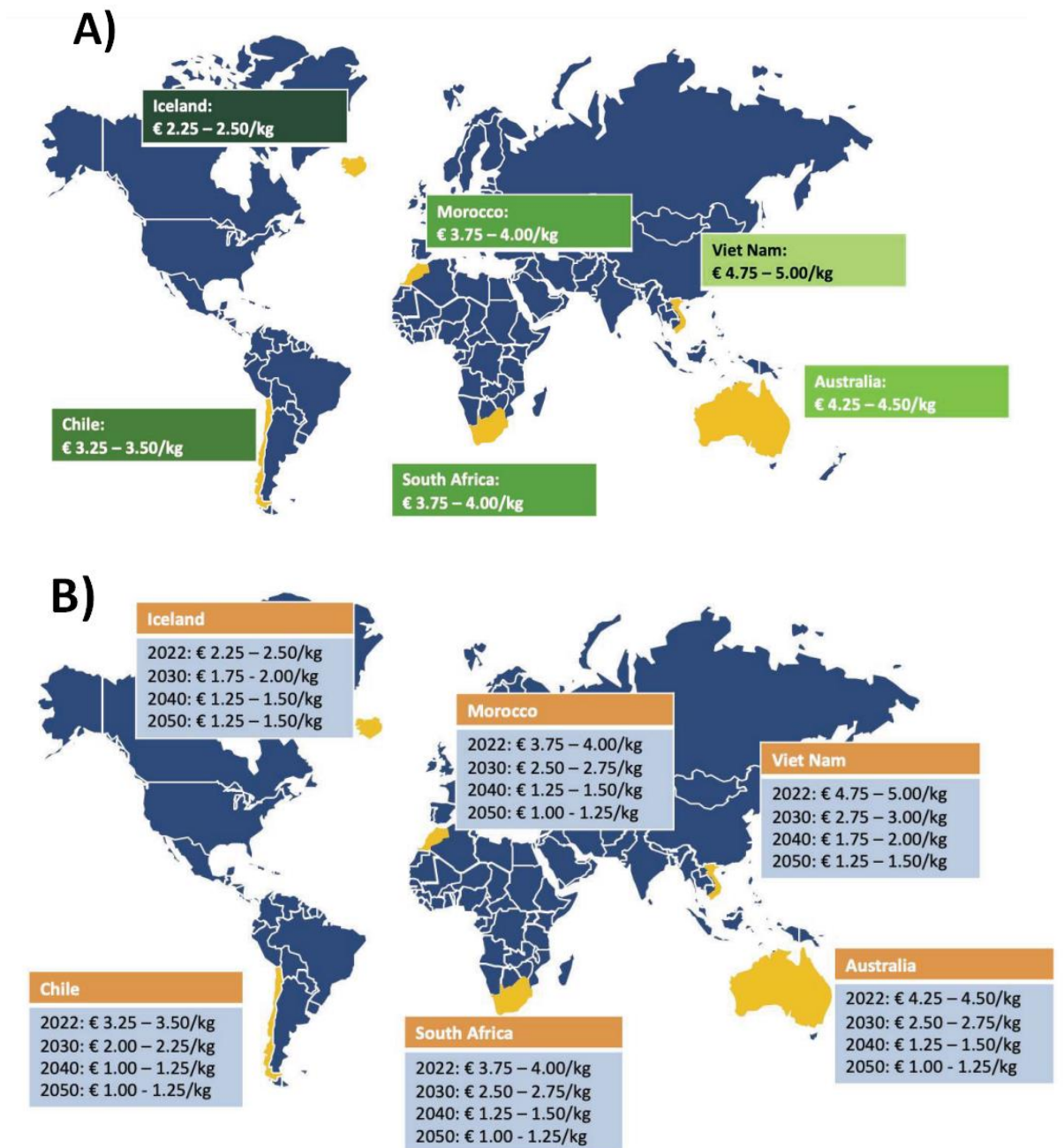
Bảng 6. Các biến số chính cho khả năng cạnh tranh của hydrogen xanh của Việt Nam [35]

Biến số	Vị thế của Việt Nam so với các nước
Chất lượng tài nguyên NLTT	Tổng quan về tài nguyên năng lượng tái tạo của Việt Nam cho thấy chất lượng chung là tích cực. Tuy nhiên, khi đặt vào bối cảnh quốc tế, bản đồ tài nguyên GIS và RE chỉ ra rằng vị thế của Việt Nam trong lĩnh vực năng lượng mặt trời có vẻ yếu hơn so với một số đối thủ tiềm năng như Úc, Maroc và Chile. Đối với năng lượng gió, tài nguyên của Việt Nam được xếp vào hàng đầu trong khu vực Đông Nam Á, với tốc độ dao động từ 6-10 m/s ở độ cao trung tâm 100 m. Tuy nhiên, tiềm năng tốt nhất lại nằm ở ngoài khơi, nhưng điều này đồng thời đi kèm với chi phí sản xuất cao hơn do chi phí lắp đặt và chi phí vận hành tăng lên đáng kể.
Gần thị trường xuất khẩu	Về vị trí xuất khẩu, Việt Nam nằm cách các cảng của Hàn Quốc khoảng 2.700 hải lý và cách các cảng lớn của Nhật Bản chỉ hơn 3.000 hải lý. So với khoảng cách hơn 10.000 hải lý từ cảng Rotterdam, cảng lớn nhất Châu Âu, sự đối lập này là rõ ràng. Điều này đồng nghĩa với việc chi phí vận chuyển tăng lên đáng kể, làm cho Việt Nam gặp khó khăn khi cạnh tranh trực tiếp trong việc xuất khẩu hàng hóa đến EU so với các nước láng giềng như Maroc, chỉ cách Rotterdam khoảng 1.700 hải lý.
Đất đai có sẵn	Nếu xét về diện tích, Việt Nam, với tổng diện tích đất liền là 331,690 km ² , có diện tích nhỏ hơn so với Maroc (446,550 km ²), Úc (7,692,000 km ²) và Chile (756,950 km ²). Đặc biệt, mật độ dân số ở Việt Nam đáng kể cao hơn, đạt mức 311 người/km ² , trong khi Maroc chỉ có mật độ dân số là 83 người/km ² và Úc là 3 người/km ² .



Giá vốn	<p>Chi phí nợ cho các dự án năng lượng tái tạo tại Việt Nam biến động trong khoảng từ 6,5% đến 10%, phụ thuộc vào nguồn vốn cung cấp từ ngân hàng quốc gia hoặc ngân hàng thương mại địa phương. Thời hạn trả nợ thường được giới hạn tối đa là 14 - 15 năm đối với ngân hàng trong nước và khoảng 10 năm đối với ngân hàng thương mại. Các dự án hydrogen xanh có thể kỳ vọng sẽ đối mặt với các điều kiện tài chính tương tự. Trái ngược với điều này, các dự án năng lượng tái tạo lớn ở các quốc gia như Úc và Chile hưởng lợi từ chi phí nợ thấp chỉ từ 2-3 %, và thời hạn nợ kéo dài lên tới 18 năm. Để có khả năng cạnh tranh toàn cầu trong lĩnh vực sản xuất hydrogen xanh, Việt Nam có thể cần phải dựa vào nguồn vốn quốc tế có điều kiện ưu đãi hoặc tạo liên minh với các bên cho vay để giảm chi phí vốn, từ đó giảm chi phí sản xuất hydrogen xanh.</p>
Ổn định chính trị	<p>Nhìn chung, Việt Nam đang hưởng lợi từ mức độ ổn định chính trị cao. Được xếp hạng tín dụng BB từ các tổ chức xếp hạng lớn, Việt Nam được coi là một đất nước có tiềm năng đầu tư. Đặc biệt, Việt Nam đứng ở vị trí 70 trong bảng xếp hạng về mức độ thuận lợi kinh doanh của Ngân hàng Thế giới năm 2020, trong số 190 quốc gia. Tuy nhiên, vị trí này vẫn thấp hơn so với một số đối thủ như Úc (thứ 14), Chile (thứ 59) và Maroc (thứ 53). Ngoài ra, Việt Nam đã thể hiện một ý chí chính trị rõ ràng trong việc thúc đẩy quá trình chuyển đổi năng lượng và xây dựng các chính sách tham vọng để hỗ trợ phát triển nền kinh tế năng lượng sạch. Điều này tạo nên một vị thế mạnh mẽ cho Việt Nam trong việc thu hút đầu tư cho sản xuất hydrogen xanh.</p>

So với Việt Nam, bốn đối thủ chính được xem xét ở đây hiện đều có những lợi thế cạnh tranh đặc biệt trong lĩnh vực sản xuất hydrogen xanh, như được thể hiện trong Hình 15 dưới đây. Những lợi thế này thể hiện rõ ràng qua chi phí sản xuất hydrogen xanh hiện tại được ước tính.



Hình 15. Chi phí (A) sản xuất, (B) xuất khẩu tiềm năng hydrogen xanh tại các quốc gia [36].



CHƯƠNG III: MÔ HÌNH PHÁT TRIỂN GIẢI PHÁP SẢN XUẤT HYDROGEN XANH TỪ NƯỚC BIỂN

3.1. Những công trình sản xuất hydrogen xanh từ nước biển nổi bật.

Các quốc gia tiên tiến trên thế giới hiện nay đã và đang thử nghiệm các dự án quy mô vừa và nhỏ trong việc khai thác nước biển cho quá trình sản xuất hydrogen xanh bằng phương pháp điện phân nước biển nổi lưới với các nguồn NLTT, đặc biệt là năng lượng gió ngoài khơi. Kết quả vận hành thử nghiệm cho thấy hiệu suất hoạt động và tính ổn định của các thiết bị điện phân được đánh giá là ổn định và đủ điều kiện để có thể tiến tới quá trình thương mại hóa sản phẩm. Trong số đây, một vài các cơ sở thử nghiệm nổi bật được liệt kê trong Bảng 7.

Bảng 7. Bảng thống kê một số các dự án/công trình nổi bật.

Dự án	Quốc gia	Trạng thái	Sản phẩm cuối	Miêu tả
Energiemark Mainz [37]	Đức	Vận hành thương mại	Kỹ thuật công nghệ và giao thông (xe bus công cộng)	Energiemark Mainz có tổng mức đầu tư 17 triệu EUR, trong đó Chính phủ Đức hỗ trợ khoảng 50%. Hệ thống Energiemark Mainz bắt đầu thiết kế từ năm 2010 với sự hợp tác nghiên cứu của các tổ chức lớn/trường đại học uy tín. Tiến trình xây dựng Energiemark Mainz kéo dài 5 năm gồm các bước sau: Phát triển ý tưởng sản xuất hydrogen xanh (2012); nghiên cứu, chuẩn bị địa điểm xây dựng (2013); sản xuất và lắp đặt hệ thống điện phân nước PEM (2014); đưa vào vận hành (2015); vận hành thử nghiệm, nghiên cứu (2016); vận hành thương mại (2017). Được vận hành bởi 3 thiết bị điện phân PEM với công suất



				sinh hydrogen tối đa 1.050 Nm ³ /giờ.
Aqualizer [38]	Nhật	Vận hành thương mại	Sử dụng thay thế cho nhiên liệu hóa thạch trong công nghiệp, giao thông vận tải và nhiều ứng dụng khác.	Vào tháng 3 năm 2020, hệ thống bắt đầu vận hành với một hệ thống điện phân nước kiềm đơn công suất 10 Megawatt (MW) tại Khu nghiên cứu năng lượng Fukushima (FH2R) ở Namie, Fukushima, Nhật Bản. “Aqualizer” là hệ thống ngăn xếp đơn lớn nhất thế giới và có thể sản xuất hydrogen xanh với tốc độ 1.200 mét khối thông thường (Nm ³) mỗi giờ.
SeaLhyfe [39]	Pháp	Đang thử nghiệm	-	Được lắp đặt cách bờ biển 20 km, địa điểm này đã trải qua 8 tháng thử nghiệm trên đất liền trước khi được đưa ra biển vào ngày 18/5/2023. Hệ thống có chiều dài và rộng lần lượt là 21m/14m và được kết nối một hệ thống điện phân có khả năng biến đổi nước biển, được khử muối tại chỗ, thành khí hydrogen và oxy, nhờ điện năng được cung cấp từ tuabin gió nổi nằm gần đó. Theo đánh giá, hệ thống có thể tạo ra 400 kg hydrogen mỗi ngày. Địa điểm sẽ hoạt động trong 6 tháng đến một năm nhằm thử nghiệm quá trình sản xuất hydrogen trong các điều kiện khác nghiệt (nước mặn, thủy triều, bão...).





Dongfu No. 1 [40]	Trung Quốc	Đang thử nghiệm	-	Nền tảng kỹ thuật công nghệ sản xuất hydrogen có diện tích rộng 63 mét vuông kết với hệ thống cung cấp điện gió ngoài khơi ổn định (10 megawatt và được trang bị hệ thống lưu trữ năng lượng 28 kilowatt). Trong quá trình hoạt động, hệ thống bỏ qua bước khử muối dẫn đến một giải pháp thay thế hiệu quả về chi phí cho sản xuất hydrogen công nghiệp hiện tại. Theo các nhà khoa học Trung Quốc, công nghệ này chỉ tốn 11,2 NDT (1,57 USD) cho mỗi kg (2,2 pound) hydrogen, thấp hơn nhiều so với chi phí sản xuất hydrogen hiện nay từ khí tự nhiên, dao động từ 20 đến 24 NDT/kg (khoảng hơn 3 USD) và phát thải carbon. GS Xie cho biết, nhóm nghiên cứu sẽ tìm giải pháp nâng cao hiệu quả sản xuất và giảm giá thành.
------------------------------	------------	-----------------	---	--

Dựa vào các điều kiện hoạt động cũng như quy mô hệ thống điện phân nối lưới NLTT từ các dự án thí điểm trên, các tính toán mô phỏng đã được thực hiện trên lãnh thổ Việt Nam với mong muốn đưa ra các số liệu ước tính về tiềm năng sản xuất hydrogen xanh từ đó định hình rõ ràng hơn về khả năng cạnh tranh so với các quốc gia trong khu vực cũng như trên toàn thế giới. Quá trình tính toán mô phỏng được thực hiện dựa trên các yếu tố công nghệ, giá điện quy dẫn, quy mô hệ thống, v...v, và được trình bày chi tiết trong phần sau.



3.2. Tiềm năng sản xuất hydrogen xanh từ nước biển tại Việt Nam.

Giá thành hydrogen xanh được ước tính mô phỏng thông qua một số các giả định dựa trên công nghệ điện phân, nguồn năng lượng đầu vào và giá điện quy dẫn. Các giá trị ước tính tuân theo sơ đồ Hình 16 nhằm chọn ra các phương án phù hợp với tình hình cụ thể hiện nay.



Hình 16. Quy trình mô phỏng ước tính tiềm năng sản xuất hydrogen xanh.

▪ **Mô hình 1: Hệ thống điện phân độc lập**

Trong mô hình này, máy điện phân hydrogen được kết nối trực tiếp với các trang trại năng lượng mặt trời hoặc/và gió không nối lưới. Như vậy, máy điện phân độc lập với lưới điện truyền tải và phân phối; thay vào đó, nó lấy điện trực tiếp từ nguồn RE của chính nó. Trong trường hợp này, bốn trường hợp: quang điện mặt trời, gió trên bờ, gió ngoài khơi và kết hợp quang điện gió và mặt trời được xem xét.

▪ **Mô hình 2: Hệ thống điện phân kết nối với nguồn NLTT**

Trong mô hình này, máy điện phân được giả định tiêu thụ 100 % công suất điện tái tạo nhưng lần này là từ một nhà máy điện RE cung cấp cho máy điện phân qua lưới điện, đồng nghĩa với việc phải trả phí trung gian cho quá trình vận chuyển. Các trường hợp tương tự như trong mô hình 1 cũng đã được xem xét.

▪ **Mô hình 3: Hệ thống điện phân kết nối trực tiếp với lưới điện Quốc gia**

Trong mô hình này, hệ thống điện phân tận dụng lượng điện bị cắt giảm trên lưới điện Quốc gia trong thời điểm sản lượng NLTT cao nhằm tối đa hóa hiệu suất.



Việc tính toán LCOH được thực hiện cho mô hình 2 và 3 trong trường hợp sử dụng công nghệ điện phân PEM 100 MW cho từng loại RE được mô tả trong phần trước. LCOH là chi phí trung bình trên mỗi kg (tính bằng đô la thực tế đã chiết khấu) của việc xây dựng và vận hành tài sản sản xuất GH2 trong suốt vòng đời dự án. LCOH chi trả tất cả các chi phí liên quan đến dự án, bao gồm chi phí đầu tư, chi phí vận hành cố định và thay đổi, chi phí nhiên liệu/điện cũng như chi phí tài chính. LCOH được mô phỏng ở các hệ số công suất (CF) khác nhau và những mô phỏng mang lại LCOH thấp hơn so với LCOH ở các quốc gia được chọn (chủ yếu là các nước nhập khẩu tiềm năng) đã được xem xét để phân tích tiềm năng xuất khẩu. Tiềm năng xuất khẩu GH2 hàng năm sau đó được ước tính chia tổng sản lượng năng lượng hàng năm ở mức CF tiềm năng cho năng lượng cần thiết để sản xuất 1 kg H₂.

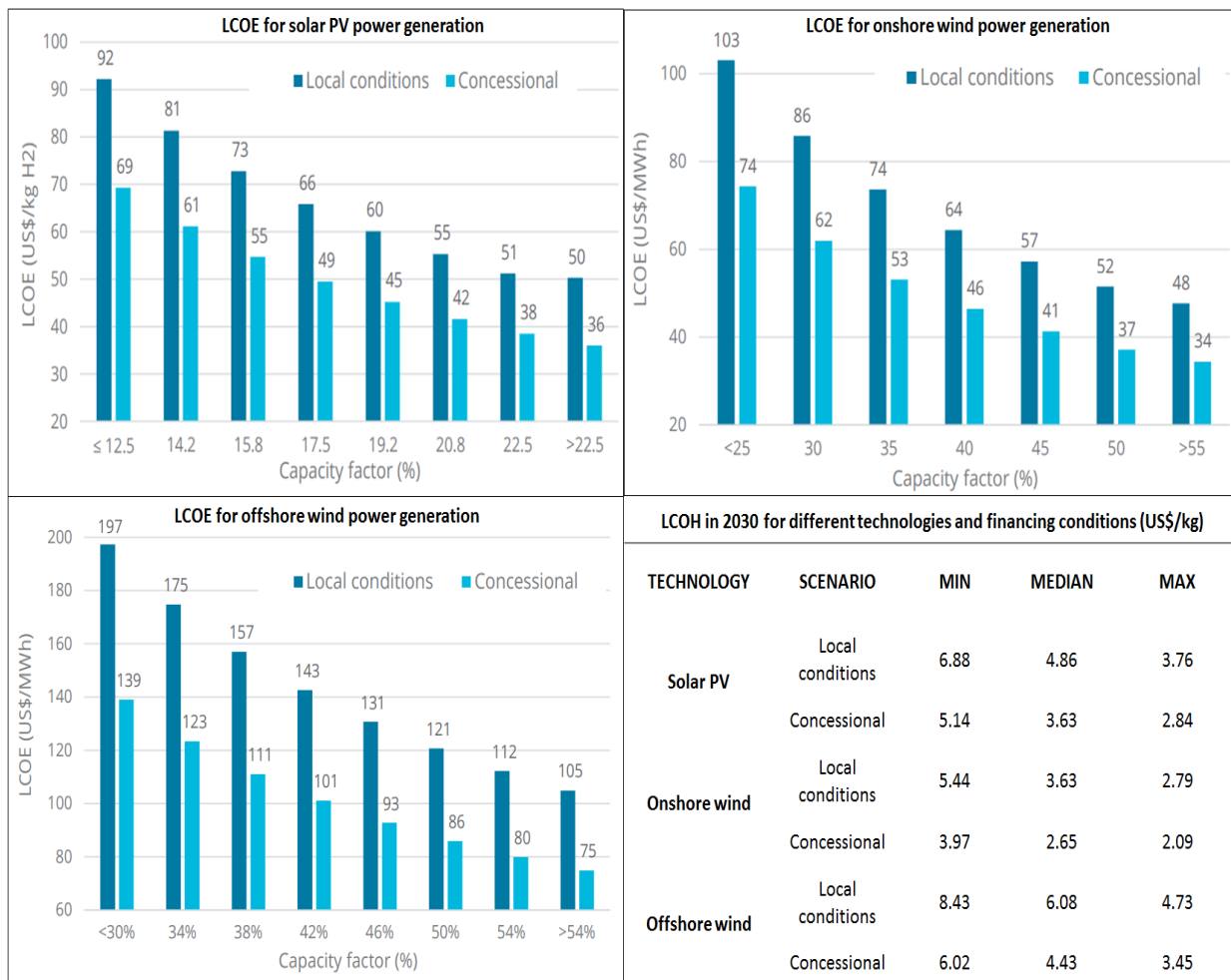
Như đã đề cập, chi phí quy dẫn điện là một trong các tiêu chí quan trọng và ảnh hưởng đáng kể đến tổng giá trị LCOH (30% đến 60% LCOH). Chính vì vậy, trong quá trình tính toán, LCOE được chú trọng cho tất cả các công nghệ NLTT tại các điều kiện khác nhau, đặc biệt là hệ số công suất tại từng vị trí địa lý. Ngoài các điều kiện kỹ thuật, hai phương án tài chính cho mỗi công nghệ cũng được mô phỏng:

- Điều kiện địa phương: 70% nợ, vốn chủ sở hữu 30%, thời hạn nợ 10 năm, chi phí nợ: 8%, chi phí vốn chủ sở hữu: 13%, Chi phí vốn bình quân (WACC): 9%, lạm phát: 3% mỗi năm, Xử lý thuế phù hợp với mã số thuế Việt Nam theo Thông tư 78/2014/TT-BCT.
- Vốn ưu đãi: 80% nợ, 20% vốn chủ sở hữu, thời hạn nợ 18 năm, chi phí nợ: 3%, chi phí vốn chủ sở hữu: 9% (WACC: 4,0%), lạm phát: 3%/năm, Xử lý thuế theo quy định của Việt Nam mã số thuế theo Thông tư 78/2014/TT-BCT.

Theo các tính toán mô phỏng do Bộ Công Thương tài trợ trong dự án “Bilateral Energy Partnerships in Developing and Emerging Countries Implemented by Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH” chỉ ra trong Hình 17 cho các phân tích LCOE của các dự án NLTT có những kết quả đáng chú ý về sự biến động chi phí sản xuất điện từ các nguồn như điện mặt trời, điện gió trên bờ và gió ngoài khơi. Trong trường hợp điện mặt trời, chi phí dao động từ 92 USD/MWh đến 50 USD/MWh cho dự án được tài trợ theo điều kiện địa phương và từ 69 USD/MWh đến 36 USD/MWh cho dự án được tài trợ bằng nguồn vốn ưu đãi. Đối với điện gió trên bờ, kết quả mô phỏng tại các khu vực với lượng gió thấp và nhiều gió cho thấy LCOE nằm trong khoảng từ 103 USD/MWh đến 48 USD/MWh. Tuy nhiên, với ưu đãi tài chính, chi phí này giảm xuống từ 74 USD/MWh đến 34 USD/MWh, làm tăng tính kinh tế và hấp dẫn của năng lượng gió trên bờ. Đối với gió ngoài khơi, LCOE cao nhất được ghi nhận khi áp dụng cấp vốn



theo điều kiện địa phương, với mức dao động từ 197 USD/MWh đến 105 USD/MWh. Tuy nhiên, sự hỗ trợ tài chính từ ưu đãi giúp cải thiện LCOE xuống khoảng 139 USD/MWh và 75 USD/MWh, làm cho năng lượng gió ngoài khơi trở nên kinh tế hơn và thuận lợi từ góc nhìn đầu tư. Điều này thể hiện rõ tầm quan trọng của việc hỗ trợ tài chính trong việc thúc đẩy phát triển bền vững của nguồn năng lượng tái tạo.



Hình 17. Biểu đồ thống kê giá trị LCOE và LCOH từ các nguồn NLTT theo công suất [35].

Vì trọng tâm của nghiên cứu là ước tính tiềm năng xuất khẩu GH2 ở mức giá cạnh tranh nên các ước tính này tập trung vào các mô hình mang lại chi phí sản xuất hydrogen thấp hơn (tức là điện mặt trời và gió trên bờ được tài trợ với sự hỗ trợ tài chính ưu đãi). Qua các số liệu mô phỏng có



thể nhận thấy rằng, LCOH phụ thuộc đáng kể vào hệ số sử dụng công suất (CUF) của máy điện phân. Nói một cách đơn giản, chi phí máy điện phân có thể được khấu hao nhiều hơn khi máy điện phân hoạt động ở hệ số công suất cao hơn. Ví dụ, một máy điện phân hoạt động hoàn toàn bằng năng lượng mặt trời sẽ bị giới hạn ở CUF trong khoảng 12.5 % - 22.5 %, tùy thuộc vào vị trí cụ thể. Nếu máy điện phân hoạt động hoàn toàn bằng năng lượng gió trên bờ thì CUF tối đa sẽ nằm trong khoảng từ 30% đến 45%; đối với gió ngoài khơi từ 35% đến 55%, tùy theo chế độ gió. So sánh với giá trị LCOE được IRENA dự đoán ở trên, sai số chênh lệch không quá 3 % và được ứng dụng vào tính toán các giá trị LCOH cho từng trường hợp cụ thể, được thể hiện thông qua Hình 18.

A) Tiềm năng sản xuất Hydro xanh từ quang điện mặt trời

Công suất nhà máy (%)	Diện tích (km ²)	3% diện tích (km ²)	Công suất (MW)	Năng lượng hàng năm (MWh)	Sản lượng H ₂ xanh (tấn)	LCOH năm 2030 (USD/kg)	LCOH năm 2050 (USD/kg)
< 12.5	329	9.9	790	864,678	14,441	> 5.14	> 1.85
12.5 – 14.2	25,530	766	61,273	76,218,302	1,361,041	5.14 – 4.54	1.85 – 1.63
14.2 – 15.8	82,765	2483	198,635	274,926,734	4,909,406	4.54 – 4.06	1.63 – 1.46
15.8 – 17.5	59,101	1773	141,843	217,445,968	3,882,964	4.06 – 3.67	1.46 – 1.32
17.5 – 19.2	24,554	737	58,929	99,114,276	1,769,898	3.67 – 3.35	1.32 – 1.21
19.2 – 20.8	78,744	2362	188,987	344,348,620	6,149,082	3.35 – 3.09	1.21 – 1.11
20.8 – 22.5	51,726	1552	124,143	244,685,815	4,369,390	3.09 – 2.84	1.11 – 1.03
> 22.5	5,189	156	14,454	27,274,395	487,043	< 2.84	< 1.03
	327,939	9,838	787,054	1,284,878,789	22,944,264	TB ≈ 3.45	TB ≈ 1.24

B) Tiềm năng sản xuất Hydro xanh từ điện gió trên bờ

Công suất nhà máy (%)	Diện tích (km ²)	3% diện tích (km ²)	Công suất (MW)	Năng lượng hàng năm (MWh)	Sản lượng H ₂ xanh (tấn)	LCOH năm 2030 (USD/kg)	LCOH năm 2050 (USD/kg)
< 25	252,572	5,051	11,618	25,444,113	454,359	> 3.97	> 1.42
25 – 30	29,935	599	1,377	3,618,725	64,620	3.97 – 3.31	1.42 – 1.19
30 – 35	17,935	359	826	2,532,046	45,215	3.31 – 2.84	1.19 – 1.02
35 – 40	12,044	241	554	1,941,277	34,666	2.84 – 2.61	1.02 – 0.93
40 – 45	8,175	164	376	1,482,404	26,471	2.61 – 2.32	0.93 – 0.83
45 – 50	4,139	83	190	833,954	14,892	2.32 – 2.09	0.83 – 0.75
> 50	3,121	62	144	691,725	12,352	< 2.09	< 0.75
	327,939	6,559	15,085	36,544,244	652,576	TB ≈ 3.60	TB ≈ 1.30

*LCOH: Chi phí quy dẫn của Hydrogen xanh (USD\$/kg)

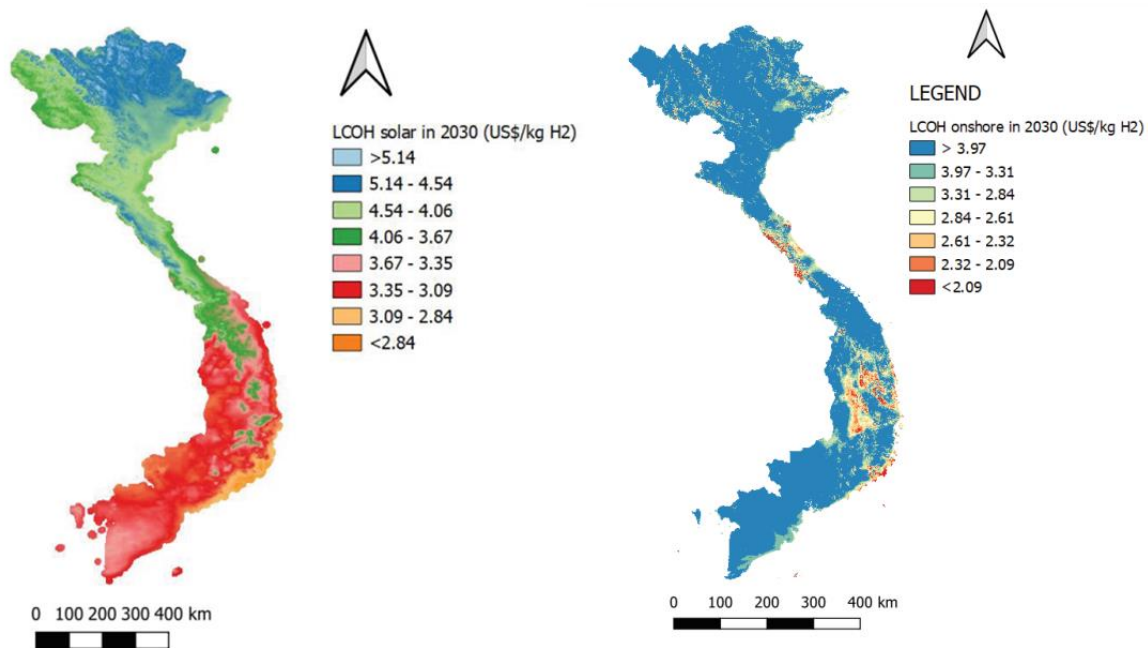
Hình 18. Ước tính tiềm năng GH2 từ năng lượng (A) mặt trời, (B) gió [35].



Tiềm năng sản xuất hydrogen xanh phụ thuộc vào lượng đất có thể dành cho các nhà máy điện chuyên dụng xây dựng và vị trí địa lý của chúng. Trong các báo cáo chuyên ngành, 5 % diện tích đất cả nước là giá trị đất được sử dụng để tính toán các tiềm năng sản xuất hydrogen xanh (trong đó 3% cho điện mặt trời và 2% cho điện gió trên đất liền). Để ước tính tiềm năng hydrogen xanh, mật độ năng lượng trung bình là 80 MW/km² được sử dụng cho điện mặt trời (GIZ Việt Nam, 2018), trong khi 2,3 MW/km² (Nguyen, 2006) được sử dụng cho điện gió trên bờ. Tiềm năng ước tính hydrogen xanh ở các giá trị hệ số công suất nhà máy khác nhau được tính toán thông qua công thức sau:

$$GH2_{pot} = \sum_{i=1}^n \frac{8760 * CF_i * P_i}{\eta_{elec}} \quad (5)$$

Trong đó, GH2_{pot} là tiềm năng hydrogen xanh ước tính tính bằng tấn, 8760 tổng số giờ trong một năm, CF_i là hệ số công suất nhà máy tính bằng %, P_i là công suất lắp đặt tính bằng MW và η_{elec} là đơn vị điện năng tiêu thụ để sản xuất hydrogen xanh (kWh/kg). Đơn vị điện năng tiêu thụ được tính theo nhiệt trị cao của H₂ theo hiệu suất hệ thống. Theo GIZ, nếu hệ thống hoạt động ở công suất 70 % thì giá trị điện năng tiêu thụ rơi vào khoảng 39.4 kWh/kg theo giá trị nhiệt trị cao.



Hình 19. LCOH cho hydrogen xanh từ quang điện mặt trời và từ gió trên bờ [35].



Như đã trình bày trong phần trên, tiềm năng hydrogen xanh hàng năm ước tính từ quang điện mặt trời là 22.944 kiloton với chi phí sản xuất trung bình (LCOH) là 3,45 USD/kgH₂ vào năm 2030 và 1,24 USD/kgH₂ vào năm 2050. Đối với hydrogen xanh từ gió trên bờ, tiềm năng hàng năm của nó được ước tính là 652 kiloton với LCOH là 3,60 USD/kgH₂ vào năm 2030 và 1,30 USD/kgH₂ vào năm 2050. Áp dụng cách thức tương tự trong việc tính toán, tiềm năng sản xuất hydrogen xanh trên cả nước được thể hiện thông qua hai mô hình trong Hình 19 theo các vị trí địa lý cụ thể cho các nhà máy phát điện năng lượng mặt trời và năng lượng gió trên bờ tương ứng.



CHƯƠNG IV: KẾT LUẬN

Vai trò quan trọng của hydrogen đang ngày càng được khẳng định trong chuỗi cung ứng của sản phẩm này. Sở hữu những tính chất kỹ thuật vượt trội cùng với phạm vi ứng dụng rộng, linh hoạt đưa hydrogen trở thành một nhân tố quan trọng của ngành công nghệ năng lượng trong kỷ nguyên mới. Trong chuỗi sản phẩm hydrogen đa dạng, hydrogen xanh được xem là sản phẩm trọng tâm mang giá trị kinh tế cao nhất, sở hữu những tính chất kỹ thuật tối ưu nhất, và cũng đòi hỏi những yêu cầu sản xuất khắt khe nhất. Việc phát triển sản phẩm hydrogen xanh giữ vai trò cốt lõi trong ngành công nghiệp này, và được xác định dựa trên hai yếu tố quan trọng: nhu cầu sử dụng, tiêu thụ và các đặc thù về khoa học kỹ thuật trong việc sản xuất ra loại hình sản phẩm này. Từ những kết quả trong nghiên cứu này, có thể xác định được nhu cầu hydrogen toàn cầu đạt khoảng 90 triệu tấn vào năm 2020, tăng 50% kể từ đầu thiên niên kỷ chủ yếu tập trung vào các công nghiệp lọc dầu và sản xuất hóa chất như ammonia, methanol, chất khử trong sản xuất thép. Trong đó, 48% được sản xuất từ khí tự nhiên, 30% từ dầu nặng và naphtha, 18% từ than đá và chỉ vón vèn 4% là đến từ quá trình điện hóa nước. Chuỗi cung ứng hydro xanh trên thế giới đang ... nhằm đáp ứng được nhu cầu sử dụng ngày càng tăng theo từng năm, được dự đoán sẽ đạt mốc 600 triệu tấn/năm trên thế giới và 22 triệu tấn/năm tại Việt Nam vào năm 2050. Hiện nay, công nghệ sản xuất hydrogen xanh duy nhất được xem là hiệu quả và khả thi trong việc mở rộng quy mô sản xuất chính là nhóm công nghệ sử dụng kỹ thuật điện hóa phân tách nước (electrolysis). Tuy nhiên, công nghệ điện phân nước cũng vấp phải những khó khăn nhất định: chi phí sản xuất và đầu tư cao, yêu cầu công nghệ và cơ sở hạ tầng cao, nguồn nước làm nguyên liệu sản xuất là tài nguyên cốt lõi cần phải được sử dụng một cách khoa học và hiệu quả.

Trên tinh thần đó, công nghệ điện phân nước biển nổi lên như một giải pháp công nghệ bền vững và quan trọng nhờ vào khả năng giải quyết bài toán vùng nguyên liệu cho quá trình điện phân sản xuất hydrogen (*ước tính, nhu cầu sử dụng nguồn nước ngọt cho sản xuất hydrogen rơi vào khoảng 2.2 tỷ m³ mỗi năm*), góp phần phát triển công nghệ này cũng như tạo ra tiền đề cho các mô hình sản xuất hydrogen sử dụng nguồn nhiên liệu và nguyên liệu tái tạo. Không dừng lại ở đó, công nghệ sản xuất hydrogen từ nước biển còn chiếm ưu thế hơn so với các phương pháp lên men sinh học hoặc quang điện hóa với hiệu suất điện phân sinh khí đạt mốc 80% và rất giàu tiềm năng thương mại hóa.

Hiện nay trên thế giới đã có những dự án thí điểm nổi bật về công tác sản xuất hydrogen xanh trực tiếp từ nước biển với công suất lớn nhất vào khoảng 1.200 Nm³/giờ, 1.050 Nm³/giờ cho các dự án đã thương mại và từ 400 – 600 kg hydro cho các thử nghiệm. Mặc dù công suất vận hành cho các thiết bị PEM hiện hành chỉ dao động trong khoảng 4MW đến 6MW nhưng kết quả



thu được được dự đoán có tiềm năng với chi phí hydrogen đầu ra rơi vào khoảng 1.6 – 3.3 USD/kgH₂.

Tại Việt Nam, mặc dù các công văn định hướng chiến lược phát triển hydrogen đã được công bố, nhưng những công trình và dự án liên quan vẫn còn rất hạn chế. Cụ thể, chỉ có một nhà máy đầu tiên sản xuất hydrogen xanh từ nước biển tại Trà Vinh (Tập đoàn Green Solution) và dự án này vẫn đang trong giai đoạn phát triển với công suất dự kiến vào khoảng 24.000 tấn hydrogen xanh mỗi năm và sẽ được đưa vào sản xuất thương mại từ năm 2025. Tính tới thời điểm hiện tại, một số các ước tính về tiềm năng sản xuất cũng cho thấy rằng Việt Nam hoàn toàn có đủ tiềm lực và có thể tự chủ trong việc ứng dụng nước biển cho quá trình sản xuất hydrogen xanh bằng phương pháp điện phân nối lưới với hệ thống điện năng lượng tái tạo (gió, mặt trời) với LCOH đầu ra dao động vào khoảng 3.45USD/kg và 3.60USD/kg vào năm 2030 và 1.24USD/kg và 1.30USD/kg vào năm 2050 cho trường hợp nối lưới năng lượng mặt trời, năng lượng gió trên bờ tương ứng. Ước tính chi phí xuất khẩu hydrogen tại khu vực Đông Nam Á có thể được đầu tư và phát triển mạnh với mức chi phí dự kiến rơi vào khoảng 1.36 – 1.63USD/kg H₂ và được xem là hoàn toàn có cơ sở cạnh tranh so với các quốc gia phát triển. Trên tinh thần đó, nghiên cứu này được thực hiện nhằm cung cấp thông tin, đề xuất các giải pháp khả dĩ nhằm phục vụ cho công tác tham vấn chính sách, phát triển khoa học công nghệ, cũng như phát triển nguồn nhân lực, nâng cao nhận thức về vấn đề sử dụng và sản xuất hydrogen, đặc biệt là hydrogen xanh.

Nghiên cứu tập trung vào phân tích các vấn đề liên quan đến sản xuất hydrogen xanh từ nước biển – một nội dung rất phù hợp với những lợi thế mà Việt Nam có được, cũng như có thể nhanh chóng phối hợp với các quốc gia tiên phong trong lĩnh vực hydrogen để phát triển ngành công nghiệp hydrogen đang hàm chứa nhiều cơ hội, những cũng sở hữu lắm những thách thức.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. World Energy Council. National Hydrogen Strategies. 2021.
- [2]. Cheng, W. and Lee, S., 2022. How Green Are the National Hydrogen Strategies? Sustainability 2022, 14, 1930.
- [3]. Marouani, I., Guesmi, T., Alshammari, B.M., Alqunun, K., Alzamil, A., Alturki, M. and Hadj Abdallah, H., 2023. Integration of renewable-energy-based green hydrogen into the energy future. Processes, 11(9), p.2685.
- [4]. Rogh, S., Elmi, F.H., Okkesim, B.N. and Coşkun, K., Hydrogen For Heating (Green to Red).



- [5]. Incer-Valverde, J., Korayem, A., Tsatsaronis, G. and Morosuk, T., 2023. “Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity. *Energy Conversion and Management*, 291, p.117294.
- [6]. Taibi, E., Miranda, R., Carmo, M. and Blanco, H., 2020. Green hydrogen cost reduction.
- [7]. Bicer, Y. and Dincer, I., 2017. Life cycle evaluation of hydrogen and other potential fuels for aircrafts. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(16), pp.10722-10738.
- [8]. Irankhah, A., Fattahi, S.M.S. and Salem, M., 2018. Hydrogen generation using activated aluminum/water reaction. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(33), pp.15739-15748.
- [9]. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/at/Documents/presse/at-deloitte-wasserstoffstudie-2023.pdf>
- [10]. Ibrahim Dincer and Canan Acar, "Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 40, No. 34, pp. 11094 - 11111, 2015. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.12.035.
- [11]. IEA, “The future of hydrogen: Seizing today’s opportunities”, 6/2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
- [12]. Christopher Graves, Sune D. Ebbesen, Mogens Mogensen, and Klaus S. Lackner, "Sustainable hydrogencarbon fuels by recycling CO₂ and H₂O with renewable or nuclear energy", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, No. 1, pp. 1 - 23, 2011. DOI: 10.1016/j.rser.2010.07.014.
- [13]. Van Nhu Nguyen and Ludger Blum, "Syngas and synfuels from H₂O and CO₂ : Current status", *Chemie Ingenieur Technik*, Vol. 87, No. 4, pp. 354-375, 2015. DOI: 10.1002/cite.201400090.
- [14]. Bundesministerium Für Bildung Und Forschung, "Wie das Kopernikus-projekt P2X erneuerbaren strom in kunst- und kraftstoffe, gase und wärme umwandelt". [Online]. Available: <https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/#roadmaps>.
- [15]. https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/20231020_Vietnam-TCF-report_with-factsheets-VN.pdf
- [16]. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf?la=en&hash=40FA5B8AD7AB1666EECBDE30EF458C45EE5A0AA6
- [17]. IRENA, Renewable capacity highlights, 2019.
- [18]. S. Gidley, S. Badwal, and A. Kulkarni, “Review of electrochemical ammonia production technologies and materials”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 38 (34), pp 14567-14594, 2013.
- [19]. W. Tong, M. Forster, F. Dionigi, S. Dresp, R. Sadeghi Erami, P. Strasser, A.J. Cowan, P. Farras, Electrolysis of low-grade and saline surface water, *Nat. Energy* 5 (2020) 367–377.
- [20]. Greencarcongress, “Thyssenkrupp offering large scale water electrolysis”, 2018.



- [21]. Yahya Anouti, Raed Kombargi, Shihab Elborai, Ramzi Hage, The dawn of green hydrogen: Maintaining the GCC's edge in a decarbonized world (2020).
- [22]. <https://www.ideo.columbia.edu/edu/k12/snapshotday/activities/2011/Classroom%20HS%20activity/chloride%20conversion/Chloride%20and%20Salinity.pdf>
- [23]. Dinh, D.A.T., Nguyen, T.L., Nguyen, T.N.P. and Nguyen, H.T., 2020. Assessing existing surface water supply sources in the Vietnamese Mekong delta: case study of Can Tho, Soc Trang, and Hau Giang provinces. *Vietnam Journal of Science, Technology and Engineering*, 62(4), pp.65-70
- [24]. Dionigi, F.; Reier, T.; Pawolek, Z.; Gliech, M.; Strasser, P. Design criteria, operating conditions, and nickel-iron hydrogenxide catalyst materials for selective seawater electrolysis. *ChemSusChem* 2016, 9, 962–972
- [25]. Khatun, S.; Hirani, H.; Roy, P. Seawater electrocatalysis: Activity and selectivity. *J. Mater. Chem. A* 2021, 9, 74–86.
- [26]. Abdel-Aal, H.K., Zohdy, K.M. and Kareem, M.A., 2010. Hydrogen production using sea water electrolysis. *The Open Fuel Cells Journal*, 3(1).
- [27]. Abdel-Aal, H. K.; Sultan, S. M.; Hussein, I. A. Parametric study for saline water electrolysis-part ii: chlorine evolution, selectivity and determination. *Int. J. Hydrogen Energy*, 1993, 18(7), pp. 545-551
- [28]. Marcelo Carmo and Detlef Stolten, "Chapter 4 - Energy storage using hydrogen produced from excess renewable electricity: Power to hydrogen", *Science and Engineering of Hydrogen-Based Energy Technologies: Hydrogen Production and Practical Applications in Energy Generation*. Academic Press, 2019, pp. 165 - 199.
- [29]. IEA, "Global hydrogen review 2021", 10/2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/globalhydrogen-review-2021>
- [30]. Wilson, J. and Burgh, G., 2007. *Energizing our future: Rational choices for the 21st century*.
- [31]. Olah, G.A., Goeppert, A. and Prakash, G.S., 2018. *Beyond oil and gas: the methanol economy*. John Wiley & Sons.
- [32]. Zhiyuan Fan, Emeka Ochu, Sarah Braverman, Yushan Lou, Griffin Smith, Amar Bhardwaj, Jack Brouwer, Colin McCormick, and Julio Friedmann, "Green hydrogen in a circular carbon economy: Opportunities and limits", *Columbia Center for Global Energy Policy*, 2021.
- [33]. Alex Zapantis, "Blue hydrogen", 2021
- [34]. IRENA, "Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 o C climate goal", 2020.
- [35] <https://gizenergy.org.vn/wp-content/uploads/eng-ptxrenewable-energy-and-energy-efficiency-in-viet-nam11-2-1.pdf>



- [36]. <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html>
- [37]. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/imports/events/140/EnergygieparkMainzoperationalandeconomicalanalysisoftheworldwidelargestpowertogasplantwithPEMelectrolysis.pdf>
- [38]. <https://ak-green-solution.com/en/>
- [39]. <https://www.lhyfe.com/press/lhyfe-announces-that-sealhyfe-the-worlds-first-offshore-hydrogen-production-pilot-produces-its-first-kilos-of-green-hydrogen-in-the-atlantic-ocean/>
- [40]. <https://journal.hep.com.cn/fie/EN/10.1007/s11708-023-0888-2>



Thông tin xuất bản

CÔNG TY CỔ PHẦN SÁNG TẠO XANH VIỆT NAM (GREEN IN)

Nhà C1X3, Tổ 12, Phường Cầu Diễn, Quận Nam Từ Liêm, Hà Nội

Điện thoại: 0979 786 242

Website: greeninvietnam.org

Fanpage/Youtube: GREEN IN Vietnam

Email: admin@greeninvietnam.org.vn

Tác giả

1. Tiến sĩ Trần Thiện Khánh

Trưởng phòng khoa học công nghệ và hợp tác quốc tế trường Đại Học Công Nghệ Đồng Nai (DNTU) - Chuyên gia, Tổng thư ký hiệp hội nghiên cứu phát triển năng lượng Hydrogen tiên tiến trực thuộc APEC, phân hội tại Thành Phố Hồ Chí Minh (ACABT-HCM Chapter).

2. Nghiên cứu sinh Trần Gia Hồng

Nghiên cứu sinh khoa khoa học vật liệu và ứng dụng công nghệ cao trường Đại Học Phùng Giáp, Đà Trung, Đà Loan (FCU).

Góp ý chuyên môn

1. Tiến sĩ Hoàng Tuấn Dũng, Trường Hóa và Khoa học Sự sống, ĐHBK Hà Nội

2. Tiến sĩ Nguyễn Thị Mai Hương, Trường Đại Học Trung Ương Đà Loan (National Central University) – Tập đoàn GENTEX

3. Ông Trần Đình Sính, Chuyên gia năng lượng GREEN IN

Địa điểm và thời gian xuất bản

Hà Nội, Việt Nam

Bản quyền tài liệu thuộc về Công ty Cổ phần Sáng tạo Xanh Việt Nam (GREEN IN)

Số ĐKXB: 2118-2024/CXBIPH/4-86/DT ngày 19/06/2024

Quyết định xuất bản của NXB Dân Trí số: 1751/QĐXB-NXBĐT ngày 19/06/2024

Mã số ISBN: 978-604-40-3733-2

